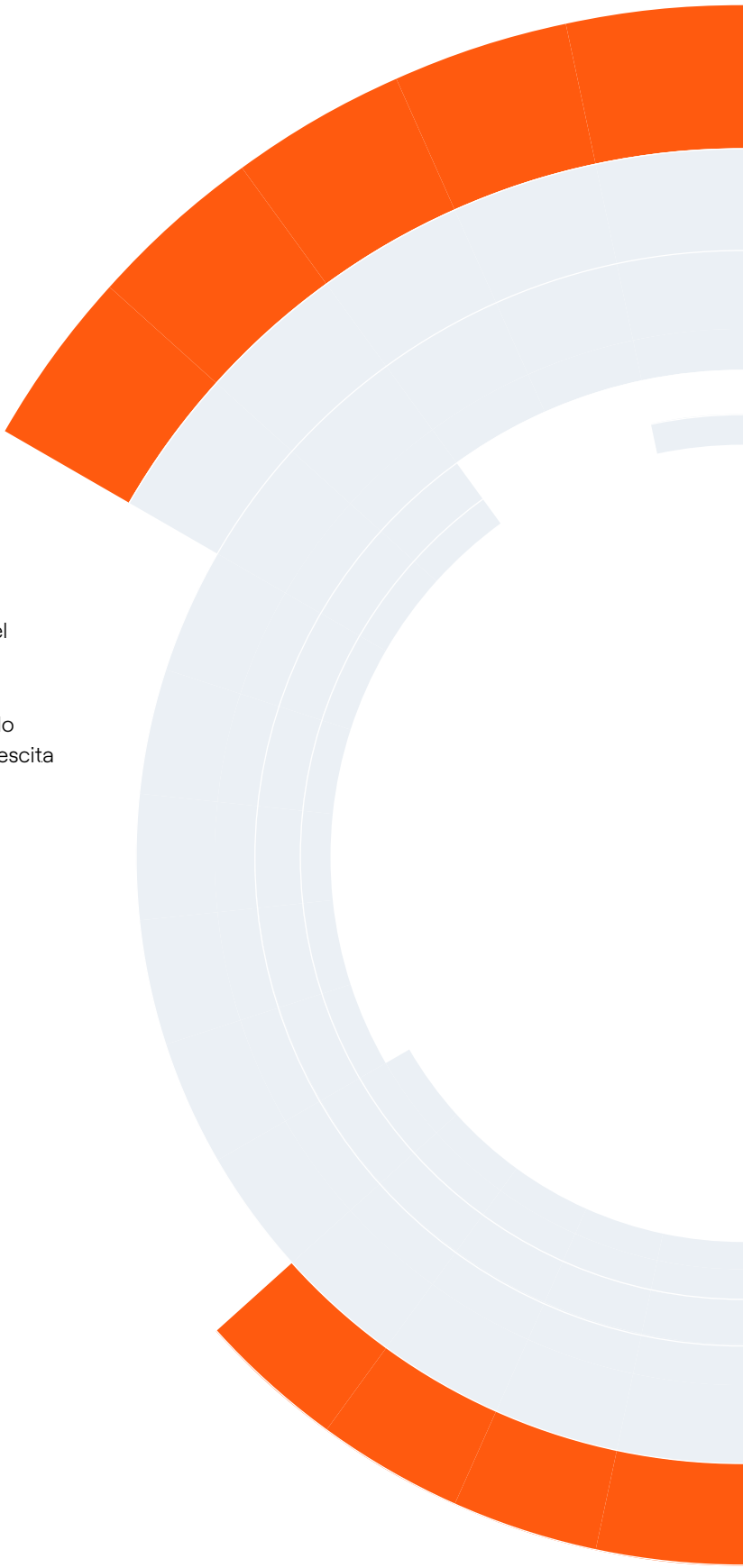


RELAZIONE FINANZIARIA ANNUALE CONSOLIDATA **2023**

Il progetto grafico del Corporate Reporting del Gruppo Enel rappresenta simbolicamente l'Azienda, dalla produzione di energia alla distribuzione, fino al suo utilizzo.
Forme geometriche circolari si integrano fra loro generando un sistema in equilibrio ed evidenziano la spinta verso la crescita e verso un miglioramento della vita delle persone.





RELAZIONE FINANZIARIA ANNUALE CONSOLIDATA **2023**



Paolo Scaroni
Presidente



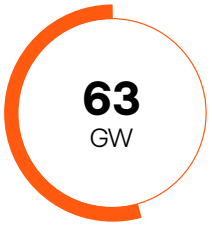
Flavio Cattaneo
Amministratore Delegato
e Direttore Generale

LETTERA AGLI AZIONISTI E AGLI ALTRI STAKEHOLDER

Cari azionisti, cari stakeholder,
il 2023 ha segnato un cambio importante nella gestione del Gruppo Enel con il rinnovo dell'intero Consiglio di Amministrazione e la nomina del nuovo Presidente nella persona di Paolo Scaroni. Lo stesso Consiglio di Amministrazione, a sua volta, ha affidato a Flavio Cattaneo l'incarico di Amministratore Delegato.
Gli eventi straordinari che hanno avuto impatto sul contesto geopolitico e macroeconomico a livello globale hanno generato sul sistema energetico una volatilità senza precedenti e modifiche strutturali al mercato dell'energia.
In questo contesto, il nuovo management ha delineato la nuova strategia alla base del Piano Industriale 2024-2026 del Gruppo basandola su: (i) una rigorosa allocazione delle risorse a vantaggio di una maggiore redditività del capitale investito unitamente a un bilanciamento del rischio-rendimento nelle decisioni e nei modelli di investimento, (ii) una maggiore efficienza ed efficacia dei processi e della struttura organizzativa, con l'obiettivo di aumentare il livello di accountability e liberare risorse finanziarie a servizio dello sviluppo industriale del Gruppo e (iii) la sostenibilità finanziaria e ambientale, confermando gli impegni verso la transizione energetica e l'elettrificazione dei consumi, garantendo al tempo stesso una struttura finanziaria maggiormente equilibrata e sostenibile.
Nel 2023 Enel si conferma il più grande operatore privato nel settore delle energie rinnovabili al mondo, con 63 GW di capacità gestita (inclusa la crescente e necessaria capacità di stoccaggio di energia con batterie), e la più grande società privata di distribuzione di energia elettrica a livello globale, con oltre 70 milioni di utenti finali serviti da reti che dovranno garantire livelli crescenti di resilienza e digitalizzazione per sostenere il processo di elettrificazione dei consumi di energia. Inoltre, possiede la più estesa base clienti tra le società private, con circa 61 milioni di clienti di energia elettrica e gas.
La leadership del Gruppo in termini di sostenibilità è stata ancora una volta riconosciuta a livello mondiale anche dalla costante presenza nelle più importanti graduatorie e indici di sostenibilità.



Utenti finali



Capacità rinnovabile gestita

Il contesto macroeconomico

Nel 2023 la crescita globale si è dimostrata più resiliente rispetto alle aspettative di inizio anno, grazie a una riduzione dell'inflazione più rapida del previsto in molte economie, supportata dalla graduale normalizzazione dei prezzi delle materie prime energetiche e dal graduale allentamento dei colli di bottiglia nella catena di approvvigionamento. Inoltre, i programmi di sostegno energetico di molti Governi hanno contribuito a mitigare gli impatti sui redditi delle famiglie e a sostenere l'attività produttiva in molte economie.

Tuttavia, i risultati sono stati diversi tra Paesi: si è registrata una solida crescita negli Stati Uniti, supportata dalla ripresa della spesa pubblica e privata, e in America Latina, dove si è assistito al rallentamento delle dinamiche inflattive e al miglioramento del contesto politico e occupazionale. Viceversa, in gran parte dell'Eurozona si è registrato un marcato rallentamento economico principalmente a causa sia delle politiche monetarie restrittive della Banca Centrale Europea, finalizzate a contrastare le dinamiche inflattive, sia della debole domanda estera, anche in correlazione al difficile contesto geopolitico nel Middle East.

Per quanto riguarda il settore energetico, nel 2023 il mercato del gas in Europa ha evidenziato una significativa tendenza ribassista, grazie agli alti livelli di stoccaggio e a una domanda in calo, con una riduzione media dei prezzi del TTF (indice Title Transfer Facility) superiore al 65% rispetto al 2022, raggiungendo circa 35 €/MWh nell'ultimo trimestre 2023. In calo anche la produzione di energia da carbone, disincentivata principalmente dalla crescita delle quotazioni della CO_2 all'interno dell'ETS (Emission Trading System), nonostante i prezzi della materia prima abbiano registrato una riduzione del 55,5%, raggiungendo una media di 129 $/t.

Rispetto al 2022, i prezzi dell'energia elettrica in Italia e Spagna sono fortemente diminuiti a causa del ribasso registrato sui mercati delle commodity energetiche e in parte della crescente produzione da fonti rinnovabili. In particolare, in Italia il prezzo è diminuito del 58% rispetto all'anno precedente mentre in Spagna del 48%.

Nel comparto dei metalli, la debolezza economica ha influenzato negativamente i prezzi dell'alluminio e del rame, con un calo rispettivamente del 16,6% e del 3,8% rispetto al 2022. I metalli legati alle tecnologie rinnovabili, come il litio e il polisilicio, hanno visto una riduzione dei prezzi ancora più marcata, derivante dalla contrazione della domanda.

I risultati economici

Grazie alle azioni manageriali e alla focalizzazione sul core business, il Gruppo chiude l'esercizio 2023 centrando gli obiettivi annuali rivisti al rialzo nel terzo trimestre e comunicati al mercato, con un EBITDA ordinario pari a 22,0 miliardi di euro e un utile netto ordinario pari a 6,5 miliardi di euro, in crescita rispettivamente del 12% e di circa il 21% rispetto all'anno precedente. Il dividendo che sarà proposto agli azionisti per il 2023 ammonta a 43 centesimi di euro per azione, il 7,5% in più di quello per il 2022. In termini di generazione di cassa, nel 2023 l'FFO è stato di circa 14,8 miliardi di euro, in crescita di oltre il 60% rispetto al 2022. Il debito netto è pari a 60,2 miliardi di euro, con un miglioramento del rapporto debito netto sull'EBITDA ordinario che passa da 3,1x a 2,7x. Quest'ultimo indicatore non tiene ancora conto degli effetti relativi all'incasso dei proventi legati alle dismissioni, già annunciate al mercato e oggetto di accordi vincolanti tra le parti, realizzati nel 2023 nell'ambito del piano straordinario di riduzione dell'indebitamento finanziario del Gruppo. Si ricorda che il Piano approvato nel 2022, per ripristinare una struttura finanziaria del Gruppo sostenibile ed equilibrata, prevedeva la cessione di partecipazioni e asset del Gruppo per oltre 12 miliardi di euro nel solo 2023.

Principali avvenimenti

Il Gruppo conferma nel 2023 la propria leadership tecnologica sviluppata nel corso degli anni nella generazione da fonti rinnovabili e nelle reti di distribuzione.

Dal punto di vista della generazione di energia, nel corso del 2023, Enel ha realizzato circa 5,3 GW di nuova capacità rinnovabile (di cui 934 MW di stoccaggio con batterie), raggiungendo un totale di circa 63 GW di capacità installata e una produzione da fonti rinnovabili di 140 TWh/anno. La capacità gestita è, inoltre, affiancata da una pipeline di progetti in fase di sviluppo avanzato fino a 160 GW.

Nell'ambito della distribuzione di energia, continua il forte impegno nell'ammodernamento e nella digitalizzazione delle reti elettriche, sia per incrementarne la resilienza nei confronti di eventi climatici sempre più estremi e frequenti, sia per renderle pronte a svolgere il ruolo di abilitatrici della transizione energetica: nel corso dell'anno Enel Grids ha attivato quasi 540.000 nuove connessioni di produttori e prosumer[1] a livello globale, aggiungendo circa 8 GW di capacità distribuita rinnovabile connessa alle nostre reti, per arrivare a un totale di circa 68 GW di energia proveniente da circa 2 milioni di connessioni di produttori e prosumer.

Anche attraverso lo sviluppo di un portafoglio di prodotti dedicati a consumatori residenziali, imprese e municipalità, il Gruppo conferma il suo ruolo guida nel percorso di transizione energetica ed elettrificazione dei consumi. Nel 2023, Enel X Global Retail ha operato a pieno regime con una nuova struttura maggiormente integrata per cogliere i benefici delle "offerte bundle" di elettricità, gas, mobilità elettrica, efficienza energetica e connettività ultraveloce. Ne è un esempio l'offerta "Formidabile", lanciata in Italia a fine ottobre 2023 e in Spagna a inizio 2024. Prosegue, inoltre, l'impegno nel migliorare l'esperienza del cliente: nel 2023 i reclami commerciali sono diminuiti del 12%[2] rispetto all'anno precedente e a febbraio l'Istituto Tedesco Qualità e Finanza ha assegnato a Enel Energia il sigillo di qualità "Nr. 1 nel Servizio" in base al livello di soddisfazione dei clienti del settore Luce e Gas, con un punteggio pari a 74,2% largamente superiore alla media di categoria (pari al 55,9%).

La nuova Funzione di Servizio Enel Global Services, che ha raggruppato al suo interno le strutture di Global Information & Communication Technologies, Global Procurement, Global Customer Operations e la neocostituita Workforce Evolution, ha proseguito il percorso di trasformazione digitale del Gruppo, puntando su soluzioni e tecnologie avanzate, quali l'Intelligenza Artificiale e il Quantum Computing. Grazie anche alle importanti competenze sviluppate internamente, a oggi si contano oltre 500 applicazioni di Intelligenza Artificiale tradizionale e generativa in esercizio o in fase di sviluppo, principalmente a supporto dei business di Generazione, Distribuzione e Retail. Inoltre, la struttura di Workforce Evolution promuoverà l'evoluzione delle competenze dei dipendenti coerentemente con i nuovi strumenti tecnologici e con il riposizionamento strategico del Gruppo, al fine di favorire un processo di internalizzazione volto a rafforzare il presidio interno sulle attività a maggior valore e a garantire un posizionamento distintivo nei mercati e nei settori di presenza del Gruppo.

Il Gruppo continua a percorrere la roadmap di decarbonizzazione in linea con la limitazione del riscaldamento globale al di sotto di 1,5 °C. Nel 2023 le emissioni assolute di gas serra dirette e indirette lungo l'intera catena del valore del Gruppo, pari a 94,3 $MtCO_{2eq}$, sono state ridotte del 26,3% rispetto al 2022, e rimangono in linea con gli obiettivi per il 2030 e il 2040 certificati dalla Science Based Targets initiative (SBTi).

Agli obiettivi di sostenibilità sono strettamente legati anche gli strumenti finanziari utilizzati dal Gruppo. Nel 2023 Enel Finance International NV ha emesso Sustainability-Linked Bond con denominazione in euro per un ammontare di 1,5 miliardi di euro, per i quali sono stati utilizzati molteplici Key Performance Indicator (KPI), volti a rafforzare ulteriormente l'impegno di Enel nell'accelerazione della transizione energetica. Per la prima volta, infatti, in un collocamento pubblico di un prestito obbligazionario, una tranche dell'emissione ha previsto la combinazione di un KPI collegato alla tassonomia dell'UE con un KPI collegato agli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) delle Nazioni Unite, mentre l'altra tranche del bond è stata collegata a due KPI associati alla traiettoria del Gruppo di completa decarbonizzazione, attraverso la riduzione delle emissioni dirette e indirette di gas a effetto serra.

I programmi di emissione di titoli obbligazionari hanno consentito il raggiungimento di un rapporto tra le fonti di finanziamento sostenibile e l'indebitamento lordo totale del Gruppo pari a circa il 64%, valore che la strategia finanziaria prevede in ulteriore crescita nell'arco di Piano.

In parallelo, al fine di ridurre l'indebitamento e rafforzare la struttura patrimoniale e finanziaria del Gruppo, il nuovo management ha rivisto il menzionato piano di dismissioni in un'ottica di rotazione del portafoglio incentrata sulla massimizzazione del valore degli asset. In tale contesto, nel corso dell'anno è stata perfezionata la cessione delle società di generazione termoelettrica argentine Enel Generación Costanera SA e Inversora Dock Sud SA, e sono stati sottoscritti gli accordi per la cessione delle società peruviane di distribuzione e fornitura di energia elettrica Enel Distribución Perú SAA, di servizi energetici avanzati Enel X Perú SAC e di generazione elettrica Enel Generación Perú SAA. Inoltre, è stata perfezionata la cessione di tutte le partecipazioni detenute dal Gruppo in Romania. Sono state concluse operazioni di asset rotation fra cui la cessione di un portafoglio di impianti fotovoltaici in Cile (416 MW) e l'intero portafoglio geotermico negli Stati Uniti, oltre a diversi piccoli impianti solari nello stesso Paese. Infine, coerentemente con la strategia presentata ai mercati sulle stewardship nei Paesi "non-core", attraverso la controllata Enel Green Power SpA, è stata perfezionata la cessione del 50% a INPEX Corporation delle due società che possiedono tutte le attività dedicate alle rinnovabili del Gruppo in Australia ed è stata finalizzata la vendita del 50% di Enel Green Power Hellas a favore di Macquarie Asset Management.

(1) Il termine "prosumer", contrazione di "producer" (produttore) e "consumer" (consumatore), indica un individuo o un'azienda che non solo consuma beni o servizi, ma li produce anche, per esempio installando pannelli fotovoltaici per la produzione di energia elettrica.
(2) Riduzione nuovi reclami ogni 10.000 clienti.

Strategia e previsioni per il 2024-2026

Le incertezze globali di breve termine hanno imposto alle società elettriche di accrescere la propria flessibilità e migliorare la visibilità e prevedibilità dei rendimenti prospettici.
In tale contesto, nel periodo di Piano 2024-2026 il Gruppo Enel prevede di focalizzarsi su:

- redditività, flessibilità e resilienza mediante un'allocazione del capitale selettiva finalizzata a ottimizzare il profilo rischio-rendimento del Gruppo;
- efficienza ed efficacia quali driver dell'operatività del Gruppo, attraverso una semplificazione dei processi, un'organizzazione più snella con responsabilità definite e una focalizzazione sulle geografie "core" in cui il Gruppo possiede una posizione integrata (Italia, Spagna, Brasile, Cile, Colombia e Stati Uniti) nonché sull'efficienza operativa al fine di massimizzare la generazione di cassa e compensare le dinamiche inflazionistiche e il maggior costo del capitale;
- sostenibilità finanziaria e ambientale per perseguire la creazione di valore con una struttura finanziaria solida ed equilibrata, affrontando e sostenendo con impegno le sfide del cambiamento climatico.

In questo scenario, i business regolati saranno al centro della strategia del Gruppo con una concentrazione degli investimenti sulle aree geografiche caratterizzate da un quadro regolatorio chiaro e prevedibile nonché contesti macroeconomici stabili. Le decisioni di investimento sulle rinnovabili saranno più selettive, puntando a un posizionamento che massimizzi i rendimenti e mitighi allo stesso tempo i rischi.
Infine, il Gruppo prevede di ottimizzare il proprio portafoglio di clienti e i processi end-to-end, aumentando l'efficienza nell'acquisizione e nella gestione dei clienti, migliorandone la fidelizzazione tramite offerte bundle e promuovendo l'elettrificazione dei consumi. La generazione e il business retail saranno gestiti in maniera maggiormente integrata, con un approccio flessibile sulla strategia di sourcing, con l'obiettivo di massimizzare la profittabilità lungo tutta la catena del valore.
Nel triennio 2024-2026 gli investimenti lordi del Gruppo saranno pari a 35,8 miliardi di euro di cui 18,6 miliardi di euro destinati alle Reti, 12,1 miliardi di euro alle Rinnovabili e 3 miliardi di euro ai Clienti.
Grazie all'implementazione di un modello di business a minore intensità di capitale e di rischio, gli investimenti richiederanno un minor fabbisogno di cassa, con investimenti netti previsti pari a circa 26,2 miliardi di euro grazie all'accesso a grant e finanziamenti europei (fino a 3,5 miliardi di euro) e al ricorso a un modello diversificato di co-investimento per i progetti rinnovabili (per un importo complessivo pari a circa 6,1 miliardi di euro).
Gli investimenti destinati alle reti di distribuzione ne aumenteranno l'efficienza, la flessibilità e la resilienza: più della metà sarà destinata a progetti di potenziamento della rete, telecontrollo, automazione e digitalizzazione al fine di garantire elevati standard di qualità del servizio e minori perdite di energia. La restante parte sarà destinata, oltre che alla gestione degli asset, a incrementare l'hosting capacity[3] per soddisfare le richieste di nuove connessioni da parte dei clienti e favorire l'integrazione della generazione distribuita da fonti rinnovabili, a supporto della transizione energetica e dell'elettrificazione dei consumi finali.
Gli investimenti nelle rinnovabili consentiranno di aggiungere 13,4 GW di nuova capacità, portando la capacità totale del Gruppo a 73 GW (inclusi i sistemi di accumulo di energia) nel 2026, con la quota di generazione a zero emissioni che crescerà dal 75% a circa l'86%.
La spinta sull'innovazione continuerà a essere un driver strategico: nel campo della generazione consentirà un miglioramento delle performance degli impianti attraverso l'introduzione di nuove tecnologie su tutta la catena del valore. Inoltre, si prevede il ricorso al repowering[4] e all'automazione per aumentare l'efficienza degli impianti e dei processi nonché la sperimentazione di nuove tecnologie di batterie e di sistemi di accumulo di energia, il cui ruolo sarà sempre più importante per la flessibilità dei sistemi elettrici. Nel campo delle reti, la digitalizzazione, i nuovi modelli di automazione e l'introduzione di nuove tecnologie abiliteranno nuovi modelli di remunerazione.
Infine, il Gruppo continuerà a presidiare l'evoluzione delle nuove tecnologie che saranno mature in un orizzonte temporale di medio-lungo termine, come l'idrogeno e i nuovi reattori nucleari a fissione, piccoli e modulari, o a fusione.
Sul fronte della sostenibilità ambientale, il Gruppo intende proseguire con la riduzione delle proprie emissioni dirette e indirette di gas a effetto serra puntando all'obiettivo zero emissioni in tutti gli Scope entro il 2040, in linea con l'Accordo di Parigi e con lo scenario di 1,5 °C, come certificato dalla SBTi.
Si prevede che l'EBITDA ordinario del Gruppo aumenti a un valore compreso tra 23,6 e 24,3 miliardi di euro nel 2026, con un CAGR (Compound Average Growth Rate) di circa il 5%, mentre l'utile netto ordinario del Gruppo aumenterà secondo le nostre ambizioni fino a un valore compreso tra 7,1 e 7,3 miliardi di euro nel 2026, con un CAGR di circa il 6% rispetto al 2023, al netto delle differenze di perimetro.
Il percorso organico e strutturale di riduzione dell'indebitamento netto di Gruppo consentirà al Gruppo di raggiungere un rapporto tra debito netto ed EBITDA pari a circa 2,3 volte al 2026 dalle oltre 3 volte di fine 2022.
Infine, per quanto riguarda la remunerazione degli azionisti, il Gruppo ha deciso di adottare una politica dei dividendi semplice e attrattiva con un DPS (Dividend per Share) fisso minimo pari a 0,43 euro per il periodo 2024-2026 e un aumento potenziale fino a un payout del 70% sull'utile netto ordinario in caso di raggiungimento della neutralità dei flussi di cassa.

(3) Capacità del sistema di ospitare nuovi flussi di energia.
(4) Ripotenziamento dell'impianto allo scopo di aumentare l'efficienza, la potenza e la produzione.

INDICE

Lettera agli azionisti e agli altri stakeholder 4

Basis of Presentation 10



RELAZIONE SULLA GESTIONE

1. GRUPPO ENEL 17

Highlights 19

Il processo di creazione del valore e il modello di business 23

Localizzazione geografica di Enel 27



2. GOVERNANCE 29

Gli azionisti di Enel 30

Organi sociali 32

Sistema di corporate governance e assetto dei poteri di Enel 34

Modello organizzativo di Enel 41

Il sistema di incentivazione 43

Valori e pilastri dell'etica aziendale 45

Guida alla navigazione del documento

Per facilitarne la consultazione, il documento, oltre a link ipertestuali, è dotato di interazioni che ne consentono la navigazione.

Torna al menu generale

Vai a...

Ricerca

Stampa

Indietro/avanti

CE Conto economico

SP Stato patrimoniale

RF Rendiconto finanziario

PN Prospetto delle variazioni del patrimonio netto

OCI Prospetto dell'utile complessivo rilevato nell'esercizio



3. STRATEGIA DEL GRUPPO E GESTIONE DEL RISCHIO 49

Scenario di riferimento 50

La strategia del Gruppo 78

Il Piano Strategico 79

Risk management 92



5. PROSPETTIVE FUTURE 269

Prevedibile evoluzione della gestione 270

Altre informazioni 271



4. LE PERFORMANCE DEL GRUPPO 131

Definizione degli indicatori di performance 132

Risultati del Gruppo 135

Valore economico generato e distribuito per gli stakeholder 149

Analisi patrimoniale e finanziaria del Gruppo 150

Risultati economici per Settore primario (Linea di Business) e secondario (Area Geografica) 157

Il titolo Enel 190

Innovazione 192

Centralità delle persone 196

World Economic Forum (WEF) 208

Tassonomia dell'Unione Europea 210

Fatti di rilievo del 2023 235

Aspetti normativi e tariffari 239



BILANCIO CONSOLIDATO

6. BILANCIO CONSOLIDATO 275

Prospetti contabili consolidati 276

Note di commento 283

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto 457

Relazioni

Relazione del Collegio Sindacale 458

Relazione della Società di revisione 474

Allegati

Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2022 480

BASIS OF PRESENTATION

L'approccio di Enel al Corporate Reporting

La Relazione finanziaria annuale consolidata integrata di Enel, costituita dalla Relazione sulla gestione ispirata all'integrated thinking e dal Bilancio consolidato redatto secondo i princípi contabili internazionali IFRS/IAS, rappresenta il documento "Core" del sistema integrato di Corporate Reporting del Gruppo Enel, basato sulla trasparenza e responsabilità delle informazioni.
L'obiettivo della Relazione finanziaria annuale consolidata integrata di Enel è quello di raccontare il proprio pensiero strategico; nonché di presentare i risultati e le prospettive di medio e lungo termine del modello di business integrato che negli ultimi anni ha favorito la creazione di valore nel contesto del processo di transizione energetica.
Il Gruppo Enel si è ispirato all'approccio di reporting "Core&More", disegnando il proprio sistema di Corporate Reporting al servizio degli stakeholder in modo connesso, logico e strutturato e sviluppando un proprio concept di presentazione delle informazioni economiche, sociali, ambientali e di governance, in linea con le specifiche normative, raccomandazioni di riferimento e best practice internazionali.
Il presente Core Report è volto a fornire una visione olistica del Gruppo, del proprio modello di business e del relativo processo di creazione del valore nel medio e nel lungo termine, includendo le informazioni finanziarie e di sostenibilità qualitative e quantitative ritenute più rilevanti in base a un materiality assessment, che tiene in considerazione anche le aspettative degli stakeholder.
I More Report includono, invece, anche sulla base di specifiche normative di riferimento, informazioni più dettagliate e supplementari rispetto al Core Report, le cui informazioni sono a esso connesse anche mediante "cross reference".



CORPORATE REPORTING FRAMEWORK

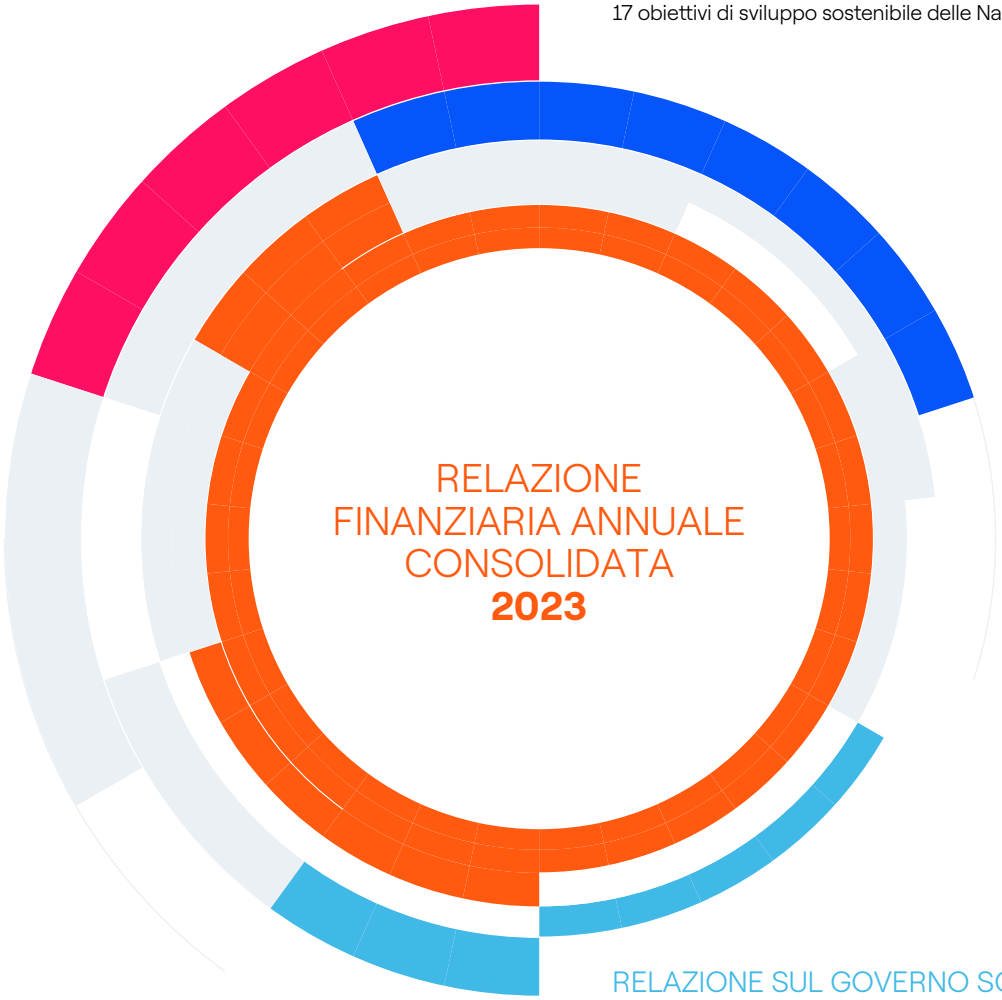
L'approccio CORE & MORE per il Gruppo Enel

RELAZIONE E BILANCIO DI ESERCIZIO DI ENEL SPA

Predisposti in conformità al comma 3 dell'art. 9 del Decreto Legislativo n. 38 del 28 febbraio 2005

BILANCIO DI SOSTENIBILITÀ

Include la Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario redatta ai sensi del Decreto Legislativo n. 254/2016 e presenta il modello di business sostenibile di Enel in grado di creare valore per tutti gli stakeholder e di contribuire al raggiungimento dei 17 obiettivi di sviluppo sostenibile delle Nazioni Unite



RELAZIONE SUL GOVERNO SOCIETARIO E GLI ASSETTI PROPRIETARI

Descrive il Sistema di corporate governance di Enel ai sensi degli artt. 123 *bis* del Testo Unico della Finanza e 144 *decies* del Regolamento Emittenti Consob

RELAZIONE SULLA POLITICA IN MATERIA DI REMUNERAZIONE

Descrive il Sistema di remunerazione di Enel, come previsto all'art. 123 *ter* del Testo Unico della Finanza

La Relazione finanziaria annuale consolidata integrata e l'analisi di materialità

La Relazione finanziaria annuale consolidata integrata, in quanto espressione dell'integrated thinking, si propone di rappresentare la capacità del modello di business di creare valore nel breve, medio e lungo termine per gli stakeholder, garantendo la connettività tra le informazioni in esso presentate.
Il Gruppo mantiene costanti relazioni con gli stakeholder, al fine di comprendere e soddisfare le loro esigenze anche in termini di reporting, tenendo conto dell'importanza degli impatti del modello di business del Gruppo rispetto a tutti gli interessi coinvolti.
Le informazioni finanziarie e di sostenibilità da presentare all'interno dei diversi documenti del sistema di Corporate Reporting sono selezionate in base alla relativa materialità determinata sulla base di specifici framework, metodologie e assessment.
Si riportano di seguito i princípi fondamentali di redazione della Relazione sulla gestione, rinviando alla specifica sezione "Forma e contenuto del Bilancio" per la base di presentazione del Bilancio consolidato.
La Relazione sulla gestione del Gruppo Enel integra elementi finanziari e di sostenibilità secondo un'analisi di materialità che tiene conto del fabbisogno informativo degli stakeholder, ivi inclusi il contributo di Enel al raggiungimento degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) diffusi a livello internazionale dalle Nazioni Unite (ovvero "Energia accessibile e pulita" (SDG 7); "Imprese, innovazione e infrastrutture" (SDG 9), "Città e comunità sostenibili" (SDG 11), "Lotta contro il cambiamento climatico" (SDG 13)) e le attività poste in essere per contribuire al relativo raggiungimento, per soddisfare le aspettative dei principali stakeholder della Relazione finanziaria annuale consolidata integrata.

Il Gruppo Enel conduce, inoltre, l'analisi della doppia materialità (c.d. "double materiality") per i cui dettagli si rinvia al Bilancio di Sostenibilità.

Oltre al concetto di rilevanza, le informazioni qualitative e quantitative sia finanziarie sia di sostenibilità riportate nella Relazione sulla gestione sono state predisposte e presentate in maniera tale da garantire la completezza, l'accuratezza, la neutralità e la comprensibilità delle stesse.
Le informazioni contenute nella Relazione sulla gestione sono inoltre coerenti con l'esercizio precedente.
Il Gruppo, a tal fine, applica le stesse metodologie di anno in anno, se non diversamente specificato, in conformità alle best practice internazionali in materia di integrated reporting e sustainability reporting.

Si evidenzia che ai fini della predisposizione delle informazioni di sostenibilità soprattutto quantitative, il Gruppo applica principalmente quanto previsto dagli Standard definiti dal GRI (Global Reporting Initiative), in linea con il Bilancio di Sostenibilità, e dagli "Aspect" del supplemento GRI dedicato al settore Electric Utilities di riferimento ("Electric Utilities Sector Disclosures").
Inoltre, sono presi in considerazione gli indicatori proposti dal "Toward Common Metrics and Consistent Reporting of Sustainable Value Creation" del World Economic Forum (WEF), il cui dettaglio è evidenziato nel capitolo denominato "WEF" e ripresi nella sezione "Le performance del Gruppo" del presente documento.

La Relazione sulla gestione del Gruppo è organizzata secondo le seguenti sezioni:



1. GOVERNANCE

Illustra gli organi di governo del Gruppo, il relativo modello organizzativo e il relativo coinvolgimento nelle politiche di sostenibilità e di lotta al cambiamento climatico

2. STRATEGIA DEL GRUPPO E GESTIONE DEL RISCHIO

Partendo dalla visione macroeconomica, fornisce una panoramica della strategia del Gruppo e dei principali obiettivi del Piano Strategico illustrando anche i rischi ai quali è esposto il Gruppo, ivi inclusi i rischi connessi al cambiamento climatico, e le specifiche azioni di mitigazione. Questa sezione evidenzia, inoltre, le opportunità del modello di business anche con riferimento all'attuale scenario di transizione energetica

3. LE PERFORMANCE DEL GRUPPO

In linea con il principio contabile "IFRS 8 - Segment Reporting", si focalizza sui segmenti di business del Gruppo Enel e sui relativi risultati finanziari e non finanziari per l'anno, fornendo una visione olistica e in linea con il modello di business integrato e sostenibile di Enel

4. PROSPETTIVE FUTURE

Delinea gli sviluppi significativi legati all'evoluzione della gestione del Gruppo Enel, fornendo informazioni forward-looking in linea con il Piano Strategico

Tenendo conto dei risultati della matrice delle priorità e dei rilevanti impatti del clima nel processo di creazione del valore da parte del Gruppo, ciascuna sezione (Governance, Strategia del Gruppo e gestione del rischio, Le performance del Gruppo e Prospettive future) include le informazioni relative al cambiamento climatico secondo quanto proposto dalla Task force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD)[5], che ha pubblicato nel giugno 2017 specifiche raccomandazioni, adottate dal Gruppo nel reporting volontario degli impatti finanziari legati ai rischi climatici.
Il Gruppo ha tenuto conto anche delle raccomandazioni emesse dallo IASB nel mese di novembre 2019 "IFRS Standards and climate-related disclosures" e di novembre 2020 "Effects of climate-related matters on financial statements", così come aggiornate a luglio 2023 con l'Educational material "Effects of climate-related matters on financial statements".

Tali raccomandazioni evidenziano che il rischio relativo al cambiamento climatico deve essere considerato nelle assunzioni del management nell'esercizio del proprio judgement relativamente alle valutazioni delle poste di bilancio.

Allo scopo di garantire la connettività delle informazioni e di comunicare il modo in cui i progressi conseguiti nella sostenibilità contribuiscano al miglioramento dei risultati finanziari attuali e futuri, sono state individuate e presentate all'interno della Relazione sulla gestione relazioni chiare e coerenti tra le informazioni chiave finanziarie e di sostenibilità, per ciascuna delle sopra richiamate quattro sezioni.

Si specifica inoltre che la Relazione finanziaria annuale consolidata integrata di Enel è stata pubblicata nella sezione "Investitori" del sito internet di Enel (www.enel.com).

Matrice di connettività

Al fine di fornire una rappresentazione integrata del Gruppo e rappresentare la connettività delle informazioni il Gruppo Enel predispone una matrice che evidenzia le relazioni tra la governance, la strategia del Gruppo e la gestione del rischio, le performance del Gruppo e le prospettive future per ciascuna Linea di Business.

(5) Nel corso del 2023 il Financial Stability Board ha annunciato che il lavoro della TCFD si è concluso con l'emissione degli standard internazionali di rendicontazione di sostenibilità IFRS S1 e IFRS S2, pubblicati a fine giugno 2023 dall'ISSB (International Sustainability Standards Board).

	CREAZIONE DEL VALORE E MODELLO DI BUSINESS	GOVERNANCE	LA STRATEGIA DEL GRUPPO
ENEL GREEN POWER AND THERMAL GENERATION & GLOBAL ENERGY AND COMMODITY MANAGEMENT	**Enel Green Power and Thermal Generation & Global Energy and Commodity Management** (p. 26)	• Gli azionisti di Enel (p. 30) • Organi sociali (p. 32) • Sistema di corporate governance e assetto dei poteri di Enel (p. 34) • Modello organizzativo di Enel (p. 41) • Il sistema di incentivazione (p. 43) • Valori e pilastri dell'etica aziendale (p. 45)	**Il processo di definizione strategica** (p. 78) I. Il Dialogo Strategico II. Il Piano Strategico III. Il posizionamento di lungo termine IV. Le analisi dei fattori ESG e valutazione della materialità in ambito sostenibilità **Il Piano Strategico** (p. 79) • **Risposta al contesto** (p. 79): accessibilità, sicurezza e sostenibilità • **I tre pilastri** (p. 79): I. redditività, flessibilità e resilienza II. efficienza ed efficacia III. sostenibilità finanziaria e ambientale
ENEL X GLOBAL RETAIL	**Enel X Global Retail** (p. 26)		
ENEL GRIDS AND INNOVABILITY	**Enel Grids** (p. 26)		

GESTIONE DEL RISCHIO

Rischi strategici (p. 98)
- Evoluzioni legislative e regolatorie
- Tendenze macroeconomiche e geopolitiche
- Rischi e opportunità strategiche legati al cambiamento climatico
- Panorama competitivo

Rischi finanziari (p. 120)
- Tasso di interesse
- Commodity
- Tasso di cambio
- Credito e Controparte
- Liquidità

Rischi della tecnologia digitale (p. 123)
- Cyber security
- Digitalizzazione, efficacia IT e continuità del servizio

Rischi operativi (p. 124)
- Salute e sicurezza
- Ambiente
- Procurement, logistica e supply chain
- Persone e organizzazione

Rischi di compliance (p. 128)
- Protezione dati

LE PERFORMANCE DEL GRUPPO

Valore economico generato e distribuito per gli stakeholder (p. 149)

ENEL GREEN POWER (p. 169)
Dati operativi
- Produzione netta di energia elettrica
- Potenza efficiente netta installata

Risultati economici
- Ricavi
- Margine operativo lordo ordinario
- Risultato operativo ordinario
- Investimenti

GENERAZIONE TERMOELETTRICA E TRADING (p. 163)
Dati operativi
- Produzione netta di energia elettrica
- Potenza efficiente netta installata

Risultati economici
- Ricavi da fonte termoelettrica e nucleare
- Ricavi
- Margine operativo lordo ordinario
- Risultato operativo ordinario
- Investimenti

Innovazione (p. 192)

Centralità delle persone (p. 196)

Valore economico generato e distribuito per gli stakeholder (p. 149)

MERCATI FINALI (p. 181)
Dati operativi
- Vendite di energia elettrica
- Vendite di gas naturale
- Demand response, storage e punti luce

Risultati economici
- Ricavi
- Margine operativo lordo ordinario
- Risultato operativo ordinario
- Investimenti

Innovazione (p. 192)

Centralità delle persone (p. 196)

Valore economico generato e distribuito per gli stakeholder (p. 149)

ENEL GRIDS (p. 175)
Dati operativi
- Reti di distribuzione e trasporto di energia elettrica
- Frequenza media di interruzioni per cliente
- Durata media di interruzioni per cliente
- Perdite di rete

Risultati economici
- Ricavi
- Margine operativo lordo ordinario
- Risultato operativo ordinario
- Investimenti

Innovazione (p. 192)

Centralità delle persone (p. 196)

PROSPETTIVE FUTURE

Piano Strategico 2024-2026 (p. 270)
- **Reddtitività, flessibilità e resilienza** mediante un'allocazione del capitale selettiva finalizzata a ottimizzare il profilo di rischio-rendimento del Gruppo.
- **Efficienza ed efficacia** quali driver dell'operatività del Gruppo, basati su semplificazione dei processi, un'organizzazione più snella con focus sulle geografie "core", nonché sulla razionalizzazione dei costi.
- **Sostenibilità finanziaria e ambientale** per perseguire la creazione di valore nell'affrontare le sfide del cambiamento climatico.

2024 (p. 270)
- **Investimenti nelle reti di distribuzione** focalizzati sulle aree geografiche caratterizzate da un quadro regolatorio più equilibrato e chiaro, in particolare in Italia.
- **Investimenti selettivi in rinnovabili**, finalizzati alla massimizzazione della redditività del capitale investito e alla minimizzazione dei rischi.
- **Gestione attiva del portafoglio clienti** attraverso offerte bundled multi-play.

Gli obiettivi economico-finanziari su cui si basa il Piano 2024-2026 (p. 270)


enel



RELAZIONE
SULLA GESTIONE

1. GRUPPO ENEL

Leadership tecnologica

Il Gruppo conferma nel 2023 la propria leadership tecnologica sviluppata nel corso degli anni nella generazione da fonti rinnovabili e nelle reti di distribuzione.

Nell'ambito della generazione, Enel ha realizzato circa 5,3 GW di nuova capacità rinnovabile (di cui 934 MW di stoccaggio con batterie), raggiungendo un totale di circa 63 GW di capacità installata e una produzione da fonti rinnovabili di 140 TWh/anno.

Nell'ambito della distribuzione di energia, continua il forte impegno nell'ammodernamento e nella digitalizzazione delle reti elettriche, sia per incrementarne la resilienza nei confronti di eventi climatici sempre più estremi e frequenti, sia per renderle pronte a svolgere il ruolo di abilitatrici della transizione energetica.

Il processo di creazione del valore

La presentazione integrata delle informazioni finanziarie e di sostenibilità consente di comunicare in maniera efficace il modello di business e il processo di creazione di valore in termini sia di risultati sia di prospettive di breve e di medio-lungo termine.

Modello di business

Il modello di business adottato da Enel ha l'obiettivo di massimizzare sul lungo periodo la creazione di valore per tutti gli stakeholder, attraverso il raggiungimento degli obiettivi di crescita, sviluppo ed efficienza di Gruppo, minimizzando, nel contempo, i rischi di business.

Per poter beneficiare pienamente di tutte le opportunità emergenti dal contesto di mercato in cui opera, il Gruppo ha identificato, a seconda della geografia di interesse e del rendimento atteso, tre modelli di business differenti: Ownership, Partnership e Stewardship.



HIGHLIGHTS

DATI ECONOMICI

RICAVI

-32,0%

95.565 milioni di euro

140.517 nel 2022

MARGINE OPERATIVO LORDO

+1,7%

20.255 milioni di euro

19.918 nel 2022

MARGINE OPERATIVO LORDO ORDINARIO

+11,6%

21.969 milioni di euro

19.683 nel 2022

RISULTATI

RISULTATO NETTO DEL GRUPPO

3.438 milioni di euro

1.682 nel 2022

RISULTATO NETTO DEL GRUPPO ORDINARIO

+20,7%

6.508 milioni di euro

5.391 nel 2022

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

-0,8%

60.163 milioni di euro

60.663 nel 2022(1)

INVESTIMENTI

CASH FLOW DA ATTIVITÀ OPERATIVA

+69,0%

14.620 milioni di euro

8.649 nel 2022(2)

INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI E IMMATERIALI(3)

-11,4%

12.714 milioni di euro

14.347 nel 2022

PERSONE

N. DIPENDENTI

-6,2%

61.055

65.124 nel 2022

N. INFORTUNI "LIFE CHANGING" (LCA) - ENEL(4)

-

- nel 2022

(1) Al fine di facilitare l'analisi dell'andamento dell'indebitamento finanziario netto del Gruppo, assicurando una migliore comparabilità dell'indicatore nel tempo, il management ha ritenuto di escludere dalla relativa determinazione il fair value degli strumenti derivati di cash flow hedge e fair value hedge utilizzati a copertura del rischio di cambio sui finanziamenti. Conseguentemente, ai fini di una migliore comparabilità dei dati, si è reso necessario rideterminare l'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2022.

(2) Per una migliore rappresentazione, ai soli fini comparativi, sono stati riclassificati i proventi e oneri finanziari realizzati riferiti ai soli finanziamenti dalla voce "Incassi/(Pagamenti) legati a derivati connessi a finanziamenti", inclusa nella sezione del cash flow da attività di finanziamento, alle voci "Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati" e "Interessi passivi e altri finanziari oneri pagati" incluse nel cash flow da attività operativa.

(3) Il dato non include 849 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" (156 milioni di euro nel 2022).

(4) Si considerano gli infortuni che hanno provocato conseguenze sulla salute tali da cambiare per sempre la vita di una persona.

HIGHLIGHTS DELLE LINEE DI BUSINESS

ENEL GREEN POWER AND THERMAL GENERATION

POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA TOTALE

-3,8%

81,4 GW

84,6 nel 2022

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA[1]

-9,0%

207,33 TWh

227,77 nel 2022

POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA RINNOVABILE

+3,5%

55,5 GW

53,6 nel 2022

POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA RINNOVABILE

+4,9%

68,2 %

63,3% nel 2022

POTENZA EFFICIENTE INSTALLATA AGGIUNTIVA RINNOVABILE

-18,8%

4,03 GW

4,96 nel 2022

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA RINNOVABILE[1]

+12,9%

126,98 TWh

112,45 nel 2022

INTENSITÀ EMISSIONI GHG SCOPE 1 RELATIVE ALLA PRODUZIONE DI ENERGIA[2]

-30,1%

160 gCO_{2eq}/kWh

229 nel 2022

INTENSITÀ EMISSIONI GHG SCOPE 1 E 3 RELATIVE ALL'INTEGRATED POWER[2]

-20,0%

168 gCO_{2eq}/kWh

210 nel 2022

(1) Nel caso si includesse anche la produzione netta gestita attraverso joint venture, la produzione totale al 31 dicembre 2023 ammonterebbe a 220,6 TWh; analogamente, la produzione da fonte rinnovabile sarebbe uguale al 31 dicembre 2023 a 140,3 TWh (123,7 TWh al 31 dicembre 2022).
(2) KPI corrispondente al target certificato dalla Science Based Targets initiative (SBTi) nel 2022.

OBIETTIVI PER LO SVILUPPO SOSTENIBILE

ENEL GRIDS AND INNOVABILITY

UTENTI FINALI

-3,3%

70.291.727 n.

72.655.170 nel 2022

RETE DI DISTRIBUZIONE E TRASMISSIONE DI ENERGIA ELETTRICA

-6,2%

1.899.419 km

2.024.038 nel 2022

ENERGIA TRASPORTATA SULLA RETE DI DISTRIBUZIONE DI ENEL

-3,6%

489,2 TWh

507,5 nel 2022[3]

UTENTI FINALI CON SMART METER ATTIVI[4]

-1,4%

45.172.959 n.

45.824.963 nel 2022

ENEL X GLOBAL RETAIL

ENERGIA VENDUTA DA ENEL

-6,3%

300,9 TWh

321,1 nel 2022

CLIENTI RETAIL

-8,5%

61.118.024 n.

66.784.895 nel 2022

di cui mercato libero

-12,7%

24.320.725 n.

27.864.392 nel 2022

STORAGE

1.730 MW

760 nel 2022

DEMAND RESPONSE

+13,1%

9.588 MW

8.476 nel 2022

PUNTI DI RICARICA PUBBLICI[5]

+9,8%

24.281 n.

22.112 nel 2022[3]

(3) Il dato del 2022 tiene conto di una più puntuale determinazione.
(4) Di cui smart meter di seconda generazione 28,7 milioni nel 2023 e 25,2 milioni nel 2022.
(5) Si precisa che i dati esposti, nel caso includessero anche i punti di ricarica delle società gestite in joint venture, sarebbero pari a 25.337 al 31 dicembre 2023 e a 22.617 al 31 dicembre 2022.



IL PROCESSO DI CREAZIONE DEL VALORE E IL MODELLO DI BUSINESS

Il processo di creazione del valore

La presentazione integrata delle informazioni finanziarie e di sostenibilità consente di comunicare in maniera efficace il modello di business e il processo di creazione di valore in termini sia di risultati sia di prospettive di breve e di medio-lungo termine. La gestione degli aspetti economici, ambientali e sociali è sempre più significativa in un'ottica di valutazione della capacità di un'azienda di creare valore a beneficio degli stakeholder.

Nella rappresentazione grafica seguente si riassume la catena del valore del Gruppo Enel: i principali input utilizzati, il processo che seguono per trasformarsi in output e il valore creato per gli stakeholder.

IL PROCESSO DI CREAZIONE DEL VALORE E IL MODELLO DI BUSINESS

LE NOSTRE RISORSE → **IL NOSTRO MODELLO DI BUSINESS**

PLANET

0,20 l/kWh$_{eq}$ Prelievo specifico complessivo di acqua dolce

23,3% Prelievo di acqua in zone water stressed

19,3 Mtep Totale consumi diretti di combustibile

PEOPLE

PERSONE ENEL

61.055 Dipendenti Enel

32,5% Incidenza delle donne manager e middle manager sul totale dei manager e middle manager

PROSPERITY

FINANCIAL COMMUNITY

60.163 mln€ Indebitamento finanziario netto

64% Finanziamenti sostenibili/Totale indebitamento lordo

45.109 mln€ Totale patrimonio netto

17.055 mln€ Attività immateriali

89.801 mln€ Immobili, impianti e macchinari

12.714 mln€ Investimenti[1]

84,8% Investimenti in attività di business allineate alla tassonomia dell'UE

CLIENTI

45,17 mln Utenti finali con smart meter attivi

43,7% Clienti digitali

177 n. Commercial Claim (per 10.000 clienti)

FORNITORI

150.820 n. Fornitori (FTE)

14.001 n. Fornitori attivi

COMUNITÀ

PARTNER

AMBIENTE ESTERNO

RISCHI E OPPORTUNITÀ

LE PERFORMANCE DEL GRUPPO

enel

PILASTRI STRATEGICI

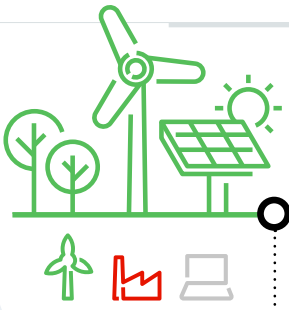
ALLOCAZIONE DEL CAPITALE

1. REDDITIVITÀ, FLESSIBILITÀ E RESILIENZA

OPERAZIONI SUL GRUPPO

2. EFFICIENZA ED EFFICACIA

VALUE CHAIN



GENERAZIONE ELETTRICA

POTENZA EFFICIENTE NETTA TOTALE
81,4 GW

POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA RINNOVABILE SU TOTALE
68,2 %

DISTRIBUZIONE

UTENTI FINALI
70.291.727 (n.)

PRINCIPLES OF GOVERNANCE

44,4% Donne nel Consiglio di Amministrazione

207 Segnalazioni al Codice Etico (di cui 41 violazioni accertate)

(1) Il dato non include 849 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

IL VALORE CREATO PER ENEL E PER I NOSTRI STAKEHOLDER

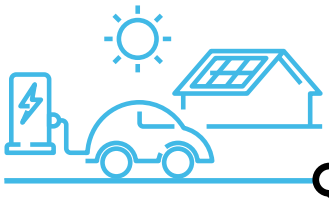
GOVERNANCE

STRATEGIA DEL GRUPPO E GESTIONE DEL RISCHIO

PROSPETTIVE FUTURE

SOSTENIBILITÀ

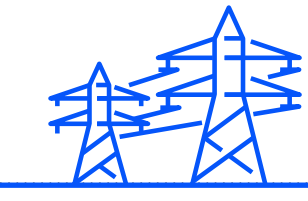
3.
SOSTENIBILITÀ FINANZIARIA E AMBIENTALE



PRODOTTI E SERVIZI

CLIENTI RETAIL
61.118.024 n.

PUNTI DI RICARICA PUBBLICI
24.281 n.



RETE DI DISTRIBUZIONE E TRASMISSIONE DI ENERGIA ELETTRICA
1.899.419 km

GLI OUTCOME

PLANET

168 gCO_{2eq}/kWh Intensità emissioni GHG Scope 1 e 3 relative all'Integrated Power

16,79 mln t_{eq} Emissioni indirette di gas serra - Scope 3 (gas retail)

35,4 mln m^3 Consumo di acqua totale

22,1% Consumo di acqua in zone water stressed

8.343 ha Superficie interessata da progetti di ripristino di habitat naturali

61,2% Produzione rinnovabile sul totale di Gruppo

PEOPLE

PERSONE ENEL

0,72 Indice di frequenza infortuni con giorni persi (LTI FR) - Enel

48,1 ore di training (media ore per dipendente)

44,8% Formazione dedicata a reskilling e upskilling

6,6% Turnover

PROSPERITY

FINANCIAL COMMUNITY

5.337 mln€ Azioni proprie, dividendi e coupon pagati a titolari di obbligazioni ibride

0,43 (€/sh) DPS fisso

4% Costo del debito lordo

95.565 mln€ Ricavi

21.969 mln€ EBITDA ordinario

59,7% EBITDA ordinario relativo ad attività di business allineate alla tassonomia europa sul totale di Gruppo

CLIENTI

300,9 TWh Energia venduta

489,2 TWh Energia trasportata

217,6 min. medi SAIDI

0,6 mln Beneficiari di nuove connessioni in aree rurali e suburbane

FORNITORI

100% Fornitori qualificati valutati su aspetti ESG

0,56 Indice di frequenza infortuni con giorni persi - imprese appaltatrici (LTI FR)

COMUNITÀ

3,9 n. (mln) Beneficiari di progetti sostenibili

5.861 mln€ Total Tax Borne

PARTNER

113 n. Proof of Concept lanciati per testare soluzioni innovative

46 n. Soluzioni in fase di scale-up

Modello di business

Il modello di business adottato da Enel ha l'obiettivo di massimizzare sul lungo periodo la creazione di valore per tutti gli stakeholder, attraverso il raggiungimento degli obiettivi di crescita, sviluppo ed efficienza di Gruppo, minimizzando, nel contempo, i rischi di business.

Il modello di business Enel si articola lungo l'intera catena del valore attraverso le Linee di Business Globali quali generazione (Enel Green Power and Thermal Generation), gestione del portafoglio commodity (Global Energy and Commodity Management), distribuzione (Enel Grids and Innovability) e vendita ai clienti (Enel X Global Retail), supportate dalle Funzioni Globali di Servizio e le Funzioni di Staff.

La missione attuale di ogni Linea di Business Globale si può sintetizzare come segue.

- Enel Green Power and Thermal Generation si occupa della generazione di energia da fonti rinnovabili (tramite Enel Green Power) e da fonti convenzionali con l'obiettivo di accelerare il processo di transizione energetica e di gestire il percorso di decarbonizzazione.
- Global Energy and Commodity Management opera nei mercati fisici e finanziari all'ingrosso delle materie prime energetiche (energia, gas, emissioni, petrolio e molti altri) e gestisce il portafoglio integrato del Gruppo attraverso coperture con prodotti complessi al fine di mitigare i rischi della negoziazione internazionale delle commodity.
- Enel Grids and Innovability, leader mondiale nella distribuzione di energia elettrica, garantisce la fornitura di elettricità attraverso reti sempre più efficienti, più resilienti e sicure agli eventi estremi e avversi e più flessibili attraverso l'abilitazione di nuovi modelli di business per i DSO (Distribution System Operator, gestori del sistema di distribuzione). In linea con questi obiettivi, le attività di innovazione di Enel Grids si concentrano sulla resilienza, sull'eccellenza operativa e sulla sicurezza, ricercando soluzioni avanzate che possano garantire e migliorare un ambiente sempre più sicuro per i lavoratori e un impatto positivo e sostenibile sul business.
- Enel X Global Retail opera nel campo della fornitura di energia, dei servizi di gestione dell'energia e della mobilità elettrica pubblica e privata, con un portafoglio di prodotti e servizi a valore aggiunto per incentivare un uso più indipendente e sostenibile dell'energia. Enel X Global Retail offre soluzioni innovative per migliorare la vita delle persone, si rivolge ai consumatori residenziali, alle aziende e alla Pubblica Amministrazione con offerte modulari e integrate costruite attorno alle esigenze dei clienti, promuovendo la digitalizzazione e l'elettrificazione degli usi e dei trasporti come driver per creare nuovo valore.

Sfruttando le sinergie tra le diverse aree di business, attuando azioni attraverso la leva dell'Innovazione, il Gruppo Enel cerca di trovare soluzioni per spingere il progresso sostenibile e ridurre l'impatto ambientale, soddisfare le esigenze dei clienti e delle comunità locali in cui opera, impegnandosi per garantire elevati standard di sicurezza per le persone Enel e i fornitori.

In aggiunta, per poter beneficiare pienamente di tutte le opportunità emergenti dal contesto di mercato in cui opera, il Gruppo ha identificato, a seconda della geografia di interesse e del rendimento atteso, tre modelli di business differenti: Ownership, Partnership e Stewardship:

- nel modello di business di Ownership, il Gruppo effettua direttamente investimenti in rinnovabili, reti e clienti beneficiando dei risultati economico-finanziari derivanti dall'uso continuativo delle attività. Tale modello viene utilizzato principalmente quando si opera in Paesi in cui si può già far leva sull'intera catena del valore, dalla generazione alla relazione con i clienti finali, e soprattutto laddove i rendimenti attesi sono più elevati;
- nel modello di business di Partnership, il Gruppo effettua investimenti con un partner al fine di ridurre l'esposizione al rischio degli asset, mantenendo al contempo il controllo dello stesso e massimizzando la produttività e la flessibilità del capitale investito;
- nel modello di business di Stewardship, il Gruppo investe attraverso joint venture esistenti o di nuova costituzione e acquisendo o mantenendo partecipazioni di minoranza, beneficiando della valorizzazione delle attività oggetto di investimento. Tale modello consentirà di migliorare ulteriormente la flessibilità finanziaria riducendo significativamente l'esposizione al rischio del capitale aumentandone il rendimento. In questo disegno si inseriscono tre Aree Geografiche – Italia, Iberia e Resto del Mondo – ognuna delle quali agisce sul territorio di competenza in ottica matriciale rispetto alle più ampie e globali Linee di Business, gestendo attività come le relazioni col territorio, la regolamentazione e la comunicazione locale, e garantendo l'integrazione tra le Linee di Business presenti nel Paese.

LOCALIZZAZIONE GEOGRAFICA DI ENEL

Il Gruppo Enel è presente in 43 Paesi nei diversi continenti con più di 1.000 società controllate.
Di seguito la distribuzione geografica.







2.
GOVERNANCE

- **Sistema di corporate governance orientato all'obiettivo del successo sostenibile.**
- **Modello di governance allineato alle best practice internazionali in materia.**
- **Trasparenza e correttezza quali valori fondanti.**

GLI AZIONISTI DI ENEL

Al 31 dicembre 2023 il capitale sociale di Enel SpA, interamente sottoscritto e versato, risulta pari a 10.166.679.946 euro, rappresentato da altrettante azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna ed è invariato rispetto a quello registrato al 31 dicembre 2022.
In attuazione dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti del 10 maggio 2023 e della successiva delibera del Consiglio di Amministrazione adottata in data 5 ottobre 2023, Enel ha completato un programma di acquisto di azioni proprie a servizio del Piano LTI 2023 destinato al management della stessa Enel e/o di società da questa controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile. In particolare, per effetto delle operazioni effettuate dal 16 ottobre 2023 al 18 gennaio 2024 in esecuzione del suddetto programma, la Società ha complessivamente acquistato n. 4.200.000 azioni proprie. Pertanto, considerando le n. 7.153.795 azioni proprie già in portafoglio al 31 dicembre 2022 e tenuto conto della erogazione intervenuta in data 5 settembre 2023 di n. 1.268.689 azioni Enel ai destinatari del Piano LTI 2019 e del Piano LTI 2020, alla data di pubblicazione del presente documento la Società detiene complessivamente n. 10.085.106 azioni proprie; al 31 dicembre 2023, durante lo svolgimento del suddetto programma, Enel deteneva complessivamente n. 9.262.330 azioni proprie.

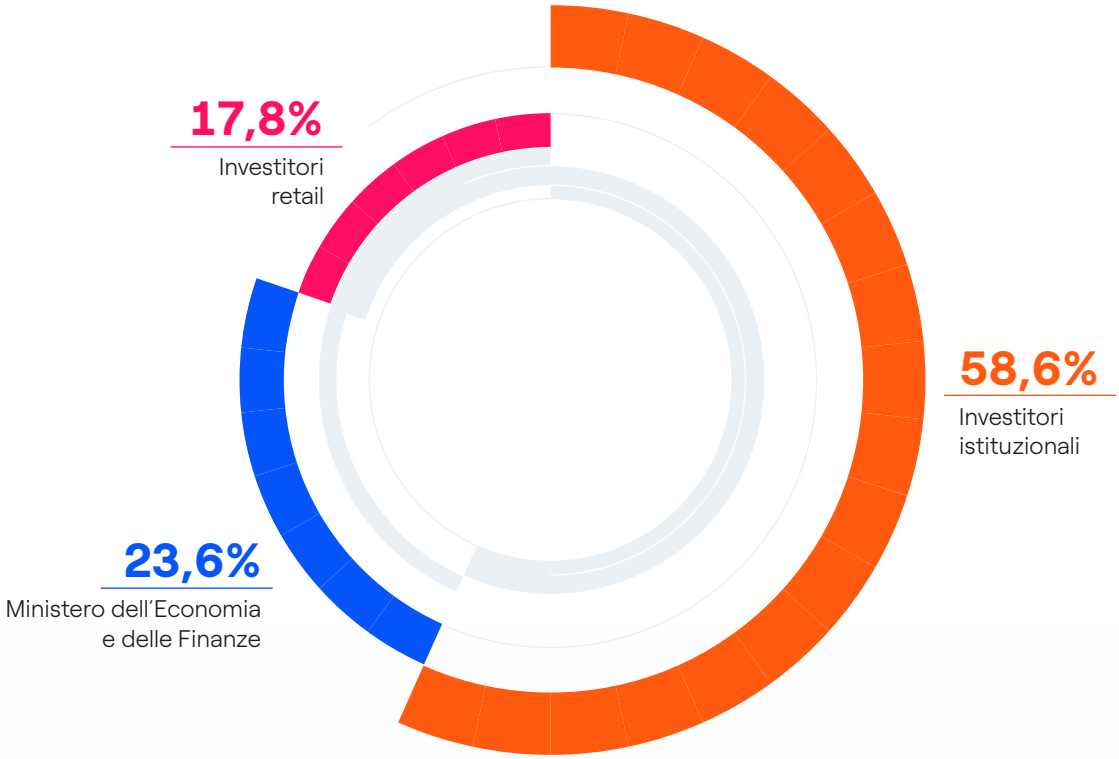
Azionisti rilevanti

Al 31 dicembre 2023, 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 decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58, nonché delle altre informazioni a disposizione, gli azionisti in possesso di una partecipazione superiore al 3% del capitale della Società risultavano il Ministero dell'Economia e delle Finanze (con il 23,585% del capitale sociale) e BlackRock Inc. (con il 5,023% del capitale sociale, posseduto a titolo di gestione del risparmio).



Composizione dell'azionariato

Enel è una società quotata dal 1999 sul mercato Euronext Milan organizzato e gestito da Borsa Italiana SpA, nella cui compagine sociale figurano i principali fondi d'investimento internazionali, compagnie di assicurazione, fondi pensione e fondi etici.
Con riguardo agli investitori ESG (Environmental, Social e Governance), i fondi SRI rappresentano, al 31 dicembre 2023, circa il 17,5% del capitale sociale (in crescita rispetto al 14,9% del capitale sociale rilevato al 31 dicembre 2022). Gli investitori firmatari dei PRI (Principles for Responsible Investment) rappresentano il 42,8% del capitale sociale (rispetto al 42,1% al 31 dicembre 2022).





ORGANI SOCIALI

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

PRESIDENTE
Paolo Scaroni

AMMINISTRATORE DELEGATO E DIRETTORE GENERALE
Flavio Cattaneo

SEGRETARIO DEL CONSIGLIO
Leonardo Bellodi

CONSIGLIERI
Johanna Arbib
Mario Corsi
Olga Cuccurullo
Dario Frigerio
Fiammetta Salmoni
Alessandra Stabilini
Alessandro Zehentner



COLLEGIO SINDACALE

PRESIDENTE
Barbara Tadolini

SINDACI EFFETTIVI
Luigi Borré
Maura Campra

SINDACI SUPPLENTI
Carolyn A. Dittmeier
Tiziano Onesti
Piera Vitali

SOCIETÀ DI REVISIONE

KPMG SpA

2023

COMPOSIZIONE DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

1 membro esecutivo

1 nel 2022

8 membri non esecutivi

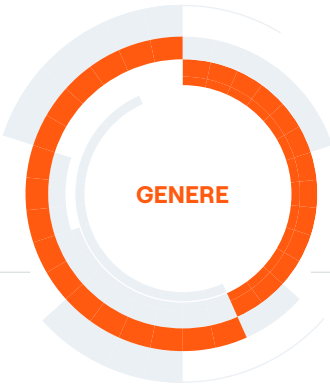
8 nel 2022

di cui 7 indipendenti[1]
8 nel 2022



5 uomini
5 nel 2022

4 donne
4 nel 2022



55,6%
uomini

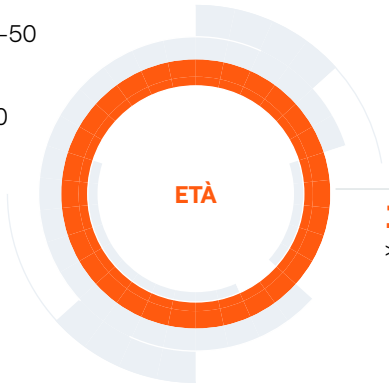
55,6%
nel 2022

44,4%
donne

44,4%
nel 2022

0% 30-50

0% <30



100%
> 50

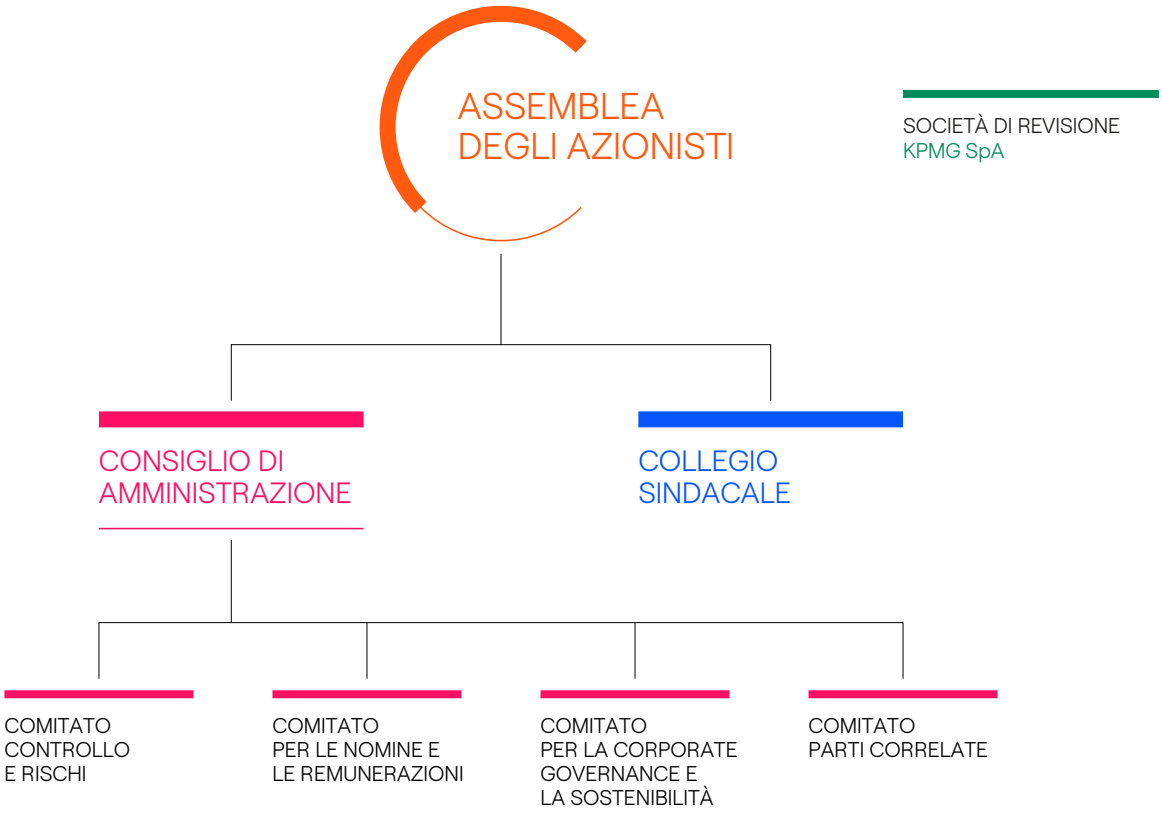
COMPETENZE



(1) Il numero indicato per il 2023 e per il 2022 si riferisce agli Amministratori qualificati come indipendenti ai sensi del Testo Unico della Finanza e del Codice italiano di Corporate Governance (Edizione 2020).
(2) In base alla Politica in materia di diversità adottata dal Consiglio di Amministrazione di Enel, l'"Esperienza in ambito internazionale" è valutata sulla base dell'attività manageriale, professionale, accademica o istituzionale svolta da ciascun Consigliere in contesti internazionali.

SISTEMA DI CORPORATE GOVERNANCE E ASSETTO DEI POTERI DI ENEL

Il sistema di corporate governance di Enel SpA ("Enel" o la "Società") è conforme ai princípi contenuti nel Codice italiano di Corporate Governance pubblicato il 31 gennaio 2021 (il "Codice di Corporate Governance")[6], cui la Società aderisce quale "società grande" a "proprietà non concentrata"[7], ed è inoltre ispirato alle best practice internazionali. Il sistema di governo societario adottato da Enel risulta orientato all'obiettivo del successo sostenibile, in quanto mira alla creazione di valore per gli azionisti in un orizzonte di lungo termine, nella consapevolezza della rilevanza sotto il profilo ambientale e sociale delle attività in cui il Gruppo Enel è impegnato e della conseguente necessità di considerare adeguatamente, nel relativo svolgimento, tutti gli interessi degli stakeholder rilevanti.
In conformità a quanto previsto dalla legislazione italiana in materia di società con azioni quotate, l'organizzazione della Società si caratterizza per la presenza dei seguenti organi:



(6) Disponibile sul sito internet di Borsa Italiana https://www.borsaitaliana.it/comitato-corporate-governance/codice/2020.pdf).
(7) 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.

Assemblea degli azionisti

Ha il compito di deliberare, tra l'altro, in sede ordinaria o straordinaria, in merito:

- alla nomina e alla revoca dei componenti il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale e circa i relativi compensi ed eventuali azioni di responsabilità;
- all'approvazione del Bilancio e alla destinazione degli utili;
- all'acquisto e all'alienazione di azioni proprie;
- alla politica in materia di remunerazione e alla sua attuazione;
- ai piani di azionariato;
- alle modificazioni dello Statuto sociale;
- alle operazioni di fusione e scissione;
- all'emissione di obbligazioni convertibili.

Consiglio di Amministrazione

15

riunioni svolte dal C.d.A. nel 2023, 6 delle quali hanno affrontato questioni legate al clima, riflesse nelle strategie e nelle relative modalità attuative

- È investito per statuto dei più ampi poteri per l'amministrazione ordinaria e straordinaria della Società e ha facoltà di compiere tutti gli atti che ritenga opportuni per l'attuazione e il raggiungimento dell'oggetto sociale.
- Riveste un ruolo centrale nell'ambito della governance aziendale, risultando titolare di poteri riguardanti gli indirizzi strategici, organizzativi e di controllo della Società e del Gruppo, di cui persegue il successo sostenibile. In tale contesto, esamina e approva la strategia aziendale, inclusi il budget annuale e il piano industriale (che incorporano i principali obiettivi e le azioni programmate, anche con riguardo ai temi della sostenibilità[8], per guidare la transizione energetica e fronteggiare il cambiamento climatico), tenendo conto dell'analisi dei temi rilevanti per la generazione di valore di lungo termine e promuovendo pertanto un modello di business sostenibile.
- Svolge un ruolo di indirizzo e di valutazione dell'adeguatezza del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi (c.d. "SCIGR"). Al riguardo, in particolare, definisce 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 nell'ottica del successo sostenibile della Società. Il SCIGR è costituito dall'insieme delle regole, procedure e strutture organizzative finalizzate a una effettiva ed efficace identificazione, misurazione, gestione e monitoraggio dei principali rischi aziendali, ivi inclusi i rischi legati al cambiamento climatico e, più in generale, i rischi che le attività del Gruppo possano determinare in campo ambientale, sociale, del personale, del rispetto dei diritti umani.
- Definisce la politica in materia di remunerazione degli Amministratori, dei Sindaci e dei dirigenti con responsabilità strategiche, in funzione del perseguimento del successo sostenibile della Società e tenendo conto della necessità di disporre, trattenere e motivare persone dotate della competenza e della professionalità richieste dal ruolo ricoperto, sottoponendo tale politica all'approvazione dell'Assemblea dei soci.
- Tra le attività svolte nel corso del 2023, ha affrontato tematiche legate al clima in occasione (i) dell'esame e dell'approvazione del piano industriale della Società e del Gruppo; (ii) della definizione della politica in materia di remunerazione di Enel per il 2023; (iii) dell'esame dei contenuti del Bilancio di Sostenibilità per l'esercizio 2022, coincidente con la Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario di cui al decreto legislativo n. 254/2016 per il medesimo esercizio. Inoltre, ha discusso questioni relative al clima e all'ambiente nell'ambito degli approfondimenti dedicati a operazioni legate alla strategia di decarbonizzazione e alla finanza sostenibile, nonché in relazione alle attività di dialogo con gli investitori. Infine, in occasione di eventi climatici estremi, il Consiglio di Amministrazione ha ricevuto ampia informativa sulle contromisure adottate nell'immediato, nonché sulla necessità di interventi di adeguamento delle infrastrutture per rispondere al mutato contesto.
- In relazione alla valorizzazione della diversità di genere, ha in particolare condiviso l'inserimento nel Piano Long-Term Incentive 2023 di un obiettivo di performance rappresentato dalla percentuale di donne nei piani di successione del top management a fine 2025.
- Si segnala, infine, che il Consiglio di Amministrazione ha ricevuto aggiornamenti su tematiche attinenti alla cyber security, alla safety e alle attività in materia di diritti umani nei vari Paesi di presenza del Gruppo; è inoltre tempestivamente informato sugli sviluppi e sui contenuti significativi delle varie forme di dialogo intervenuto con gli investitori.

(8) Nell'ambito della sostenibilità rientrano, tra gli altri, i temi legati a cambiamento climatico, emissioni in atmosfera, gestione delle risorse idriche, biodiversità, economia circolare, salute e sicurezza, diversità, gestione e sviluppo delle persone che lavorano in azienda, relazioni con le comunità e i clienti, catena di fornitura, condotta etica e diritti umani.

In conformità a quanto disposto dal codice civile, il Consiglio di Amministrazione ha delegato parte delle proprie competenze gestionali all'Amministratore Delegato e, in base a quanto raccomandato dal Codice di Corporate Governance e previsto dalla normativa CONSOB di riferimento, ha nominato al proprio interno i seguenti Comitati con funzioni propositive e consultive.

Comitato per la Corporate Governance e la Sostenibilità

7

riunioni svolte dal Comitato nel 2023, 5 delle quali hanno affrontato tematiche legate al clima, riflesse nelle strategie e nelle relative modalità attuative

- È costituito in maggioranza da Amministratori indipendenti e nel corso del 2023 è risultato composto dal Presidente del Consiglio di Amministrazione e da altri due Amministratori, tutti in possesso dei requisiti di indipendenza.
- Ha il compito di assistere il Consiglio di Amministrazione nelle valutazioni e decisioni relative alla corporate governance della Società e del Gruppo e alla sostenibilità, incluse le tematiche in materia di cambiamento climatico e le dinamiche di interazione della Società con tutti gli stakeholder.
- Relativamente alle tematiche di sostenibilità esamina, tra l'altro:
  - le linee guida del Piano di Sostenibilità, ivi inclusi gli obiettivi climatici definiti in tale piano, nonché la matrice di materialità, che individua i temi prioritari per gli stakeholder alla luce delle strategie industriali del Gruppo;
  - le modalità di attuazione della politica di sostenibilità;
  - l'impostazione generale e l'articolazione dei contenuti della Dichiarazione di carattere non finanziario e del Bilancio di Sostenibilità – eventualmente compendiati in un unico documento – nonché la completezza e la trasparenza dell'informativa da essi fornita, anche in materia di cambiamento climatico, e la relativa coerenza con i princípi previsti dallo standard di rendicontazione utilizzato, rilasciando in proposito un preventivo parere al Consiglio di Amministrazione chiamato ad approvare tali documenti.
- Tra le attività svolte nel corso del 2023, ha affrontato tematiche legate al clima in occasione dell'esame: (i) del Bilancio di Sostenibilità per l'esercizio 2022, coincidente con la Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario di cui al decreto legislativo n. 254/2016 per il medesimo esercizio; (ii) dell'analisi di materialità e delle linee guida del Piano di Sostenibilità 2024-2026; (iii) degli aggiornamenti sulle principali attività svolte nel 2023 dal Gruppo Enel in materia di sostenibilità, sullo stato di attuazione del Piano di Sostenibilità 2023-2025 e circa l'inclusione di Enel nei principali indici di sostenibilità.

Comitato Controllo e Rischi

14

riunioni svolte dal Comitato nel 2023, 3 delle quali hanno affrontato tematiche legate al clima, riflesse nelle strategie e nelle relative modalità attuative

- È costituito da Amministratori non esecutivi, la maggioranza dei quali (tra cui il Presidente) indipendenti. Nel corso del 2023, è risultato composto:
  - sino a maggio 2023, da quattro Amministratori non esecutivi e indipendenti;
  - da giugno 2023, da quattro Amministratori non esecutivi, la maggioranza dei quali indipendenti.
- Ha il compito di supportare le valutazioni e le decisioni del Consiglio di Amministrazione relative al SCIGR, nonché quelle relative all'approvazione delle relazioni periodiche di carattere finanziario e non finanziario. In particolare, rilascia il proprio parere preventivo al Consiglio di Amministrazione, tra l'altro: (i) sulle linee di indirizzo del SCIGR, in modo che i principali rischi concernenti Enel e le società da essa controllate – ivi inclusi i vari rischi che possono assumere rilievo nell'ottica del successo sostenibile – risultino correttamente identificati, nonché adeguatamente misurati, gestiti e monitorati; (ii) sul grado di compatibilità dei rischi di cui al precedente punto (i) con una gestione dell'impresa coerente con gli obiettivi strategici individuati; (iii) sull'adeguatezza del SCIGR rispetto alle caratteristiche dell'impresa e al profilo di rischio assunto, nonché circa l'efficacia del sistema stesso.
- Valuta l'idoneità dell'informazione periodica, finanziaria e non finanziaria, a rappresentare correttamente il modello di business, le strategie della Società e del Gruppo di cui essa è a capo, l'impatto delle attività aziendali e le performance conseguite, coordinandosi con il Comitato per la Corporate Governance e la Sostenibilità per quanto concerne l'informativa periodica non finanziaria.
- Esamina le tematiche rilevanti ai fini del SCIGR trattate nella Dichiarazione di carattere non finanziario, di cui al decreto legislativo n. 254/2016, e nel Bilancio di Sostenibilità, eventualmente compendiati in un unico documento e contenenti la disclosure aziendale sul clima, rilasciando in proposito un preventivo parere al Consiglio di Amministrazione chiamato ad approvare tali documenti.
- Tra le attività svolte nel corso del 2023, ha affrontato tematiche legate al clima in occasione: (i) dell'esame delle tematiche rilevanti ai fini del SCIGR trattate nel Bilancio di Sostenibilità per l'esercizio 2022, coincidente con la Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario di cui al decreto legislativo n. 254/2016 per il medesimo esercizio; (ii) degli incontri con il responsabile della Linea di Business Globale Enel Green Power and Thermal Generation in relazione alle attività svolte e ai rischi esistenti nel perimetro di competenza, nonché agli strumenti utilizzati per mitigarne gli effetti; (iii) dell'analisi del grado di compatibilità dei principali rischi connessi agli obiettivi strategici del Piano Industriale 2024-2026.

Comitato per le Nomine e le Remunerazioni

14

riunioni svolte dal Comitato nel 2023

- È costituito da Amministratori non esecutivi, la maggioranza dei quali (tra cui il Presidente) indipendenti. Nel corso del 2023 è risultato composto:
  — sino a maggio 2023, da quattro Amministratori non esecutivi e indipendenti;
  — da giugno 2023, da cinque Amministratori non esecutivi, la maggioranza dei quali indipendenti.
- Supporta il Consiglio di Amministrazione, tra l'altro, nelle valutazioni e decisioni relative alla dimensione e alla composizione ottimale del Consiglio stesso e dei suoi Comitati, nonché alla remunerazione degli Amministratori e dei dirigenti con responsabilità strategiche. Si segnala al riguardo che la politica in materia di remunerazione per il 2023 prevede che una porzione significativa della remunerazione variabile, sia di breve sia di lungo termine, dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale e dei dirigenti con responsabilità strategiche sia legata a obiettivi di performance concernenti la sostenibilità. In particolare, relativamente alla componente variabile di lungo termine della remunerazione dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale e dei dirigenti con responsabilità strategiche, tra gli obiettivi di performance previsti dal Piano Long-Term Incentive 2023 sono inclusi (i) un obiettivo legato alla diversità di genere, rappresentato dalla percentuale di donne nei piani di successione del top management a fine 2025, nonché (ii) un obiettivo concernente la riduzione delle emissioni specifiche di gas serra, in coerenza con la strategia di decarbonizzazione del Gruppo, che prevede la progressiva riduzione di tali emissioni in linea con l'Accordo di Parigi. Per quanto concerne, invece, la componente variabile di breve termine della remunerazione dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale, la politica in materia di remunerazione per il 2023 prevede, tra l'altro (i) un obiettivo di performance concernente la salvaguardia della sicurezza sui luoghi di lavoro, nonché (ii) un obiettivo di performance che misura il livello di soddisfazione dei clienti finali attraverso il numero annuo di reclami commerciali presentati a livello di Gruppo; a tale ultimo obiettivo sono stati associati due obiettivi-cancello[9], relativi al numero dei reclami commerciali presentati nel mercato libero commodity in Italia e alla durata media annua delle interruzioni di energia elettrica per cliente di bassa tensione (System Average Interruption Duration Index - SAIDI).

Comitato Parti Correlate

6

riunioni svolte dal Comitato nel 2023

- È costituito da Amministratori non esecutivi e indipendenti. Nel corso del 2023 è risultato composto:
  — sino a maggio 2023, da quattro Amministratori non esecutivi e indipendenti;
  — da giugno 2023, da tre Amministratori non esecutivi e indipendenti.
- Svolge le funzioni previste dalla normativa CONSOB di riferimento e dall'apposita procedura Enel per la disciplina delle operazioni con parti correlate, essenzialmente al fine di formulare appositi pareri motivati sull'interesse di Enel – nonché delle società da essa direttamente e/o indirettamente controllate di volta in volta interessate – al compimento di operazioni con parti correlate, esprimendo un giudizio in merito alla convenienza e alla correttezza sostanziale delle relative condizioni, previa ricezione di flussi informativi tempestivi e adeguati.

Collegio Sindacale

24

riunioni svolte dal Collegio nel 2023

È chiamato a vigilare:

- circa l'osservanza della legge e dello Statuto, nonché sul rispetto dei princípi di corretta amministrazione nello svolgimento delle attività sociali;
- sul processo di informativa finanziaria, nonché sull'adeguatezza della struttura organizzativa, del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile della Società;
- sulla revisione legale dei conti annuali e dei conti consolidati, nonché circa l'indipendenza della Società di revisione legale dei conti;
- sulle modalità di concreta attuazione delle regole di governo societario previste dal Codice di Corporate Governance.

(9) Il cui superamento è quindi un presupposto per il concreto raggiungimento del medesimo obiettivo di customer satisfaction.

Presidente del Consiglio di Amministrazione

- Ha per statuto i poteri di rappresentanza legale della Società e la firma sociale.
- Presiede l'Assemblea.
- Convoca le riunioni del Consiglio di Amministrazione, ne fissa l'ordine del giorno e ne presiede i lavori.
- Riveste un ruolo di raccordo tra gli Amministratori esecutivi e gli Amministratori non esecutivi e, con il supporto del Segretario del Consiglio di Amministrazione, cura l'efficace funzionamento dei lavori consiliari. In particolare, il Presidente, con l'ausilio del Segretario del Consiglio di Amministrazione, cura tra l'altro:
  - che l'informativa pre-consiliare e le informazioni complementari fornite durante le riunioni siano idonee a consentire agli Amministratori di agire in modo informato nello svolgimento del loro ruolo; e
  - che l'attività dei Comitati consiliari sia coordinata con quella del Consiglio di Amministrazione.
- Assicura che il Consiglio di Amministrazione sia tempestivamente informato sullo sviluppo e sui contenuti significativi del dialogo intervenuto con tutti gli azionisti.
- Verifica l'attuazione delle deliberazioni del Consiglio di Amministrazione.
- Al Presidente sono inoltre riconosciute, in base a deliberazione consiliare del 12 maggio 2023, alcune ulteriori attribuzioni di carattere non gestionale.
- Nell'esercizio della funzione di impulso e coordinamento delle attività del Consiglio di Amministrazione, svolge in concreto un ruolo proattivo nel processo di approvazione e monitoraggio delle strategie aziendali e di sostenibilità, che sono fortemente orientate alla decarbonizzazione e all'elettrificazione dei consumi.
- Nel corso del 2023 ha presieduto anche il Comitato per la Corporate Governance e la Sostenibilità.

Amministratore Delegato

- Analogamente al Presidente del Consiglio di Amministrazione, ha per statuto i poteri di rappresentanza legale della Società e la firma sociale ed è inoltre investito, in base a deliberazione consiliare del 12 maggio 2023, di tutti i poteri per l'amministrazione della Società, a eccezione di quelli diversamente attribuiti da disposizioni di legge e di regolamento, dallo Statuto o riservati al Consiglio di Amministrazione ai sensi della medesima deliberazione (qualificandosi pertanto quale chief executive officer, in quanto principale responsabile della gestione della Società).
- Nell'esercizio di tali poteri ha definito un modello di business sostenibile, attraverso l'identificazione di una strategia volta a guidare la transizione energetica verso un modello low carbon; inoltre, sempre nell'ambito dei poteri conferiti, gestisce le attività di business legate all'impegno di Enel nella lotta al cambiamento climatico.
- Riferisce al Consiglio di Amministrazione circa l'attività svolta nell'esercizio delle deleghe, comprese le attività di business finalizzate a mantenere l'impegno di Enel a fronteggiare il cambiamento climatico.
- Rappresenta Enel in diverse iniziative che si occupano della sostenibilità, ricoprendo posizioni rilevanti in istituzioni di rilievo internazionale come la Global Investors for Sustainable Development (GISD) Alliance lanciata dalle Nazioni Unite nel 2019.
- In qualità di principale responsabile della gestione della Società, è il soggetto principalmente titolato a confrontarsi con gli investitori istituzionali, fornendo in occasione degli incontri con questi ultimi ogni opportuno chiarimento sulle materie che ricadono nelle deleghe gestionali affidategli, in linea con quanto indicato nella Politica per la gestione del dialogo con gli investitori istituzionali e con la generalità degli azionisti e degli obbligazionisti di Enel.
- All'Amministratore Delegato è inoltre attribuito il ruolo di Amministratore incaricato dell'istituzione e del mantenimento dello SCIGR.

Attività di revisione legale dei conti

- Risulta affidata a una società specializzata iscritta nell'apposito registro, nominata dall'Assemblea dei soci su proposta motivata del Collegio Sindacale.

Buone pratiche di corporate governance

- A seguito della nomina del Consiglio di Amministrazione deliberata dall'Assemblea ordinaria dei soci del 10 maggio 2023 e tenuto conto del rinnovamento dell'intera compagine consiliare, Enel ha organizzato un apposito programma di induction finalizzato a fornire agli Amministratori un'adeguata conoscenza dei settori di attività in cui opera il Gruppo, nonché delle dinamiche aziendali e della loro evoluzione, dell'andamento dei mercati e del quadro normativo di riferimento. Nel corso del 2023, si sono quindi tenute diverse iniziative di induction che hanno riguardato il sistema di corporate governance della Società e del Gruppo, il sistema elettrico e la generazione, nonché approfondimenti su alcune Linee di Business e sulla Funzione di staff People and Organization.
- A fine 2023 e durante i primi due mesi del 2024, il Consiglio di Amministrazione ha effettuato, con l'assistenza di una società indipendente specializzata nel settore, una valutazione della dimensione, della composizione e del funzionamento del Consiglio stesso e dei suoi Comitati (c.d. "board review"), in linea con le più evolute pratiche di corporate governance diffuse all'estero e recepite dal Codice di Corporate Governance. La board review è stata svolta seguendo anche le modalità della "peer-to-peer review", ossia mediante la valutazione non solo del funzionamento dell'organo nel suo insieme, ma anche dello stile e del contenuto del contributo fornito da ciascuno dei suoi componenti, ed è stata estesa al Collegio Sindacale. Nell'ambito della board review una specifica attenzione è stata dedicata a verificare la percezione degli Amministratori in merito, tra l'altro, (i) all'efficacia delle attività di induction, nonché (ii) al coinvolgimento del Consiglio di Amministrazione sulle tematiche di sostenibilità e all'integrazione nella strategia aziendale dei temi di sostenibilità, tra cui quelli relativi al cambiamento climatico. Gli esiti della board review sono riportati nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari di Enel.
- Il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale hanno approvato, ciascuno nel proprio ambito di competenza, specifiche politiche in materia di diversità. Tali politiche descrivono le caratteristiche ritenute ottimali per la composizione di tali organi, affinché ciascuno di essi possa esercitare nel modo più efficace i propri compiti, assumendo decisioni che possano concretamente avvalersi del contributo di una pluralità di qualificati punti di vista, in grado di esaminare le tematiche in discussione da prospettive diverse. La politica approvata dal Consiglio di Amministrazione prevede in particolare, per quanto riguarda le tipologie di diversità e i relativi obiettivi, che:
  - una composizione ottimale dovrebbe caratterizzarsi per la presenza di una maggioranza di Amministratori indipendenti;
  - anche quando le disposizioni di legge in materia di equilibrio tra i generi abbiano cessato di produrre effetto, sia importante continuare ad assicurare che almeno un terzo del Consiglio di Amministrazione, tanto al momento della nomina quanto nel corso del mandato, sia costituito da Amministratori del genere meno rappresentato;
  - la proiezione internazionale delle attività del Gruppo dovrebbe essere tenuta in considerazione, assicurando la presenza di almeno un terzo di Amministratori che abbiano maturato un'adeguata esperienza in ambito internazionale, ritenuta utile anche per prevenire l'omologazione delle opinioni e il fenomeno del "pensiero di gruppo";
  - per perseguire un equilibrio tra esigenze di continuità e rinnovamento nella gestione, occorrerebbe assicurare una bilanciata combinazione di diverse anzianità di carica – oltre che di fasce di età – all'interno del Consiglio di Amministrazione;
  - i Consiglieri non esecutivi dovrebbero essere rappresentati da figure con un profilo manageriale e/o professionale e/o accademico e/o istituzionale tale da realizzare un insieme di competenze ed esperienze tra loro diverse e complementari;
  - il Presidente e l'Amministratore Delegato, in considerazione della diversità dei ruoli svolti, dovrebbero possedere le competenze più adeguate (puntualmente indicate nella medesima politica) per un efficace svolgimento dei rispettivi compiti.

- Si segnala, inoltre, che nel mese di luglio 2015 il Consiglio di Amministrazione ha approvato (e successivamente integrato nel mese di febbraio 2019) alcune raccomandazioni volte a rafforzare i presídi di governo societario delle società controllate da Enel aventi azioni quotate nei mercati regolamentati e ad assicurare al contempo il recepimento delle best practice locali in materia da parte delle medesime società. Tali raccomandazioni hanno a oggetto, tra l'altro, la composizione dell'organo di amministrazione, con riferimento alla quale si auspica che sia perseguito anche un obiettivo di integrazione di esperienze e competenze professionali e manageriali diverse, da coniugare, ove possibile, con la diversità di genere, di fasce di età e di anzianità di carica, fermo restando quanto previsto dalla normativa locale applicabile.
- Al fine di disciplinare le modalità di svolgimento del dialogo che la Società intrattiene con gli investitori istituzionali e con la generalità dei suoi azionisti e obbligazionisti, nel mese di marzo 2021 il Consiglio di Amministrazione ha adottato, su proposta del Presidente formulata d'intesa con l'Amministratore Delegato, un'apposita Politica (c.d. "Engagement Policy"), che ha cristallizzato in larga parte le prassi già seguite da Enel al fine di assicurare che tale dialogo sia basato sui princípi di correttezza e trasparenza e avvenga nel rispetto della disciplina comunitaria e nazionale in tema di abusi di mercato, nonché in linea con le best practice internazionali. Nell'elaborazione dell'Engagement Policy, che ha trovato regolare applicazione nel corso del 2023, si è tenuto conto delle best practice adottate in materia da parte degli investitori istituzionali e riflesse nei codici di "stewardship".

Per informazioni dettagliate sul sistema di corporate governance si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari di Enel, pubblicata sul sito internet della Società (www.enel.com, sezione "Governance").

IMC

MODELLO ORGANIZZATIVO DI ENEL

ENEL GROUP CHAIRMAN
P. Scaroni

ENEL GROUP CEO
F. Cattaneo

STAFF FUNCTIONS

ADMINISTRATION, FINANCE AND CONTROL
S. De Angelis

EXTERNAL RELATIONS
N. Mardegan

AUDIT
S. Fiori

CEO OFFICE AND STRATEGY
M. Mossini

PEOPLE AND ORGANIZATION
E. Colacchia

LEGAL, CORPORATE, REGULATORY AND ANTITRUST AFFAIRS
F. Puntillo

SECURITY
V. Giardina

GLOBAL SERVICE FUNCTION

GLOBAL SERVICES
S. Ciurli

GLOBAL BUSINESS LINES

ENEL GRIDS AND INNOVABILITY
G.V. Armani

GLOBAL ENERGY AND COMMODITY MANAGEMENT AND CHIEF PRICING OFFICER
C. Machetti

ENEL GREEN POWER AND THERMAL GENERATION
S. Bernabei

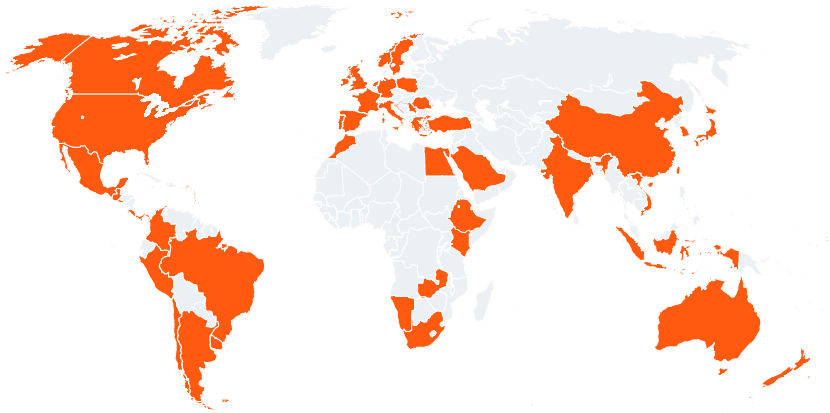
ENEL X GLOBAL RETAIL
F. Gostinelli

COUNTRIES AND REGION

ITALY
N. Lanzetta

IBERIA
J. Bogas Gálvez

REST OF THE WORLD
A. De Paoli



La struttura organizzativa del Gruppo Enel si articola in una matrice che considera:

Linee di Business Globali

Linee di Business Globali cui è affidato il compito di gestire e sviluppare gli asset, ottimizzandone le prestazioni e il ritorno sul capitale investito, nelle varie aree geografiche di presenza del Gruppo. In conformità con le politiche e normative in materia di sicurezza, protezione e ambiente, esse hanno il compito di massimizzare l'efficienza dei processi gestiti e di applicare le migliori pratiche a livello mondiale condividendo con i Paesi la responsabilità su EBITDA, flussi di cassa e ricavi.
Il Gruppo, avvalendosi anche di uno specifico Comitato per gli Investimenti[10], beneficia di una visione industriale centralizzata dei progetti nelle varie Linee di Business. Ogni singolo progetto viene valutato non solo sulla base del ritorno finanziario, ma anche in relazione alle migliori tecnologie disponibili a livello di Gruppo. Inoltre, ogni Linea di Business contribuisce a guidare la leadership di Enel nella transizione energetica e nella lotta al cambiamento climatico attraverso la gestione dei relativi rischi e opportunità per il proprio perimetro di competenza.
In breve, si riportano di seguito gli obiettivi primari di ciascuna Linea di Business Globale:

- Enel Grids and Innovability: garantisce l'affidabilità e la qualità del servizio di fornitura attraverso reti efficienti, resilienti e digitali; promuove, armonizza e coordina i processi in materia di innovazione e sostenibilità supportando le attività nelle Linee di Business Globali e nei Paesi.
- Global Energy and Commodity Management and Chief Pricing Officer: ottimizza il margine del Gruppo attraverso la gestione attiva della strategia di copertura e dell'esposizione al rischio commodity, tenendo conto di tutti i fattori commerciali/di mercato con l'obiettivo di massimizzare il margine integrato nei mercati di interesse, attraverso l'ottimizzazione delle forniture di gas e combustibili, e il dispacciamento locale della generazione termica e rinnovabile, supportando Enel X Global Retail nella definizione della strategia commerciale.
- Enel Green Power and Thermal Generation: guida la transizione energetica in modo rapido ed efficace facendo crescere il portafoglio di impianti di generazione da fonti rinnovabili e gestisce la corrispondente evoluzione degli asset di generazione e stoccaggio termico nell'ottica della decarbonizzazione del proprio mix energetico, per soddisfare le esigenze dei clienti in tutti i Paesi in cui siamo presenti.
- Enel X Global Retail: definisce la strategia commerciale e gestisce l'offerta di energia, di prodotti e di servizi, inclusa la mobilità elettrica, per la base clienti, in conformità con la normativa in materia di sicurezza, protezione e ambiente, massimizzando il valore per il cliente e l'efficienza operativa, supportando l'ottimizzazione dei margini con il Global Energy and Commodity Management.

Regione e Paesi

Alla Regione e ai Paesi è affidato il compito di gestire nel loro ambito le relazioni con organi istituzionali e autorità regolatorie locali, nonché le attività di distribuzione, vendita di energia elettrica e gas, fornendo altresì supporto in termini di attività di staff e altri servizi alle Linee di Business. Inoltre, la Regione e i Paesi hanno il compito di promuovere la decarbonizzazione e guidare la transizione energetica verso un modello di business low carbon all'interno delle aree di responsabilità.

A tale matrice si associano, in un'ottica di supporto al business:

Funzione Globale di Servizio

Alla Funzione Globale di Servizio è affidato il compito di gestire le attività di information and communication technology, gli acquisti a livello di Gruppo e la gestione delle azioni globali relative ai clienti. La Funzione Globale di Servizio è inoltre focalizzata sull'adozione responsabile di misure che permettano il raggiungimento degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile, nello specifico nella gestione della catena di fornitura e nella creazione di soluzioni digitali, in modo da supportare lo sviluppo di tecnologie abilitanti la transizione energetica e la lotta al cambiamento climatico.

Funzioni di Staff (Holding)

Alle Funzioni di Staff di Holding è affidato il compito di gestire i processi di governance a livello di Gruppo. In particolare, la Funzione Administration, Finance and Control è anche responsabile di consolidare l'analisi dello scenario e di gestire il processo di pianificazione strategica e finanziaria finalizzato tra l'altro alla promozione della decarbonizzazione del mix energetico e all'elettrificazione della domanda energetica, come azioni principali nella lotta al cambiamento climatico.

(10) Il Comitato per gli Investimenti di Gruppo è composto dai responsabili di Administration, Finance and Control, Innovability, Legal, Corporate, Regulatory and Anitrust Affairs, Global Procurement, delle Aree Geografiche e dai direttori delle Linee di Business.

IMC

IL SISTEMA DI INCENTIVAZIONE

La Politica in materia di remunerazione di Enel per l'esercizio 2023, adottata dal Consiglio di Amministrazione su proposta del Comitato per le Nomine e le Remunerazioni e approvata dall'Assemblea degli azionisti del 10 maggio 2023, è stata definita tenendo conto (i) delle raccomandazioni contenute nel Codice italiano di Corporate Governance pubblicato il 31 gennaio 2020; (ii) delle best practice nazionali e internazionali; (iii) delle indicazioni emerse dal voto favorevole dell'Assemblea degli azionisti del 19 maggio 2022 sulla politica in materia di remunerazione per il 2022; (iv) degli esiti dell'attività di engagement su temi di governo societario svolta dalla Società nel periodo compreso tra gennaio e febbraio 2023 con i principali proxy advisor e alcuni rilevanti investitori istituzionali presenti nel capitale di Enel; (v) degli esiti di un'analisi di benchmark relativa al trattamento retributivo del Presidente del Consiglio di Amministrazione, dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale e degli Amministratori non esecutivi di Enel per l'esercizio 2022, che è stata predisposta dal consulente indipendente Mercer.

Tale Politica è volta a (i) promuovere il successo sostenibile di Enel, che si sostanzia nella creazione di valore nel lungo termine a beneficio degli azionisti, tenendo in adeguata considerazione gli interessi degli altri stakeholder rilevanti, in modo da incentivare il raggiungimento degli obiettivi strategici; (ii) attrarre, trattenere e motivare persone dotate della competenza e della professionalità richieste dai delicati compiti manageriali loro affidati, tenendo conto del compenso e delle condizioni di lavoro dei dipendenti della Società e del Gruppo Enel; nonché (iii) promuovere la missione e i valori aziendali.

La Politica in materia di remunerazione per il 2023 prevede per l'Amministratore Delegato/Direttore Generale e per i dirigenti con responsabilità strategiche (DRS):

- una componente fissa;
- una componente variabile di breve termine (MBO), da riconoscere in funzione del raggiungimento di specifici obiettivi di performance. In particolare:
  - per l'Amministratore Delegato/Direttore Generale, l'MBO 2023 prevede i seguenti obiettivi annuali di performance:
    - utile netto ordinario consolidato;
    - Funds From Operations/Indebitamento finanziario netto consolidato;
    - reclami commerciali a livello di Gruppo, accompagnato dai seguenti obiettivi-cancello: (i) System Average Interruption Duration Index - SAIDI; (ii) reclami commerciali sul mercato libero commodity in Italia;
    - indice di frequenza degli infortuni sul lavoro, accompagnato dall'obiettivo-cancello rappresentato dagli infortuni fatali;
  - per i DRS, i rispettivi MBO individuano obiettivi annuali, oggettivi e specifici, correlati al Piano Strategico e individuati congiuntamente dalla Funzione Administration, Finance and Control e dalla Funzione People and Organization;
- una componente variabile di lungo termine, legata alla partecipazione ad appositi piani di incentivazione di durata pluriennale. In particolare, per il 2023 tale componente è legata alla partecipazione al Piano di incentivazione di lungo termine destinato al management di Enel SpA e/o di società da questa controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile (Piano LTI 2023), che prevede i seguenti obiettivi di performance di durata triennale:
  - TSR (Total Shareholders Return) medio di Enel vs TSR medio indice EURO STOXX Utilities - UEM nel triennio 2023-2025;
  - ROIC (Return on Invested Capital) - WACC (Weighted Average Cost of Capital) cumulati nel triennio 2023-2025;
  - intensità delle emissioni di GHG Scope 1 e Scope 3 relative all'Integrated Power del Gruppo (gCO_{2eq}/kWh) al 2025, accompagnato dall'obiettivo-cancello rappresentato dalla intensità delle emissioni di GHG Scope 1 relative alla produzione di energia elettrica del Gruppo (gCO_{2eq}/kWh) al 2025;
  - percentuale di donne nei piani di successione del top management a fine 2025.

Il Piano LTI 2023 prevede che il premio eventualmente maturato sia rappresentato da una componente azionaria, cui può aggiungersi – in funzione del livello di raggiungimento dei vari obiettivi – una componente monetaria. In particolare, rispetto al totale dell'incentivo maturato il Piano LTI 2023 prevede che: (i) per l'Amministratore Delegato/Direttore Generale di Enel, fino al 150% del valore base, l'incentivo sia interamente corrisposto in azioni Enel; (ii) per i primi riporti dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale di Enel, ivi inclusi i DRS, fino al 100% del valore base, l'incentivo sia interamente corrisposto in azioni Enel; (iii) per gli altri destinatari, diversi da quelli indicati *sub* (i) e

(ii), fino al 65% del valore base, l'incentivo sia interamente corrisposto in azioni Enel. Il Piano LTI 2023 prevede che le azioni da erogare ai sensi di quest'ultimo siano previamente acquistate da Enel e/o dalle società da questa controllate. Inoltre, l'erogazione di una porzione rilevante della remunerazione variabile di lungo termine (pari al 70% del totale) è differita al secondo esercizio successivo rispetto al triennio di riferimento degli obiettivi del Piano LTI 2023 (c.d. "deferred payment").

Per ulteriori informazioni sul contenuto della Politica in materia di remunerazione per il 2023 si rinvia alla "Relazione sulla politica in materia di remunerazione di Enel per il 2023 e sui compensi corrisposti nel 2022", disponibile sul sito internet della Società (www.enel.com).

VALORI E PILASTRI DELL'ETICA AZIENDALE

Alla base delle proprie attività il Gruppo Enel dispone di un solido sistema etico, dinamico e costantemente orientato a recepire le migliori pratiche a livello nazionale e internazionale, che tutte le persone che lavorano in Enel e per Enel devono rispettare e applicare nella loro attività quotidiana. Un sistema che si fonda su specifici Compliance Program tra cui: il Codice Etico, il Modello di organizzazione e gestione ex decreto legislativo n. 231/2001, l'Enel Global Compliance Program, il Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione", la Policy sui Diritti Umani e gli altri modelli di compliance nazionali eventualmente adottati dalle società del Gruppo in conformità alla normativa locale.

Codice Etico

Fin dal 2002 Enel ha adottato il Codice Etico(11), che esprime gli impegni e le responsabilità etiche nella conduzione degli affari e delle attività aziendali, regolando e uniformando i comportamenti su standard improntati alla massima trasparenza e correttezza verso tutti gli stakeholder. Il Codice Etico è valido per tutto il Gruppo, pur in considerazione della diversità culturale, sociale ed economica dei vari Paesi in cui Enel opera. Enel richiede, inoltre, a tutti i fornitori e partner di adottare una condotta in linea con i princípi generali del Codice. Ogni violazione o sospetto di violazione degli Enel Compliance Program può essere segnalata, anche in forma anonima, tramite un'unica piattaforma a livello di Gruppo ("Ethics Point").
La tabella di seguito evidenzia il totale delle segnalazioni ricevute attraverso la piattaforma di whistleblowing e le relative violazioni accertate.

		2023	2022(1)	2023-2022	
Totale segnalazioni ricevute per violazioni del Codice Etico	n.	**207**	**168**	**39**	**23,2%**
Violazioni accertate del Codice Etico	n.	**41**	**34**	**7**	**20,6%**
- di cui violazioni per conflitto di interesse/corruzione	n.	*7*	*10*	*(3)*	*-30,0%*

(1) Nel corso del 2023 si è conclusa l'analisi delle segnalazioni ricevute nel 2022, e per tale ragione il numero delle segnalazioni è stato riclassificato da 172 a 168 e il numero di violazioni accertate relative al 2022 è passato da 29 a 34. Tra le cinque violazioni aggiuntive, un caso è da ascrivere a un conflitto di interessi accertato in Brasile.

Modello di organizzazione e gestione ex decreto legislativo n. 231/2001

Il decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231, ha introdotto nell'ordinamento giuridico italiano un regime di responsabilità amministrativa a carico delle società, per alcune tipologie di reati commessi dai relativi Amministratori, dirigenti o dipendenti nell'interesse o a vantaggio delle società stesse. Enel, per prima in Italia, si è dotata di un Modello di organizzazione e gestione rispondente ai requisiti del decreto legislativo n. 231/2001 (Modello 231) già nel 2002, da allora costantemente aggiornato in linea con il quadro normativo di riferimento e il contesto organizzativo vigente.

(11) Ultimo aggiornamento, febbraio 2021.

Enel Global Compliance Program (EGCP)

A settembre 2016 Enel ha approvato il Global Compliance Program, rivolto alle società estere del Gruppo, che si qualifica come uno strumento di governance volto a rafforzare l'impegno etico e professionale del Gruppo nel prevenire la commissione all'estero di illeciti da cui possa derivare responsabilità penale d'impresa e i connessi rischi reputazionali. L'identificazione delle tipologie di reato rilevanti nell'Enel Global Compliance Program – cui si associa la previsione di standard comportamentali e di aree da monitorare in funzione preventiva – si basa su condotte illecite generalmente considerate tali nella maggior parte dei Paesi, quali per esempio i reati di corruzione, delitti contro la pubblica amministrazione, falso in bilancio, riciclaggio, reati commessi in violazione delle norme sulla sicurezza sul lavoro, reati ambientali ecc.

Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione" e sistema di gestione anticorruzione

In osservanza del decimo principio del Global Compact, in base al quale "le imprese si impegnano a contrastare la corruzione in ogni sua forma, incluse l'estorsione e le tangenti", Enel intende perseguire il proprio impegno nella lotta alla corruzione. Per questo è stato adottato nel 2006 il Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione" (il c.d. "Piano TZC"), confermando l'impegno del Gruppo, già descritto nel Codice Etico e nel Modello 231, ad assicurare condizioni di correttezza e trasparenza nella conduzione degli affari e delle attività aziendali, a tutela della propria posizione e immagine, del lavoro dei propri dipendenti, delle aspettative dei propri azionisti e di tutti gli altri stakeholder. A valle dell'ottenimento della certificazione anticorruzione ex ISO 37001 nel 2017 da parte di Enel SpA, il piano di certificazione 37001 è stato progressivamente esteso alle principali società controllate del Gruppo, italiane ed estere.
Nel merito, la tabella di seguito, evidenzia le ore medie di formazione *pro capite* sulle politiche e procedure anticorruzione.

		2023	2022	2023-2022	
Formazione sulle politiche e procedure anticorruzione	n.	**30.304**	**30.564**	**(260)**	**-0,9%**
	%	49,6	46,9	2,7	5,8%
Formazione sulle politiche e procedure anticorruzione per area geografica:					
- Italia	%	50,7	56,5	(5,8)	-10,3%
- Iberia	%	42,5	51,0	(8,5)	-16,7%
- America Latina	%	49,6	31,9	17,7	55,5%
- Europa	%	94,2	12,0	82,2	-
- Africa, Asia e Oceania	%	79,3	14,8	64,5	-
- Nord America	%	54,2	80,1	(25,9)	-32,3%

Policy sui Diritti Umani

Il rispetto dei diritti umani è l'elemento fondante per perseguire un progresso sostenibile. Il modello di business di Enel si basa sulla generazione di valore sostenibile insieme ai propri stakeholder, interni o esterni, sulla continua innovazione, sulla ricerca dell'eccellenza e sul rispetto dei diritti umani lungo tutta la catena del valore. Questo si traduce nel rifiuto di pratiche come la schiavitù moderna, il lavoro forzato e il traffico di persone, nella promozione della diversità, dell'inclusione, del pari trattamento, di opportunità, e nella garanzia che le persone vengano trattate degnamente e valutate per la loro unicità, siano esse all'interno dell'Azienda o lungo la catena del valore in cui il Gruppo opera. I principali standard internazionali di riferimento cui si ispira l'impegno di Enel sono il framework delle Nazioni Unite "Proteggere, Rispettare, Rimediare", delineato nei princípi guida su imprese e diritti umani, e le linee guida destinate alle imprese multinazionali dell'OCSE. Tale impegno è riflesso in maniera chiara nella politica sui diritti umani elaborata e adottata già nel 2013. Nel 2021 tale documento è stato aggiornato per tenere in considerazione l'evoluzione dei framework internazionali di riferimento e dei processi operativi, organizzativi e di gestione del

Gruppo. Il documento rafforza ed espande gli impegni già presenti in altri codici di condotta adottati da Enel come il Codice Etico, il Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione" e i modelli globali di compliance. L'aggiornamento è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA e poi adottato dalle società controllate. Enel si impegna a rispettare tali princípi in ogni Paese in cui opera, rispettando le diversità locali di tipo culturale, sociale ed economico, richiedendo che ogni stakeholder adotti una condotta in linea con questi princípi, prestando particolare attenzione ai contesti ad alto rischio o interessati da conflitti.

Per stakeholder si intendono tutti coloro che hanno un interesse diretto o indiretto nelle attività del Gruppo Enel quali, per esempio, i clienti, i dipendenti, di qualunque ordine e grado, i fornitori, gli appaltatori, i partner, altre imprese e le associazioni di categoria, la comunità finanziaria, la società civile, le comunità locali e le popolazioni indigene e tribali, le istituzioni nazionali e internazionali, i media, nonché le organizzazioni e istituzioni che li rappresentano.
L'aggiornamento, analogamente alla stesura del 2013, è stato definito attraverso un processo di consultazione degli stakeholder rilevanti per la Società (interni, altre società, fornitori, esperti di diritti umani, "think tank", ONG) condotto secondo i criteri elencati nella guida ''UN Global Compact Guide for Business: How to Develop a Human Rights Policy''.
Il testo aggiornato identifica 12 princípi (rispetto agli otto precedenti), sempre suddivisi in due macro-tematiche, come in precedenza: pratiche di lavoro e relazioni con le comunità.
La Policy sui Diritti Umani è un impegno a:

- considerare proattivamente i bisogni e le priorità delle persone e della società perché ciò permette di innovare processi e prodotti, aspetto chiave per un modello di business sempre più competitivo, inclusivo e sostenibile, e ciò anche attraverso l'adozione di princípi di circolarità, di protezione del capitale naturale e della biodiversità;
- promuovere il coinvolgimento dei principali stakeholder esterni e interni al fine di aumentare la loro consapevolezza e sviluppare un dialogo costruttivo che possa fornire un prezioso contributo all'ideazione di soluzioni per mitigare i cambiamenti climatici.

Tra i principali aggiornamenti, oltre all'inquadramento dell'impegno nel solco del contributo agli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite, si segnala (i) l'introduzione di un richiamo su come degrado ambientale e cambiamento climatico siano interconnessi ai diritti umani, in quanto l'attuazione di misure che mitighino gli effetti delle attività umane sull'ambiente non può avvenire senza tener conto del loro impatto sociale; (ii) il rafforzamento del principio "Rispetto per le diversità e non-discriminazione" nonché del principio "Salute e sicurezza" nella parte relativa al benessere psicofisico e integrazione lavoro-vita privata; (iii) la maggiore granularità dell'impegno all'interno delle relazioni con le comunità, in particolare rispetto a: comunità locali, popolazioni indigene e tribali, privacy e comunicazione.
Enel si è impegnata a vigilare sull'applicazione della Policy sui Diritti Umani (i) avvalendosi di un processo di due diligence specifico nei diversi Paesi in cui opera, (ii) promuovendo comportamenti in linea con una transizione giusta e inclusiva e (iii) comunicando in merito ai piani di azione sviluppati per prevenire e rimediare nei casi in cui si dovessero verificare criticità.
In particolare, il processo di due diligence sul sistema di gestione, definito in linea con i principali riferimenti internazionali quali i princípi guida su impresa e diritti umani delle Nazioni Unite e le linee guida dell'OCSE, permette di individuare opportunità di miglioramento e sviluppare piani di azione specifici.
Grazie a questo processo viene valutato il 100% delle politiche e delle procedure operative adottate, al fine di identificare eventuali rischi nella gestione delle proprie operazioni, dirette e indirette, relative all'intera catena del valore e all'instaurazione di nuovi rapporti di business (per esempio acquisizioni, fusioni, joint venture ecc.). Nel 2023 è stato avviato un nuovo ciclo del processo.

In materia di sostenibilità della catena di fornitura, alla base dei processi di acquisto di Enel ci sono lealtà, trasparenza e collaborazione, e per questo ai fornitori del Gruppo viene richiesto non solo di garantire i necessari standard qualitativi ma anche di impegnarsi ad adottare le migliori pratiche in termini di diritti umani e di impatti della loro attività sull'ambiente. Tra queste rientrano quelle che riguardano condizioni di lavoro, salute e sicurezza, orari di lavoro adeguati, rifiuto del lavoro forzato o minorile, rispetto per la dignità personale, non-discriminazione e inclusione delle diversità, libertà di associazione e contrattazione collettiva e rispetto della privacy by design e by default. Il tutto all'interno di riferimenti chiari in termini di codici di condotta, tra cui, oltre alla Policy sui Diritti Umani, il Codice Etico, il Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione" e i programmi globali di compliance. Sono, inoltre, previste specifiche clausole contrattuali, inserite in tutti i contratti di lavori, servizi e forniture e aggiornate periodicamente per tenere in considerazione i diversi adeguamenti normativi e allinearsi alle migliori pratiche internazionali. Per ulteriori informazioni si veda il capitolo "Catena di fornitura sostenibile".


e-distribuzione
e-distribuzione
e-distribuzione



3.
STRATEGIA DEL GRUPPO E GESTIONE DEL RISCHIO

- **Il contesto e gli scenari di riferimento**

  Le incertezze globali di breve termine, a livello macroeconomico, energetico, climatico e di transizione energetica, ci spingono a migliorare la visibilità dei rendimenti e accrescere la flessibilità dei nostri business.

- **Il Piano Strategico e Industriale**

  Il nuovo Piano Industriale pone al centro della strategia del Gruppo una spinta sulla redditività degli investimenti effettuati, una maggiore efficacia in termini organizzativi e di processi al fine di una razionalizzazione dei costi. Nel nuovo Piano permane il pilastro della sostenibilità nell'affrontare le sfide del cambiamento climatico, in termini sia finanziari sia ambientali.

- **Analisi di rischi e opportunità**

  La valutazione degli scenari climatici e di transizione all'interno di un processo strutturato costituisce uno strumento fondamentale per tradurre i dati in informazioni utili a massimizzare le opportunità e mitigare i rischi.

SCENARIO DI RIFERIMENTO

Il contesto geopolitico

I cicli economici globali possono avere un impatto significativo sulle attività del Gruppo a causa dei loro effetti diretti sui tassi di crescita del PIL, sui tassi di inflazione e sui tassi di cambio dei Paesi di presenza. Negli ultimi anni, la stabilità dell'Eurozona è stata influenzata da diversi eventi negativi, come la crisi pandemica COVID-19 e il recente conflitto militare tra Russia e Ucraina. Poiché le economie dell'Eurozona sono tra le più esposte a causa della loro vicinanza geografica all'area del conflitto e della loro forte dipendenza dalle importazioni di gas dalla Russia, esse sono state fortemente impattate sia in termini di rallentamento della crescita del PIL, sia in termini di elevati livelli d'inflazione. Questi ultimi sono stati inizialmente innescati dall'aumento esponenziale dei prezzi dell'energia e delle materie prime. Successivamente, le ripercussioni dei maggiori costi dei fattori produttivi delle imprese sui prezzi dei beni industriali non energetici hanno generato dinamiche inflazionistiche persistenti, che rappresentano tutt'oggi un fattore di rischio da monitorare attentamente. L'incremento dell'inflazione ha infatti eroso il potere d'acquisto delle famiglie e ha pesato sulla produzione industriale, in particolare nei settori a maggiore intensità energetica. La riduzione delle pressioni inflazionistiche nel secondo semestre dell'anno nell'Eurozona – in analogia a quanto avvenuto negli Stati Uniti – ha portato la Banca Centrale Europea a interrompere il ciclo di aumenti dei tassi di interesse dopo il mese di settembre. La maggiore persistenza dell'inflazione "di fondo" (che esclude i beni più volatili) rispetto all'inflazione generale, tuttavia, costituisce un fattore di incertezza rispetto al percorso futuro della politica monetaria che, se mantenuta restrittiva per più lungo tempo, potrebbe avere impatti sull'attività economica e sulla politica monetaria dell'Eurozona.

Il 2024 sarà un anno nuovamente contrassegnato dalle dinamiche geopolitiche su scala globale. Il prolungarsi delle vicende legate al conflitto militare tra Russia e Ucraina, le più recenti tensioni in Medi Oriente, gli appuntamenti elettorali previsti per il 2024 in Unione Europea, Stati Uniti, Regno Unito, India, Taiwan, Iran e molti altri Paesi, potrebbero avere un impatto significativo sulla politica interna ed estera dei principali attori globali.

Sul fronte delle politiche di bilancio, a dicembre 2023 i ministri delle finanze dell'Unione Europea hanno trovato un accordo per la riforma del Patto di stabilità e crescita. I nuovi vincoli di bilancio si caratterizzano per una maggiore semplicità e un'enfasi su variabili più facilmente osservabili, con l'obiettivo di migliorare l'efficacia e la credibilità delle regole. Sul fronte del commercio internazionale permangono inoltre sistemi sanzionatori che possono influenzare gli accordi commerciali tra Paesi e le politiche industriali in varie regioni. Eventuali nuove introduzioni di dazi doganali o restrizioni alle esportazioni potrebbero ulteriormente aggravare l'attuale contesto macroeconomico e rendere più incerto il quadro geopolitico.

I principali rischi per quanto riguarda le commodity energetiche risiedono nella fragilità del mercato del gas naturale in Europa. Nonostante i prezzi della commodity siano scesi ben al di sotto dei massimi registrati nel 2022, gli equilibri di mercato risultano molto fragili, e disruption lungo la catena del valore, quali per esempio il venir meno di una via di approvvigionamento tramite il canale di Suez, potrebbero determinare tendenze rialziste, con evidenti effetti anche sugli indici del carbone e i prezzi dell'energia elettrica, variabili fortemente correlate all'andamento del gas. Queste considerazioni risultano valide anche per il mercato del petrolio, i cui flussi passano anche da Paesi vicini alle aree dei conflitti e sono fortemente influenzati dai rapporti tra Stati Uniti e Medio Oriente.

L'attuale contesto geopolitico e macroeconomico, sia in occidente sia in Cina, continuerà a influenzare anche la domanda del comparto dei metalli industriali, che hanno risentito lo scorso anno del rallentamento della crescita economica globale e delle prolungate tensioni politiche e militari. In particolare, in Cina, protagonista globale dei mercati dei metalli, la ripresa della domanda nel 2023 è risultata inferiore alle previsioni di analisti ed esperti, e le dinamiche future continuano a dipendere molto dall'effetto degli stimoli governativi, che fino a oggi non sono stati efficaci come da aspettative, e dalla ripresa della domanda nei Paesi occidentali. Per quanto riguarda i metalli più strettamente legati alle tecnologie rinnovabili, quali il litio e il polisilicio, il contesto recente di prezzi in rapida e forte discesa, appesantiti da una domanda "green" deludente rispetto alle aspettative e da un fortissimo aumento della fornitura per entrambi i materiali, sta minando i margini dei produttori che faticano a sostenere gli investimenti, in uno scenario di prezzo per il prossimo futuro che non presenta grandi margini di salita.

Il contesto macroeconomico

Il contesto macroeconomico mondiale nel 2023 è stato caratterizzato da un generalizzato rallentamento dell'economia reale che sembra confermare una tendenza al ribasso già avviata nell'anno precedente. Dopo un calo del PIL mondiale che si è attestato al 3,1% su base annuale nel 2022, a seguito di una ottima performance del 6,4% registrata nel 2021, la crescita reale è prevista ancora più contenuta, pari al 3%, nel 2023. Questa flessione rispecchia gli effetti ritardati e continuativi delle politiche monetarie restrittive adottate dalle banche centrali per contrastare le elevate pressioni inflattive, la perdita di potere di acquisto dei consumatori, il peggioramento delle condizioni finanziarie e creditizie, e il calo del commercio e degli investimenti a livello globale. Inoltre, il prolungato conflitto militare tra Russia e Ucraina, il più recente conflitto in Medio Oriente, le instabili relazioni tra Stati Uniti e Cina, e la derivante incertezza su scala globale hanno continuato a esacerbare i mercati energetici, delle materie prime e dei beni alimentari, rallentando il processo di normalizzazione delle pressioni inflazionistiche su scala mondiale.

Negli Stati Uniti, il quarto trimestre dell'anno conferma le ottime performance sopra le attese dell'economia americana, registrando un ulteriore rialzo del PIL al 3,1% su base annuale, rispetto al 2,9% del quarto trimestre del 2022. La spesa al consumo dei privati durante l'anno ha difatti iniziato a riallinearsi con i redditi reali, poiché i risparmi in eccesso derivanti dalla pandemia hanno continuano a ridursi, soprattutto tra le famiglie a basso reddito. Tuttavia, una generale riduzione delle pressioni inflazionistiche innescate dall'impennata dei prezzi delle materie prime energetiche nell'anno precedente, e un mercato del lavoro e una domanda interna molto resilienti hanno supportato la crescita del PIL facendo registrare un tasso di crescita atteso del 2,5% su base annuale, in aumento rispetto all'1,9% dell'anno precedente.

Nell'Eurozona, il contesto macroeconomico ha registrato una fase di stagnazione, trascinata dalla politica monetaria restrittiva, dall'impatto dell'elevata inflazione sui redditi reali dei consumatori, dalla debole domanda esterna e da una debolezza industriale. L'economia reale è attesa in recessione tecnica nel quarto trimestre, confermando una contrazione dello 0,1% su base trimestrale negli ultimi tre mesi dell'anno, come già registrato nel periodo precedente. In termini di pressioni inflattive, i prezzi dei beni finali al consumo hanno iniziato a rallentare nell'ultimo trimestre dell'anno grazie alla politica monetaria restrittiva intrapresa dalla Banca Centrale Europea, una debole domanda interna e prezzi energetici in calo, con l'inflazione che ha registrato un aumento del 5,5% su base annuale, dal picco dell'8,4% del 2022.

In Italia, l'attività economica ha mostrato forti segnali di rallentamento con il PIL atteso in crescita dello 0,7% su base annuale dopo la forte spinta del 3,9% registrata nell'anno precedente. I consumi privati sono stati colpiti da un'elevata inflazione, mentre le condizioni finanziarie più restrittive hanno trascinato al ribasso gli investimenti. La contenuta domanda esterna ha inoltre colpito le esportazioni. I prezzi al consumo hanno invece registrato segnali positivi con l'inflazione in forte calo nell'ultimo trimestre grazie a significativi effetti base derivanti dalla moderazione dei prezzi energetici.

In Spagna, l'economia ha performato meglio della media europea grazie alla forte spinta dei servizi, con il PIL atteso in crescita del 2,4%. Dopo un marcato calo delle pressioni inflattive nella prima metà dell'anno, trainato dalla normalizzazione dei prezzi energetici, il secondo semestre è stato caratterizzato da una nuova ripresa, con l'inflazione media annua che si è attestata al 3,4% nel 2023, contro l'8,3% del 2022.

In America Latina, nel 2023 si è assistito a un rallentamento dell'inflazione che è proseguito a ritmi diversi a seconda dei Paesi. In Brasile, l'economia nel 2023 ha registrato un tasso di crescita del PIL maggiore delle attese, stimato del 2,9% su base annuale. Nel primo semestre la crescita è stata guidata dalla performance straordinaria del settore agricolo e da una robusta domanda interna trainata dai consumi privati. Nella seconda parte dell'anno l'economia è stata resiliente, supportata da un aumento delle esportazioni e da una crescita modesta dei consumi delle famiglie, che hanno beneficiato di un'inflazione più moderata e di un miglioramento del mercato del lavoro. L'inflazione ha registrato una forte decelerazione rispetto al 2022 (il tasso di inflazione annuale si è attestato al 4,6% nel 2023), favorita dalle politiche monetarie restrittive e dal calo dei prezzi dell'energia e dei servizi.

In Cile, per il PIL è attesa una crescita nulla nel 2023, dopo la crescita del 2,5% registrata nel 2022. Nel primo semestre dell'anno, l'inasprimento delle condizioni finanziarie dovuto alle politiche monetarie restrittive adottate dalla banca centrale e l'incertezza dovuta al processo di revisione costituzionale hanno frenato l'attività economica. Nel secondo semestre, invece, la crescita è stata sostenuta dalla debolezza della domanda globale e dal rapido processo di disinflazione (il tasso di inflazione annuale si è attestato al 7,7% nel 2023, rispetto all'11,6% del 2022), che ha portato la banca centrale cilena a tagliare i tassi di interesse di 300 punti base.

In Colombia, l'attività economica nel 2023 ha registrato un marcato rallentamento rispetto all'anno precedente con un tasso di crescita del PIL stimato all'1,0% su base annuale, in netto calo rispetto al 7,3% del 2022. La persistente inflazione, unita a tassi elevati per un periodo prolungato, ha influenzato negativamente la domanda, insieme a un rallentamento degli investimenti e a un calo dell'export. Infatti, l'inflazione è tornata sotto il 10% solo nel mese di dicembre, attestandosi a un valore medio annuo dell'11,8%.

Il lento processo di disinflazione ha permesso alla banca centrale di ridurre i tassi di interesse di soli 25 punti base a fine anno.
In Perù, si registra una contrazione dell'economia con una stima del PIL al -0,5% nel 2023, dopo una crescita del 2,7% nel 2022. L'instabilità politica e sociale, le anomalie climatiche superiori alle attese associate al fenomeno di El Niño costiero e gli elevati prezzi dei beni alimentari dovuti alla minore produzione agricola hanno determinato una contrazione dell'attività economica particolarmente intensa nel primo semestre dell'anno. Il tasso di inflazione si è attestato al 6,3% nel 2023, rispetto al 7,9% del 2022.

Tale processo disinflazionistico nel secondo semestre ha portato la banca centrale a tagliare i tassi di interesse di 100 punti base.
In Argentina, il 2023 è stato caratterizzato da una severa crisi economica che ha portato alla svalutazione del peso argentino e a una condizione di iperinflazione. Il tasso di crescita del PIL ha registrato una contrazione stimata del -1,2% su base annuale e l'inflazione è cresciuta del 127,9%. Le svalutazioni del cambio a fine 2023, mirate a promuovere la competitività del Paese attraverso l'export, e l'incertezza politica legata alle elezioni presidenziali di ottobre hanno alimentato la spirale inflazionistica.

%	Inflazione		
	2023	2022	2023-2022
Italia	**6,0**	**8,7**	**(2,7)**
Spagna	3,4	8,3	(4,9)
Russia	5,9	13,8	(7,9)
Romania	9,8	12,0	(2,2)
India	5,7	6,7	(1,0)
Sudafrica	5,9	6,9	(1,0)
Argentina	127,9	70,7	57,2
Brasile	4,6	9,3	(4,7)
Cile	7,7	11,6	(3,9)
Colombia	11,8	10,2	1,6
Messico	5,6	7,9	(2,3)
Perù	6,3	7,9	(1,6)
Stati Uniti	4,1	8,0	(3,9)
Canada	3,9	6,8	(2,9)

%	PIL	
	2023	2022
Italia	**0,7**	**3,9**
Spagna	2,4	5,8
Portogallo	2,2	6,8
Grecia	2,1	5,7
Argentina	(1,2)	5,0
Romania	2,3	4,6
Russia	3,2	(2,1)
Brasile	2,9	3,1
Cile	-	2,5
Colombia	1,0	7,3
Messico	3,3	3,9
Perù	(0,5)	2,7
Canada	1,0	3,8
Stati Uniti	2,5	1,9
Sudafrica	0,5	1,9

	2023	2022	2023-2022
Euro/Dollaro statunitense	1,08	1,05	2,86%
Euro/Sterlina britannica	0,87	0,85	2,35%
Euro/Franco svizzero	0,97	1,00	-3,00%
Dollaro statunitense/Yen giapponese	140,58	131,55	6,86%
Dollaro statunitense/Dollaro canadese	1,35	1,30	3,85%
Dollaro statunitense/Dollaro australiano	1,51	1,44	4,86%
Dollaro statunitense/Rublo russo	85,51	69,80	22,51%
Dollaro statunitense/Peso argentino	295,62	130,87	125,89%
Dollaro statunitense/Real brasiliano	4,99	5,16	-3,29%
Dollaro statunitense/Peso cileno	840,40	873,60	-3,80%
Dollaro statunitense/Peso colombiano	4.320,20	4.261,77	1,37%
Dollaro statunitense/Sol peruviano	3,74	3,83	-2,35%
Dollaro statunitense/Peso messicano	17,74	20,11	-11,79%
Dollaro statunitense/Lira turca	23,80	16,58	43,55%
Dollaro statunitense/Rupia indiana	82,60	78,63	5,05%
Dollaro statunitense/Rand sudafricano	18,46	16,37	12,77%

Il settore dell'energia

Il contesto energetico - Commodity 2023

Nel 2023 il mercato del gas europeo ha registrato una forte tendenza ribassista, determinata dagli elevati livelli di stoccaggi a fronte di una domanda in diminuzione. In media il riferimento TTF è diminuito di oltre il 65% rispetto all'anno precedente, a causa della diminuzione dei rischi sull'offerta che si sono registrati nel 2022, anno in cui sono venuti meno i flussi provenienti dalla Russia, principale fornitore del mercato europeo.
Il mercato del gas è rimasto comunque fortemente volatile e molto sensibile agli shock rialzisti registrati nel corso dell'anno, scontando una fragilità degli equilibri raggiunti tra domanda e offerta, senza però mai toccare i livelli raggiunti nel 2022. Elemento calmierante è stato il raggiungimento di alte percentuali degli stoccaggi (superiori al 90%) prima dell'inizio della stagione invernale che, unito a temperature miti nei mesi di novembre e dicembre, ha determinato una forte riduzione dei prezzi del gas in Europa negli ultimi mesi del 2023, al di sotto dei 35 €/MWh.

L'andamento dei prezzi del gas, insieme ad alti livelli di stoccaggio, ha determinato a sua volta la diminuzione dei prezzi del carbone, che nel 2023 hanno raggiunto una media di 129 $/t (-55,5% vs anno precedente). Le dinamiche del mercato del gas hanno inoltre reso meno conveniente la generazione a carbone, disincentivandone il consumo e favorendone l'accumulazione.

Nella prima parte del 2023 il prezzo del petrolio ha registrato un andamento decrescente, dovuto alla normalizzazione dell'offerta e alle aspettative di scarsa ripresa della domanda. Durante la seconda parte dell'anno invece si è osservata una forte ripresa, con il picco a settembre, a causa di ulteriori tagli sull'offerta uniti a una domanda in crescita. Nell'ultimo trimestre 2023 si è nuovamente invertita la tendenza, con i prezzi del Brent al di sotto dei 75 $/bbl. In media nel 2023 il riferimento europeo si è attestato a 82 $/bbl, inferiore del 17% rispetto al dato dell'anno scorso.

		2023	2022	2023-2022
Brent	$/bbl	82	99	-17,2%
API2	$/t	129	290	-55,5%
TTF	€/MWh	41	120	-65,8%
CO_2	€/t	84	81	3,7%
Rame	$/t	8.495	8.831	-3,8%
Alluminio	$/t	2.256	2.706	-16,6%
Carbonato di litio	$/t	36.762	71.640	-48,7%
Polisilicio	$/t	16.441	35.589	-53,8%

In controtendenza rispetto alle altre commodity energetiche, nel 2023 si è registrato un leggero aumento del prezzo della CO_2 in ambito ETS, cresciuto di circa il 4% rispetto all'anno precedente. Osservandone l'andamento mensile, si osserva una tendenza decrescente nella seconda parte dell'anno, principalmente a causa di una scarsa domanda di permessi, sia da parte degli operatori tipici del mercato sia per fini speculativi.
In scia a quanto accaduto nella seconda metà del 2022, a dominare i mercati dei metalli nel 2023 sono stati i dati di crescita economica deboli e il contesto geopolitico sempre più teso, esacerbato nell'ultima parte dell'anno dal riaprirsi del conflitto in Medio Oriente.
Come spesso accade per i mercati delle materie prime, la Cina è stata determinante anche quest'anno nel condizionare gli equilibri dei mercati e l'andamento dei prezzi. A seguito dell'allentamento delle criticità logistiche del 2022, sono stati i timori di rallentamento della crescita e la crisi del settore delle costruzioni a pesare sulla domanda, e quindi sui prezzi, anche per il gigante asiatico.

Per quanto riguarda il comparto dei metalli base, quali alluminio e rame, essendo molto correlati con l'attività economica e industriale, la debolezza del contesto ha pesato sui prezzi di entrambi che hanno performato meno delle attese. I prezzi del rame hanno registrato complessivamente nel 2023 un andamento decrescente per la prima parte dell'anno per poi mantenersi stabili da giugno in poi, registrando mediamente un prezzo di 8.495 $/t nell'anno, in calo del -3,8% rispetto ai valori 2022. Performance più negativa per l'alluminio, che è rimasto debole durante tutto il corso dell'anno e ha chiuso il 2023 con un prezzo medio di 2.256 $/t, in calo del -16,6% rispetto ai prezzi medi del 2022.
Analoga dinamica si è riscontrata per i prezzi dell'acciaio, che dopo una iniziale salita a inizio anno, hanno rapidamente ritracciato e chiuso il 2023 con un prezzo medio di 580 $/t, in calo del -15% rispetto ai prezzi 2022.
Per quanto concerne i metalli più strettamente correlati alle tecnologie rinnovabili, come il litio per le batterie, o il polisilicio necessario per la fabbricazione dei pannelli fotovoltaici, l'andamento dei prezzi del 2023 ha mostrato ritracciamenti rispetto ai valori 2022 ancora più marcati di quanto visto per i metalli base. Il litio, appesantito da una domanda di batterie minore delle attese e soprattutto da una forte espansione dell'offerta, sia interna cinese sia da Australia e Sud America, ha visto i prezzi 2023 calare costantemente durante l'anno per chiudere con un prezzo medio di circa 36.000 $/t, in calo di quasi il -50% rispetto al 2022. Dinamica simile è stata registrata dai prezzi del polisilicio, che in scia ai forti cali cominciati a dicembre 2022, hanno proseguito molto deboli durante tutto il 2023, registrando un valore medio di circa 16.000 $/t, in calo di circa il -54% rispetto al 2022.

I mercati dell'energia elettrica e del gas naturale

La domanda di energia elettrica

Andamento della domanda di energia elettrica[1]

TWh

	2023	2022	2023-2022
Italia	**306,1**	**315,0**	**-2,8%**
Spagna[2]	239,9	250,0	-4,0%
Romania	54,0	57,5	-6,1%
Argentina	145,9	144,0	1,3%
Brasile	653,8	611,0	7,0%
Cile	83,4	83,2	0,2%
Colombia	80,0	76,9	4,0%

(1) Al lordo delle perdite di rete.
(2) Dato nazionale.
Fonte: elaborazioni Enel su dati TSO. I valori sono la migliore stima disponibile alla data di pubblicazione e potrebbero essere soggetti a revisioni da parte dei TSO nei prossimi mesi.

In Europa si è registrata una flessione dei consumi di energia elettrica nel 2023, dovuta principalmente alle alte temperature e a un rallentamento dell'attività economica.
La domanda elettrica italiana ha chiuso il 2023 con una crescita negativa del 2,8% rispetto al 2022. Le dinamiche dei consumi elettrici hanno registrato per i primi nove mesi del 2023 valori mensili, rispetto allo scorso anno, costantemente inferiori, con una leggera ripresa nell'ultimo trimestre, ma non sufficiente a compensare le perdite accumulate nei mesi precedenti, dovute principalmente a temperature miti e attività industriale debole. Più marcata la diminuzione registrata in Spagna, pari al 4,0%, a causa

del rallentamento nei settori industriale e terziario, unito a temperature più miti. In forte calo anche la domanda in Romania, che registra un -6,1% rispetto all'anno precedente.

In controtendenza i Paesi dell'America Latina, dove la domanda elettrica è risultata in aumento rispetto al 2022, sostenuta principalmente da una crescita economica ancora favorevole. Particolarmente positiva è stata la crescita registrata in Brasile (+7,0%) e in Colombia (+4,0%), mentre incrementi più modesti sono stati quelli dei consumi cileni (+0,2%) e argentini (+1,3%).

I prezzi dell'energia elettrica

Prezzi dell'energia elettrica

	Prezzo medio baseload 2023 (€/MWh)	Variazione prezzo medio baseload 2023-2022	Prezzo medio peakload 2023 (€/MWh)	Variazione prezzo medio peakload 2023-2022
Italia	**127,4**	**(175,7)**	**137,4**	**(200,3)**
Spagna	87,4	(80,3)	82,7	(86,3)

Rispetto al 2022, i prezzi dell'energia elettrica in Italia e Spagna sono fortemente diminuiti nel 2023, a causa delle dinamiche ribassiste registrate durante l'anno sui mercati delle commodity energetiche. In particolare, la forte diminuzione del prezzo del gas, congiuntamente a una crescente produzione da fonti rinnovabili, ha portato il prezzo dell'energia in Italia a diminuire del 58% rispetto all'anno precedente. Meno marcata ma comunque forte la diminuzione registrata in Spagna (-48%), i cui prezzi nel 2022 erano cresciuti meno rispetto agli altri Paesi europei, grazie a una forte presenza di risorse rinnovabili e soprattutto alle misure regolatorie introdotte per limitare gli effetti dell'aumento dei prezzi del gas. Anche per i prezzi al consumo del kWh è stata registrata una forte diminuzione rispetto al 2022, con l'eccezione del residenziale in Italia in cui si è osservato un aumento sulla prima parte dell'anno.
Di seguito la tabella che riepiloga i prezzi dei mercati finali per i principali segmenti di consumo.

Andamento dei prezzi nei principali mercati

Centesimi di euro/kWh

	2023	2022	2023-2022
Mercato finale (residenziale)[1]			
Italia	0,3230	0,2932	10,2%
Spagna	0,1534	0,2773	-44,7%
Mercato finale (industriale)[2]			
Italia	0,2031	0,2870	-29,2%
Spagna	0,1085	0,1917	-43,4%

(1) Prezzo annuale al netto imposte - consumo annuo compreso tra 2.500 kWh e 5.000 kWh.
(2) Prezzo annuale al netto imposte - consumo annuo compreso tra 70.000 MWh e 150.000 MWh.
Fonte: Eurostat.

I mercati del gas naturale

Domanda di gas naturale

Miliardi di m^3

	2023	2022	2023-2022	
Italia	**60,7**	**67,5**	**(6,8)**	**-10,1%**
Spagna	28,5	31,3	(2,8)	-8,9%

Alla base dell'andamento ribassista dei prezzi del gas c'è una flessione del consumo di questa materia prima; nel 2023 la domanda risulta in marcata contrazione rispetto all'anno precedente. Sia in Italia sia in Spagna la domanda del gas è diminuita, rispettivamente, del 10,1% e dell'8,9%. Alla base di questa dinamica troviamo le temperature miti registrate nell'anno, la maggiore produzione di elettricità da fonti rinnovabili, e una produzione industriale ancora al di sotto dei livelli pre-crisi.

Italia

Domanda di gas naturale in Italia

Miliardi di m^3

	2023	2022	2023-2022	
Reti di distribuzione	26,7	28,8	(2,1)	-7,3%
Industria	11,5	11,9	(0,4)	-3,4%
Termoelettrico	21,2	25,1	(3,9)	-15,5%
Altri[1]	1,3	1,7	(0,4)	-23,5%
Totale	**60,7**	**67,5**	**(6,8)**	**-10,1%**

(1) Include altri consumi e perdite.
Fonte: elaborazioni Enel su dati del Ministero dello Sviluppo Economico e di Snam Rete Gas.

In Italia la domanda rispetto al 2022 è diminuita del 10,1%; analizzando il consumo settoriale, si osserva un calo particolarmente forte nel termoelettrico (-15,5%), principalmente dovuto alla sostituzione della generazione a gas con quella rinnovabile. Seguono la domanda nelle reti di distribuzione (-7,3%), guidata dalle temperature miti registrate nel primo e nel quarto trimestre. Meno marcata, ma comunque significativa, la diminuzione registrata nel settore industriale (-3,4%).

Il contesto competitivo e di transizione

La valutazione dell'evoluzione del processo di transizione energetica è un input fondamentale per la definizione della strategia di Enel. Questa valutazione è particolarmente critica nel contesto attuale, caratterizzato, come spiegato nei paragrafi precedenti, da una crescente tensione geopolitica, elevati tassi di interesse e inflazione, e da criticità nelle supply chain. Allo stesso tempo, gli obiettivi dell'Accordo di Parigi impongono un'accelerazione della transizione energetica, per limitare l'aumento del riscaldamento medio globale entro 1,5 °C rispetto ai livelli preindustriali. Nella recente COP28 sui cambiamenti climatici di Dubai è stato stabilito l'obiettivo di uscire gradualmente ("transitioning away") dai combustibili fossili entro il 2050 e di triplicare la capacità rinnovabile entro il 2030 (11 TW vs 3,6 TW al 2022), in linea con gli scenari Net Zero dell'International Energy Agency (IEA)[12] e 1.5 dell'IRENA[13].

La transizione a livello globale sta segnando un cambio di passo, evidente in particolare nell'aumento di capacità rinnovabile, che ha registrato oltre 500 GW installati nel solo 2023[14]. Inoltre, secondo l'IEA, il declino di tutti i combustibili fossili inizierà entro questo decennio nello scenario a politiche attuali[15]. Ciononostante, permane ancora un ampio divario tra le ambizioni di oggi e una stabilizzazione dell'aumento della temperatura entro +1,5 °C, nonché differenze a livello locale nel ritmo di avanzamento verso gli obiettivi che ogni Paese si è posto. Questo divario è legato, in larga misura, alla necessità di introdurre misure implementative degli obiettivi di lungo termine, che dovranno portare a un aumento sia dello sviluppo delle rinnovabili sia del tasso di elettrificazione dei consumi in tempi brevi. In particolare, nello scenario a politiche annunciate della IEA (APS) la capacità arriva a un totale di quasi 10 TW, quindi ancora non in linea con gli ultimi accordi.

Inoltre, se da una parte si assiste a una convergenza di istanze su sicurezza energetica, accessibilità e sostenibilità, che porta tutti – decisori politici, cittadini e aziende – nella stessa direzione, verso un'accelerazione del processo di clean electrification, la transizione energetica sta procedendo su un percorso di politiche piuttosto disordinate ("disorderly transition"[16]) rispetto alle aspettative. In alcune geografie la velocità della transizione non è rapida come atteso, come dimostrano le vendite di auto elettriche e pompe di calore – driver principali di aumento della domanda elettrica – che, seppure in stabile crescita, non hanno ancora un impatto significativo sui consumi energetici globali.

In un anno caratterizzato da elevati tassi di interesse, inflazione e difficoltà nelle catene di approvvigionamento, il settore delle utility, e in particolare le utility integrate, ha dimostrato resilienza rispetto al contesto, anche grazie alla normalizzazione del prezzo delle commodity, nonché al bilanciamento tra le attività sulla filiera, con investimenti mirati all'espansione delle capacità di energia rinnovabile e al potenziamento delle infrastrutture di rete, che forniscono un profilo di rischio contenuto. Questo posizionamento riafferma il ruolo cruciale delle utility nel contesto della transizione e concretizza l'impegno per la sicurezza energetica.
Con l'evoluzione dei mercati, il settore della generazione e della commercializzazione dell'energia elettrica, insieme ai servizi e prodotti correlati, sta assistendo a un aumento della competizione, spesso dovuto anche al riposiziona-

(12) Fonte: IEA, 2023, World Energy Outlook.
(13) Fonte: IRENA, 2023, World Energy Transition Outlook.
(14) Fonte: IEA, 2023, Renewables Report.
(15) Scenario Stated Policies (STEPS). Fonte: IEA, 2023, World Energy Outlook.
(16) Secondo la definizione del Network for Greening the Financial System, 2022, "Scenarios for central banks and supervisors".

mento strategico di aziende in settori affini. Sebbene questo porti a un ambiente competitivo potenzialmente più sfidante, per la presenza di più operatori, apre anche la strada a nuove opportunità di business, all'identificazione di nuovi ambiti di valore, alla creazione di sinergie e allo sviluppo di potenziali partnership.

Cambiamento climatico e scenari di lungo termine

Enel promuove la trasparenza nella propria disclosure relativa agli impatti del cambiamento climatico e lavora per mostrare ai propri stakeholder che sta affrontando il cambiamento climatico in modo diligente e determinato, coerentemente con le linee guida e i requisiti dei più recenti standard di disclosure. Il Gruppo è stato tra le prime utility a integrare le "Guidelines on reporting climate-related information" pubblicate dalla Commissione Europea nel giugno 2019 che, insieme agli standard di reporting in materia di sostenibilità come il GRI, costituiscono un quadro di riferimento per la divulgazione da parte del Gruppo delle tematiche legate al cambiamento climatico.

Scenario analysis and planning

Il Gruppo Enel sviluppa scenari di breve, medio e lungo termine in ambito macroeconomico, finanziario, energetico e climatico, al fine di supportare i processi di pianificazione, allocazione di capitale, posizionamento strategico e valutazione dei rischi e della resilienza della strategia. La pianificazione tramite l'utilizzo di scenari si basa sulla definizione di scenari alternativi, definiti in base a elementi di incertezza chiave quale, per esempio, il raggiungimento degli obiettivi definiti nell'Accordo di Parigi. L'elaborazione di scenari permette di esplorare e modellare futuri plausibili alternativi, consentendo di disegnare diversi percorsi, tempistiche e opzioni, e in ultima analisi di supportare il processo decisionale strategico con l'obiettivo di massimizzare le opportunità e di mitigare i rischi.
A supporto delle analisi di scenario e dell'evoluzione del contesto esterno, il Gruppo identifica e analizza i trend di breve, medio e lungo termine per elaborare una panoramica di come le forze strutturali e le macro-tendenze in atto influenzino la velocità della transizione e degli impatti attesi nel settore energetico, e in particolare nei business in cui opera Enel. Questa mappatura dei trend rappresenta una base di riferimento per la definizione di azioni volte a orientare il posizionamento del business, cogliendo le opportunità del contesto.

Scenario benchmarking

L'attività di benchmarking degli scenari energetici esterni è un punto di partenza fondamentale per costruire scenari interni robusti. Esistono molti scenari energetici di transizione, globali, regionali e nazionali, pubblicati da vari provider e progettati per una vasta gamma di scopi, dalla pianificazione governativa, al policy-making, al supporto dei processi decisionali aziendali. L'attività di benchmarking consiste nell'analisi degli scenari di transizione esterni al fine di confrontarne i risultati in termini di mix energetici, trend emissivi e scelte tecnologiche, e identificare per ciascuno di essi i principali driver della transizione energetica.

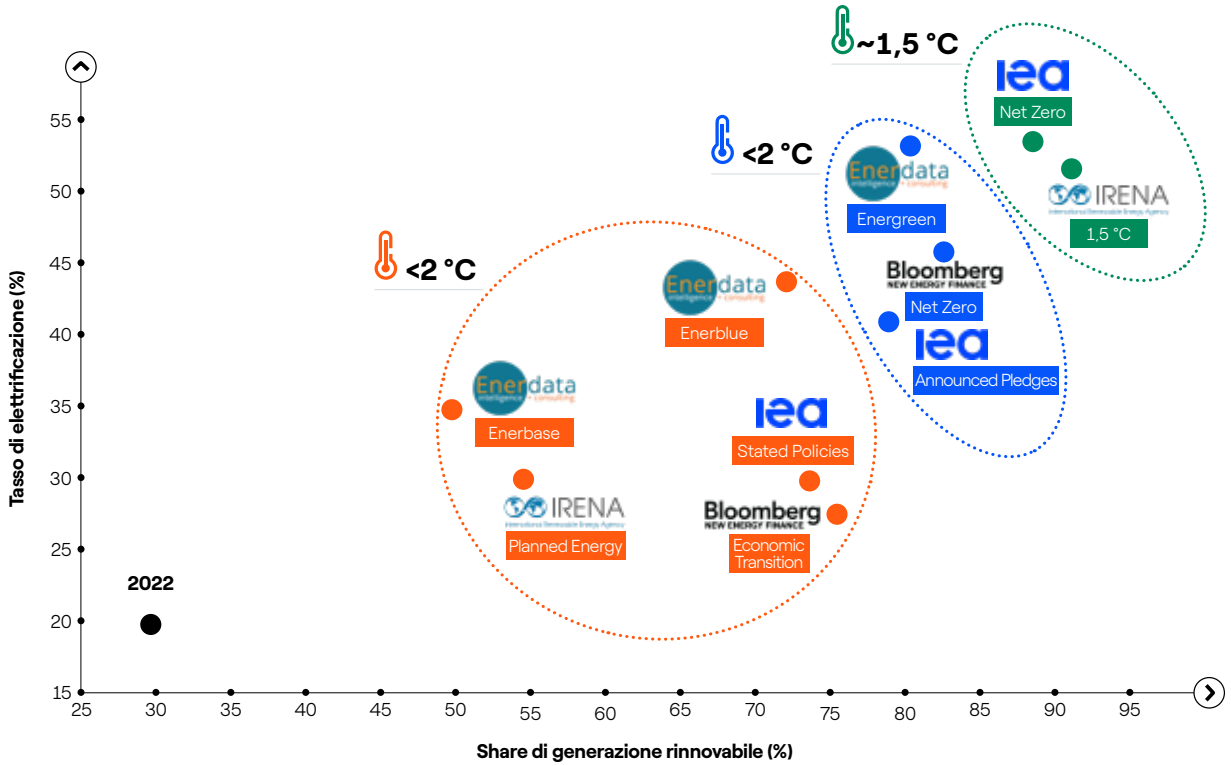
In Enel l'attività di benchmarking degli scenari esterni di transizione energetica comprende i seguenti step.

1. **Analisi degli scenari globali e nazionali per i Paesi di presenza.** L'analisi degli scenari, oltre che dallo studio dei report e dei dataset, è supportata da un dialogo costante con gli analisti dei principali provider di scenari. Gli scenari energetici globali sono tipicamente classificati per famiglie di scenario in funzione del livello di ambizione climatica:
   - *Stated policies*, basati su politiche attuali, o *Business as usual*;
   - *Paris Aligned*: scenari allineati all'Accordo di Parigi, ovvero compatibili con l'obiettivo di contenimento dell'aumento di temperatura media globale "ben al di sotto di 2 °C" rispetto ai livelli preindustriali;
   - *Paris Ambitious/Net Zero*: scenari energetici globali che tracciano un percorso verso emissioni nette zero entro il 2050, coerente con l'obiettivo più ambizioso dell'Accordo di Parigi, ovvero la stabilizzazione dell'aumento della temperatura media globale entro 1,5 °C, seppur con diversi intervalli di probabilità.
2. **Raccolta e analisi dei dati, e identificazione dei driver di scenario e della transizione energetica.** I dati riguardano tutte le principali metriche del sistema energetico, tra cui, a titolo di esempio: energia primaria, energia finale totale e settoriale, capacità elettrica per tecnologia, generazione elettrica per tecnologia, produzione di idrogeno, flotta di veicoli elettrici ecc. L'analisi dei dati porta alla comprensione per ciascun provider degli elementi chiave degli scenari *Business as usual/Stated policies* e all'identificazione dei driver che portano a un'accelerazione della transizione energetica negli scenari *Paris Aligned* e *Paris Ambitious*.
3. **Predisposizione di documenti di sintesi dell'analisi dei dati e rappresentazione digitale delle principali metriche degli scenari esterni**, quale supporto informativo per il management nel processo decisionale del framework di scenario del Gruppo. Tale attività è strumentale ai processi di pianificazione interna.

I principali driver della transizione: elettrificazione e rinnovabili

Analizzando i vari scenari esterni appare evidente il consenso tra gli analisti energetici rispetto ai driver principali per il raggiungimento degli obiettivi climatici: il processo di elettrificazione degli usi finali e l'aumento di generazione elettrica da fonti rinnovabili, sia nel medio sia nel lungo termine. In particolare, negli scenari che tendono verso il contenimento dell'aumento della temperatura media globale a 1,5 °C il tasso di elettrificazione sale a oltre il 50% al 2050, rispetto al 20% nel 2022[17], mentre la quota di generazione rinnovabile del mix elettrico mondiale arriva a circa il 90%, rispetto al 30% nel 2022[18].

GENERAZIONE RINNOVABILE ED ELETTRIFICAZIONE NEGLI SCENARI DI TRANSIZIONE GLOBALI AL 2050



Fonte: elaborazione interna su dati IEA World Energy Outlook 2023, BNEF New Energy Outlook 2022, IRENA World Energy Transition Outlook 2023, Enerdata Enerfuture 2023.

(17) IEA, 2023, World Energy Outlook: 53%; IRENA, 2023, World Energy Transition Outlook: 51%.
(18) IEA, 2023, World Energy Outlook: 89%; IRENA, 2023, World Energy Transition Outlook: 91%.

Gli scenari Enel di transizione energetica e climatici

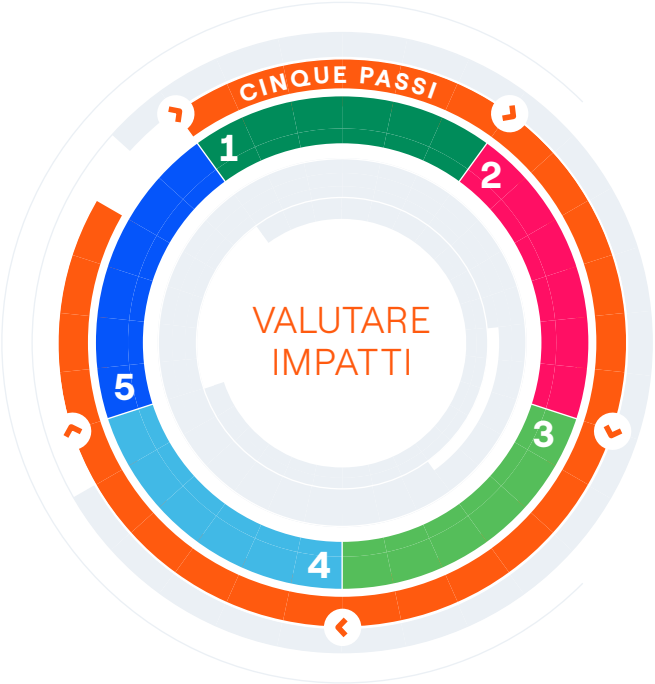
Enel costruisce gli scenari nell'ottica di un framework complessivo che assicuri la coerenza tra scenario di transizione energetica e scenario climatico fisico:

- lo "scenario di transizione energetica" descrive come produzione e consumo di energia evolvono nei vari settori in uno specifico contesto economico, sociale, di policy e regolatorio;
- le tematiche connesse ai trend futuri delle variabili climatiche (in termini di frequenza e intensità di fenomeni acuti e cronici) definiscono il cosiddetto "scenario fisico".

	GRANULARITÀ E COPERTURA GEOGRAFICA ESTESA	METRICHE PROSPETTICHE E KPI	AUTOMATIZZAZIONE E TECNICHE ANALITICHE AVANZATE	INTEGRAZIONE DELLE INTERDIPENDENZE	DATABASE APERTI DISPONIBILI PER GLI STAKEHOLDER
MACROECONOMIA E FINANZA	**Oltre 150 Paesi monitorati** per analisi di Country Risk e scenari macroeconomici finanziari	Monitoraggio aspettative di mercato e **sensitivity analysis** su nuovi paradigmi sociali e tecnologici	**Modelli di equilibrio generale** e tecniche di **machine learning** per gestione **big data**	Inclusione **effetti sociali-ambientali** nelle analisi per quantificare le ricadute delle azioni intraprese (per es., TSI)	Aggiornamenti periodici in **piattaforme interattive** con ottimizzazione per l'**analisi grafica**
ENERGIA	**Ampia copertura** di indicatori di mercato e geografici e focus **aree di partenza**	Monitoraggio trend domanda elettrica e volatilità dei prezzi. Con studio **impatti regolatori e transizione**	Modelli econometrici e **reti neurali** per la formulazione di previsioni	Impact analysis con **variabili esogene** (macroeconomiche e climatiche)	Sviluppo di un **database integrato** e aggiornato automaticamente
CLIMA	Dati di scenario climatico disponibili con **copertura worldwide ad alta risoluzione**	**Metriche standard e/o costruite *ad hoc*** per la valutazione dei **fenomeni** di interesse **negli scenari futuri**	**Analytics** e **machine learning** per la gestione di **big data georeferenziati** su **ambienti cloud scaricabili**	Integrazione di dati di **exposure** (per es., densità demografica, localizzazione/valore asset)	**Piattaforme di condivisione, visualizzazione e download** dei risultati
MODELLI DI SISTEMI INTEGRATI	Principali Paesi di interesse per Enel. Sviluppati per gestire i **modelli di business integrati**	Elaborazione di scenari per settore economico in grado di fornire trend di **elettrificazione ed efficienza**	Utilizzo di modelli di sistema in grado di ottimizzare l'utilizzo delle tecnologie per **minimizzare emissioni e costi**	Gestione integrata sia dell'**offerta** sia della **domanda di energia**	**Database tecnologico** per ogni singolo servizio: tipologie di auto elettriche, pompe di calore ecc.

L'acquisizione e l'elaborazione della grande mole di informazioni e dati necessari alla definizione degli scenari, nonché l'individuazione delle metodologie e delle metriche necessarie a interpretare fenomeni complessi e – nel caso degli scenari climatici – ad altissima risoluzione, richiedono un continuo dialogo sia con i riferimenti interni di Enel sia con quelli esterni. Per valutare gli effetti dei fenomeni di transizione e fisici sul sistema energetico, il Gruppo si avvale di modelli che, per i principali Paesi di presenza analizzati, descrivono il sistema energetico tenendo conto delle specificità a livello tecnologico, socioeconomico, di policy e regolatorio.

L'adozione di scenari di transizione energetica e fisici e la loro integrazione nei processi aziendali tengono conto dei più recenti standard di reporting in materia di cambiamento climatico ed è un fattore abilitante alla valutazione dei rischi e delle opportunità connesse al cambiamento climatico. Il processo che traduce i fenomeni di scenario in informazioni utili alle decisioni industriali e strategiche può essere sintetizzato in cinque passi.



1. **Identificazione dei trend e dei fenomeni rilevanti** per il business (per es., elettrificazione dei consumi, ondate di calore ecc.)

2. Sviluppo di funzioni **link** tra scenari climatici/ di transizione e variabili operative

3. Individuazione dei **rischi** e delle **opportunità**

4. **Calcolo impatti** sul business (per es., Δ Margini, danni, Capex)

5. **Azioni strategiche**: definizione e implementazione (per es., capital allocation, piani resilienza)

Gli scenari Enel di transizione energetica

Lo scenario di transizione energetica descrive come produzione e consumo di energia possono evolvere in uno specifico contesto geopolitico, macroeconomico, regolatorio, competitivo e in funzione delle opzioni tecnologiche disponibili; a esso corrispondono un trend di emissioni di gas serra e uno scenario climatico e, quindi, un certo aumento di temperatura entro fine secolo rispetto ai valori preindustriali. Va precisato che a fronte delle emissioni di anidride carbonica, lo scenario climatico che si realizzerà non è deterministico. Anche l'IPCC comunica sempre per ogni scenario climatico sia valori mediani di global warming al 2100 sia il very likely range (cioè l'intervallo composto dal 5°-95° percentili).

Le principali assunzioni considerate nella definizione degli scenari di transizione energetica Enel riguardano il contesto macroeconomico ed energetico, le policy e i provvedimenti regolatori, l'evoluzione, i costi e l'adozione delle tecnologie di produzione, conversione e consumo di energia.

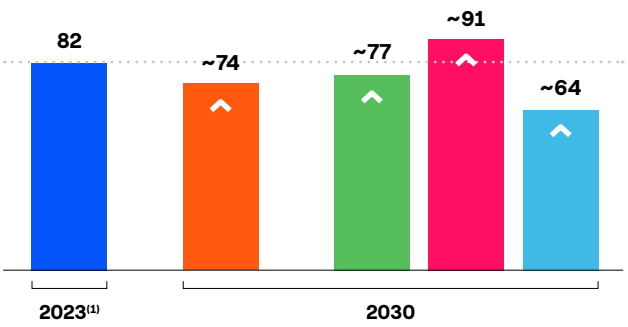
Lo scenario di riferimento per la pianificazione, denominato scenario *Reference*, è uno scenario *Paris Aligned*, che prevede il raggiungimento degli obiettivi dell'Accordo di Parigi, ovvero un incremento della temperatura media globale rispetto ai livelli preindustriali al di sotto di 2 °C, con un livello di ambizione climatica più elevato rispetto al *Business as usual* ma senza assumere il raggiungimento a livello globale dell'obiettivo Net Zero al 2050, visto l'attuale livello di ambizione cumulata a livello globale e il rallentamento nella velocità della transizione energetica che l'attuale contesto macroeconomico ed energetico sta determinando a livello locale su alcune variabili della transizione.

Per valutare rischi e opportunità relative alla transizione energetica, rispetto allo scenario di riferimento, sono stati definiti scenari alternativi in funzione del grado di ambizione climatica assunta a livello globale e locale: uno scenario *Slower Transition*, caratterizzato da una transizione energetica che sconta maggiormente nel medio termine il rallentamento osservabile nel breve termine in alcune geografie, e uno scenario Accelerated Transition, caratterizzato da un incremento di ambizione rispetto allo scenario *Reference* in particolare per quanto riguarda alcune variabili.

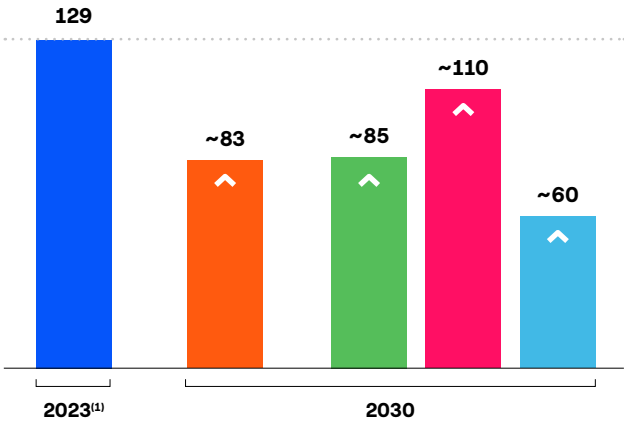
Le assunzioni sugli andamenti dei prezzi delle commodity in input allo scenario *Reference* sono coerenti con gli scenari esterni che raggiungono gli obiettivi dell'Accordo di Parigi. In particolare, si considera al 2030 una crescita sostenuta del prezzo della CO_2, causata dalla progressiva

riduzione dell'offerta di permessi a fronte di una crescente domanda, e una marcata diminuzione dei prezzi del carbone, dovuta alla domanda in decrescita. Per quanto riguarda il gas, si ritiene che le tensioni sul prezzo si allenteranno ulteriormente nei prossimi anni alla luce di un riallineamento tra domanda e offerta a livello globale. Infine, si prevede una progressiva stabilizzazione del prezzo del petrolio, di cui stimiamo il picco di domanda intorno al 2030.

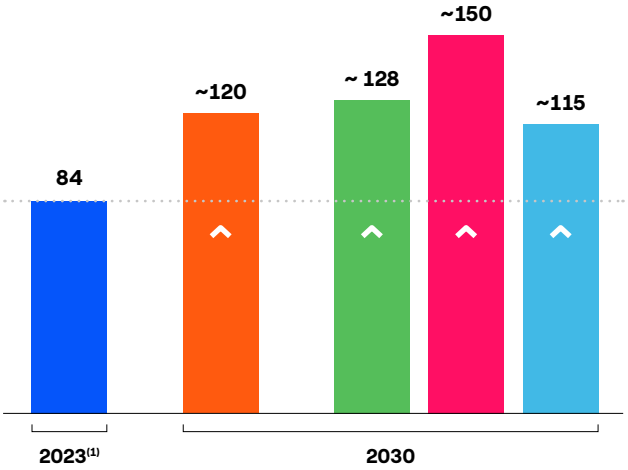
BRENT ($/bbl)



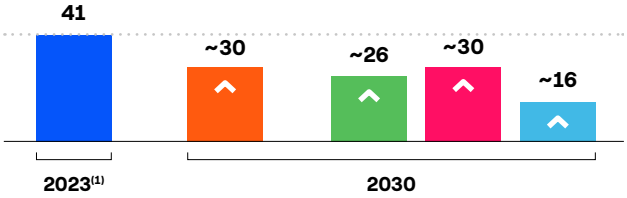
API2 ($/t)



CO_2 EU - ETS (€/t)



TTF (€/MWh)



Scenario Enel | Benchmark medio(2) Benchmark massimo Benchmark minimo

(1) Consuntivo.
(2) Fonte: IEA, Announced Pledges Scenario; BNEF, IHS green case scenario; Enerdata green scenario. N.B. Gli scenari utilizzati come benchmark sono stati pubblicati in diversi momenti dell'anno e potrebbero non essere aggiornati con le ultime dinamiche di mercato.

Gli scenari alternativi, invece, prevedono una accelerazione della decarbonizzazione, trainata dalla regolamentazione, e al contempo una più rapida diminuzione della domanda di combustibili fossili, che inevitabilmente si traduce in prezzi più bassi per queste commodity al 2030. Nel caso invece di una transizione più lenta, la domanda di combustibili raggiungerà il suo picco in maniera più graduale, e questo sosterrà i prezzi delle commodity energetiche.

Rispetto al pieno conseguimento degli accordi di Parigi, ovvero stabilizzare la temperatura media globale entro +1,5 °C, permane l'incertezza che alcuni Paesi potrebbe-

ro mantenersi su traiettorie inerziali e non adottare tempestivamente misure efficaci per ridurre le loro emissioni, ritardando il processo di decarbonizzazione verso emissioni nette zero entro il 2050. Ciò nonostante, il Gruppo Enel opera un modello di business e ha definito linee guida strategiche di per sé in linea con il massimo dell'ambizione degli obiettivi dell'Accordo di Parigi, ovvero coerente con un aumento della temperatura media globale di 1,5 °C al 2100, come certificato dalla Science Based Targets initiative (SBTi). Enel ha infatti fissato un obiettivo al 2040 per raggiungere zero emissioni dirette (Scope 1), con una generazione di elettricità totalmente rinnovabile, e zero emissioni collegate all'attività di vendita al dettaglio di energia (Scope 3).

Scenari di transizione locale

La declinazione degli scenari a livello locale è stata impostata secondo due approcci complementari:

- per i principali Paesi di presenza, il Gruppo si è dotato di modelli dedicati per la simulazione dell'equilibrio di lungo termine dell'intero sistema energetico. La valorizzazione delle variabili di scenario rilevanti per le attività del Gruppo è, quindi, determinata con l'ausilio di tali modelli in un'ottica di minimizzazione dei costi per il sistema, imponendo un vincolo alle emissioni di CO_2 di lungo termine coerente con il raggiungimento dell'Accordo di Parigi e vincoli intermedi dettati dalle politiche in essere e in fase di adozione in ciascun Paese, tenendo in considerazione le dinamiche di mercato di breve termine e di diffusione delle tecnologie peculiari di ciascun Paese;
- per il resto dei Paesi di interesse, le principali variabili di scenario sono determinate attraverso analisi statistiche su dati interni e di consenso rispetto a scenari esterni allineati agli obiettivi dell'Accordo di Parigi, messi a disposizione da enti e provider nazionali e internazionali accreditati.

La definizione di scenari di transizione interni è motivata dalla necessità di disporre di maggiore flessibilità modellistica e di maggiore granularità geografica e operativa per le principali variabili che impattano i differenti business di Enel rispetto agli scenari che i principali provider esterni mettono a disposizione. Questi ultimi sono tipicamente delineati e resi pubblici su perimetri globali o regionali, con alcune eccezioni per Paesi di dimensioni particolarmente rilevanti, che solo raramente corrispondono ai Paesi di presenza o di interesse del Gruppo.

Italia

Per l'Italia, lo scenario *Reference* tiene conto delle recenti evoluzioni della normativa europea in materia di clima e di energia. I risultati al 2030 sono pertanto confrontabili con quelli contenuti nella bozza di Piano Nazionale Integrato per il Clima e l'Energia (PNIEC), pubblicata a giugno 2023, con alcuni elementi di maggiore aderenza alle attuali dinamiche di mercato. Lo scenario *Slower Transition* è costruito ipotizzando una transizione energetica più lenta, con minore sviluppo della capacità rinnovabile, della mobilità elettrica e della produzione di idrogeno verde. Lo scenario *Accelerated Transition* ipotizza una più rapida revisione dei processi autorizzativi e dei meccanismi di supporto degli impianti rinnovabili, che ne velocizzano le installazioni, e minori costi delle tecnologie di produzione dell'idrogeno verde.

Spagna

Anche per la Spagna, lo scenario *Reference* prevede un livello di ambizione climatica e obiettivi sulle rinnovabili e l'efficienza energetica che tengono conto delle recenti evoluzioni della normativa europea in materia clima ed energia e pertanto è confrontabile con la bozza di PNIEC pubblicata a giugno 2023. Lo scenario prospetta già nei prossimi anni una crescita sostenuta delle rinnovabili, in particolare solare. Si differenzia dalla bozza PNIEC al 2030 per un approccio più contenuto sullo sviluppo dell'idrogeno verde.
Lo scenario alternativo *Slower Transition*, invece, assume un ritardo nella penetrazione di rinnovabili, dell'idrogeno verde e delle tecnologie elettriche, in particolare per quanto riguarda le auto private e l'elettrificazione dei consumi domestici. Lo scenario *Accelerated Transition* prevede una più rapida implementazione dei processi autorizzativi per le rinnovabili, portando a un livello di installazioni annue maggiore, e uno sviluppo dell'idrogeno verde coerente con la bozza di PNIEC, nonché una spinta ulteriore ai risparmi energetici negli edifici.

Brasile

Per il Brasile, lo scenario *Reference* vede un aumento dell'elettrificazione al 2030, con un livello di generazione rinnovabile in crescita, in particolare solare ed eolico, e un inizio di produzione di idrogeno verde dopo il 2027, con una vista più ambiziosa rispetto all'ultimo Piano energetico disponibile[19]. Nel settore dei trasporti, tiene conto delle politiche di incentivazione dei biocombustibili e considera un aumento dell'elettrificazione. Lo scenario *Slower Transition* è costruito ipotizzando uno scenario macroeconomico meno ottimista rispetto allo scenario Reference, soprattutto negli anni fino al 2030, con una minore espansione della capacità rinnovabile, con un conseguente andamento più lento della riduzione delle emissioni. Lo scenario *Accelerated Transition* accresce l'ambizione dello

(19) Il piano energetico del Brasile più recente è del 2022 (Plano Decenal de Energia 2031); un aggiornamento è atteso nel 2024.

scenario Reference per quanto riguarda la velocità della decarbonizzazione, principalmente dopo il 2030, ipotizzando un'accelerazione della penetrazione delle rinnovabili, idrogeno verde e storage.

Cile

Per quanto riguarda il Cile, lo scenario *Reference* è costruito in coerenza con lo scenario Net Zero definito nel documento governativo Planificación Energética a Largo Plazo 2023-2027 (PELP), pubblicato nel 2021, in termini di riduzione delle emissioni, e include obiettivi ambiziosi relativi alla produzione ed esportazione di idrogeno verde. Lo scenario *Slower Transition* è caratterizzato da una transizione energetica più lenta, assunzioni di crescita macroeconomica più conservativi, senza politiche energetiche e climatiche aggiuntive rispetto a quelle in vigore. Lo scenario *Accelerated Transition* raggiunge emissioni nette zero entro il 2050 e prevede, rispetto allo scenario *Reference*, un obiettivo più ambizioso in termini di esportazione dell'idrogeno verde, una accelerazione del processo di elettrificazione nei settori residenziali e industriale, il phase-out del carbone entro il 2030.

Colombia

Per quanto riguarda la Colombia, lo scenario *Reference* prevede di ridurre le emissioni del 40% al 2030 rispetto al 2021, target moderatamente meno ambizioso rispetto all'obiettivo del National Determined Contribution (NDC)[20], ed emissioni vicine allo zero nel settore elettrico entro il 2050. Nello scenario Reference la capacità rinnovabile aumenta considerevolmente al 2030, e prevede dopo il 2030 una ulteriore crescita connessa all'idrogeno verde, anche se in modo conservativo rispetto alle aspettative della strategia nazionale[21]. Lo scenario *Slower Transition* è caratterizzato da trend di emissioni coerente con lo scenario Actualización del documento strategico governativo[22], che assume una crescita macroeconomica più conservativa e senza politiche energetiche e climatiche aggiuntive rispetto a quelle in vigore. Nello scenario *Accelerated Transition* si prevede un'accelerazione del processo di elettrificazione nei settori residenziale e industriale, insieme a una maggiore aspettativa di crescita delle fonti rinnovabili.

Lo scenario climatico fisico ai fini delle azioni di adattamento

All'interno del framework descritto sopra, ogni narrativa di scenario è stata elaborata in modo da perseguire coerenza tra gli scenari di transizione energetica e gli scenari climatici.
Negli scenari, il ruolo del cambiamento climatico è sempre più importante e produce effetti non solo in termini di transizione dell'economia verso emissioni Net Zero, ma anche in termini di impatti fisici, classificabili in:

- fenomeni acuti, cioè fenomeni di breve durata ma particolarmente intensi come le alluvioni, gli uragani ecc., con potenziali impatti sugli asset (per esempio danni e interruzioni del business);
- fenomeni cronici relativi a modifiche strutturali del clima, come il trend di aumento della temperatura, l'innalzamento del livello del mare ecc., che possono determinare per esempio una variazione costante della produzione degli impianti e una modifica dei profili di consumo dell'energia elettrica nei settori residenziale e commerciale.

Questi fenomeni sono analizzati nel loro comportamento proiettato nel futuro selezionando il migliore dato a disposizione tra dati output di modelli climatologici a diversi livelli di risoluzione e i dati storici.

Tra le proiezioni climatiche sviluppate dall'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) su scala globale, il Gruppo ne ha selezionate tre, coerenti con quelle considerate nell'ultimo rapporto dell'IPCC nell'ambito del sesto ciclo di valutazione (AR6). Tali scenari sono associati a pattern di emissioni legati a un livello del cosiddetto "Representative Concentration Pathway" (RCP), ognuno dei quali è collegato a uno dei cinque scenari definiti dalla comunità scientifica come Shared Socioeconomic Pathways (SSP). Gli scenari SSP includono ipotesi generali come quelle su popolazione, urbanizzazione ecc. I tre scenari fisici considerati dal Gruppo sono di seguito descritti:

- SSP1-RCP 2.6: compatibile con un range di riscaldamento globale al di sotto dei 2 °C, rispetto ai livelli preindustriali (1850-1900), entro il 2100 (l'IPCC proietta ~+1,8°C in media rispetto al periodo 1850-1900); nelle analisi che considerano sia variabili fisiche sia variabili di transizione, il Gruppo associa lo scenario SSP1-RCP 2.6 agli scenari *Reference* e *Accelerated Transition*.
- SSP2-RCP 4.5: compatibile con uno scenario intermedio, in cui si prevede un aumento medio di temperatura di circa 2,7 °C entro il 2100, rispetto al periodo 1850-1900. Lo scenario RCP 4.5 è quello che più rappresenta l'attuale contesto climatico e politico a livello globale e le correlate ipotesi di transizione. Tale scenario proietta

(20) NDC presentato dalla Colombia nel 2020, che prevede di ridurre le emissioni del 49% al 2030 rispetto al 2021.
(21) Hoja de Ruta del Hidrógeno Colombia del 2021.
(22) Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa del 2023.

un riscaldamento globale coerente con l'intorno delle stime di incremento di temperatura che considerano le policy correnti a livello globale[23]; nelle analisi che considerano sia variabili fisiche sia variabili di transizione, il Gruppo associa lo scenario SSP2-RCP 4.5 allo scenario *Slower Transition*.
- SSP5-RCP 8.5: compatibile con uno scenario dove non si attuano particolari misure di contrasto al cambiamento climatico. In tale scenario si stima un aumento della temperatura globale di circa +4,4 °C, rispetto ai livelli preindustriali, entro il 2100.

Il Gruppo considera lo scenario RCP 8.5 come un worst case climatico, utilizzato per valutare gli effetti dei fenomeni fisici in un contesto di cambiamento climatico particolarmente forte, ma attualmente ritenuto poco probabile. Lo scenario RCP 2.6 viene utilizzato sia per l'assessment dei fenomeni fisici, sia per le analisi che considerano una transizione energetica coerente con gli obiettivi più ambiziosi in termini di mitigazione.

Le analisi effettuate sugli scenari fisici hanno considerato sia i fenomeni cronici sia i fenomeni acuti. Il Gruppo considera, per la descrizione di specifici eventi complessi di interesse, dati e analisi effettuate sia da soggetti privati sia da istituzioni pubbliche e accademiche.

Gli scenari climatici sono globali e, al fine di definirne il loro effetto nelle aree di rilevanza per il Gruppo, devono essere analizzati a livello locale. Tra le partnership attive, è in corso una collaborazione con il dipartimento di Scienze della Terra dell'International Centre for Theoretical Physics (ICTP) di Trieste. Nell'ambito di tale collaborazione l'ICTP fornisce le proiezioni delle principali variabili climatiche con una risoluzione che varia da maglie di ~12 km di lato a ~100 km e orizzonte temporale 2020-2050[24]. Le principali variabili in questione sono rappresentate da temperatura, precipitazioni di neve e pioggia e radiazione solare. Rispetto alle analisi condotte in passato, gli studi correnti si basano sull'utilizzo di più modelli climatici regionali: quello elaborato dall'ICTP unito ad altre simulazioni, selezionate come rappresentative dell'ensemble di modelli climatici attualmente presenti in letteratura[25]. L'output dell'ensemble è rappresentativo dei vari modelli climatici, mediati tra loro. Questa tecnica è solitamente utilizzata nella comunità scientifica per ottenere un'analisi più robusta e scevra da eventuali bias e mediata sulle diverse assunzioni che potrebbero caratterizzare il singolo modello.

Per alcune variabili climatiche specifiche, come la raffica di vento, il Gruppo si serve anche di altri provider specializzati nel tema.

In questa fase di studio le proiezioni future sono state analizzate per Italia, Spagna e tutti i Paesi di interesse del Gruppo in Sud America, Centro America, Nord America e Africa, ottenendo, anche grazie all'utilizzo dell'ensemble di modelli, una più definita rappresentazione dello scenario fisico. Inoltre, in maniera analoga il Gruppo sta analizzando anche i dati relativi alle proiezioni climatiche per l'Asia meridionale e il Sudest asiatico, coprendo così tutte le principali geografie di presenza del Gruppo a livello globale.
L'ICTP fornisce anche supporto scientifico nell'interpretazione di qualsiasi altro dato climatico acquisito. Si utilizzano comunque scenari climatici nei Paesi di interesse del Gruppo in maniera tale da consentire una valutazione del rischio climatico omogenea.

Alcuni di questi fenomeni sottendono elevati livelli di complessità, in quanto dipendono non solo dai trend climatici ma anche dalle specifiche caratteristiche del territorio e necessitano di un'ulteriore attività modellistica per una loro rappresentazione ad alta risoluzione. Per questo motivo, oltre agli scenari climatici forniti da ICTP, il Gruppo ricorre anche all'utilizzo di mappe di Natural Hazard. Questo strumento consente di ottenere, con una elevata risoluzione spaziale, i tempi di ritorno di una serie di eventi, quali per esempio tempeste, uragani e alluvioni. L'utilizzo di queste mappe, come descritto nella sezione "Rischi e opportunità strategiche legati al cambiamento climatico", è ampiamente consolidato nel Gruppo, che già usa questi dati basati sull'orizzonte storico per ottimizzare le strategie assicurative. Inoltre, è in corso il lavoro necessario per poter usufruire di queste informazioni elaborate anche in coerenza con le proiezioni degli scenari climatici.
Infine, il Gruppo ha acquisito le competenze e gli strumenti per ottenere ed elaborare autonomamente gli output grezzi pubblicati dalla comunità scientifica, così da avere una vista di alto livello e globale dell'evoluzione a lungo termine delle variabili climatiche di interesse. Queste fonti sono gli output dei modelli climatici e regionali di CMIP6[26] e CORDEX[27]. CMIP6 è il sesto assessment del Coupled Model Intercomparison Project (CMIP), un progetto del World Climate Research Programme (WCRP) e del Working Group of Coupled Modelling (WGCM) che fornisce dati climatici grezzi dai modelli climatici globali. Questi sono utilizzati per valutare le metriche standard su scala globale con una

(23) Climate Action Tracker Thermometer, stime di riscaldamento globale al 2100 considerando gli attuali "policies & actions" e "2030 targets only" (aggiornamento dicembre 2023).
(24) Le proiezioni climatiche coprono principalmente gli scenari RCP 2.6 e RCP 8.5. Laddove disponibile viene fornito anche l'RCP 4.5, che altrimenti viene ricavato dagli altri scenari tramite pattern scaling.
(25) Il numero di modelli usati varia in base allo scenario RCP.
(26) https://www.wcrp-climate.org/wgcm-cmip/wgcm-cmip6.
(27) https://cordex.org/.

risoluzione di circa 100 km x 100 km. CORDEX (Coordinated Regional Climate Downscaling Experiment) è anch'esso inquadrato nell'ambito del WCRP, e produce proiezioni climatiche regionali a più alta risoluzione.

Analisi scenari fisici – Integrazione degli scenari climatici nel modello di Open Country Risk

Oltre all'utilizzo dei dati ad alta risoluzione per effettuare analisi puntuali sull'impatto dei fenomeni fisici, il Gruppo ha elaborato anche un framework di analisi di più alto livello, che consente di ottenere una valutazione a livello Paese dell'evoluzione di alcuni hazard climatici a livello globale, in maniera omogenea per tutte le geografie. In particolare, è stato adottato un approccio modulare che consentirà in maniera evolutiva di migliorare progressivamente le analisi includendo nuovi fenomeni fisici e affinando metodologie e dati di riferimento. Attualmente, sono inclusi quattro fenomeni climatici: due legati alle temperature estreme, uno relativo alle piogge intense e uno alla siccità. Si sta inoltre studiando la possibilità di introdurre altri fenomeni come il vento estremo e l'innalzamento del livello del mare. I fenomeni sono descritti con un indice numerico, elaborato sulla base della distribuzione mondiale con una risoluzione di ~100 km x 100 km, e sintetizzati in un indice composito. Questo lavoro ha consentito di integrare nel modello di Open Country Risk anche una dimensione legata al cambiamento climatico. Ciò permette allo strumento di includere, oltre agli aspetti già considerati nei modelli di Country Risk, anche quelli legati ai rischi fisici, considerati nel modello come causa di stress a livello ambientale ed economico di un Paese. Il modello di Open Country Risk è descritto in maggior dettaglio nel capitolo "Tendenze macroeconomiche e geopolitiche".

Analisi scenari fisici

Fenomeni acuti

Ondate di calore

Il fenomeno delle temperature estreme può essere studiato utilizzando l'indicatore standard Warm Spell Duration Index (WSDI). Questa metrica considera ondate di calore caratterizzate da almeno sei giorni consecutivi con una temperatura massima giornaliera superiore al novantesimo percentile della distribuzione storica[28].

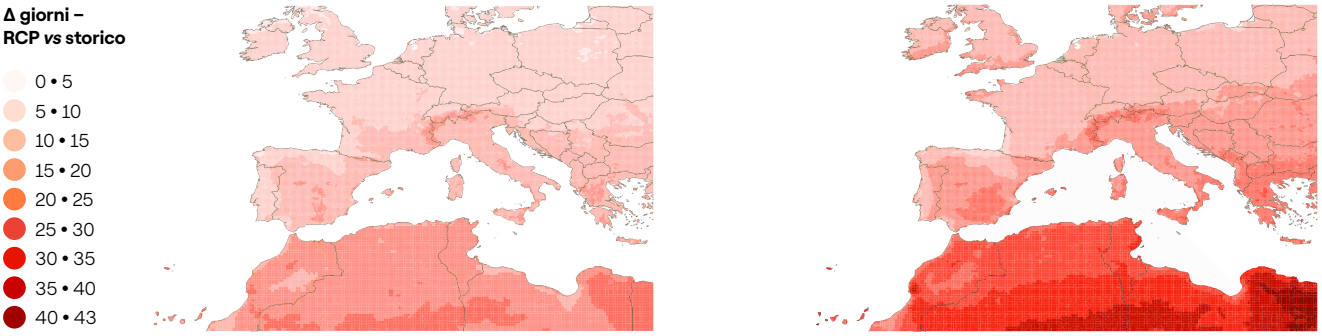
In generale, da come si evince nella figura seguente, nell'Europa centrale e meridionale il numero di giorni caratterizzati dall'evento acuto definito secondo il WSDI aumenterà in tutti gli scenari futuri nel periodo 2030-2050 rispetto allo storico di riferimento (1990-2020). Nello scenario RCP 2.6 nella maggior parte della penisola italiana il numero medio di giorni all'anno con ondate di calore tenderà ad aumentare (da +10 a +15 giorni) rispetto a uno storico che presenta valori medi annui intorno a 20-25 giorni. Questo aumento sarà più intenso nelle aree alpine al confine con Francia e Svizzera e in alcune zone nel sud Italia, con variazioni da +15 a +20 giorni. Inoltre, la situazione in Italia risulta peggiorativa nello scenario RCP 8.5, dove gli incrementi attesi sono fino a +30 giorni rispetto al periodo 1990-2020. Con variazioni simili, anche in Spagna le ondate di calore saranno più diffuse geograficamente e più frequenti nel periodo 2030-2050. Rispetto a un passato con numero di giorni all'anno caratterizzati da warm spell intorno a 20 giorni, nello scenario RCP 2.6 questo fenomeno subirà una variazione da +10 a +15 giorni in quasi tutto il territorio spagnolo.

Nello scenario RCP 8.5, invece, la durata delle ondate di calore sarà ancora maggiore, in particolar modo nella parte meridionale del Paese (principalmente da +20 a +25 giorni con picchi fino a +37 giorni in certe località costiere sul Mediterraneo).

(28) Nella letteratura scientifica esistono diversi indicatori che misurano lo stesso fenomeno fisico. In Enel, ove necessario, vengono calcolate anche metriche *ad hoc* e specifiche per analizzare al meglio gli eventi acuti rilevanti per le varie Linee di Business Globali.

RCP 2.6

RCP 8.5



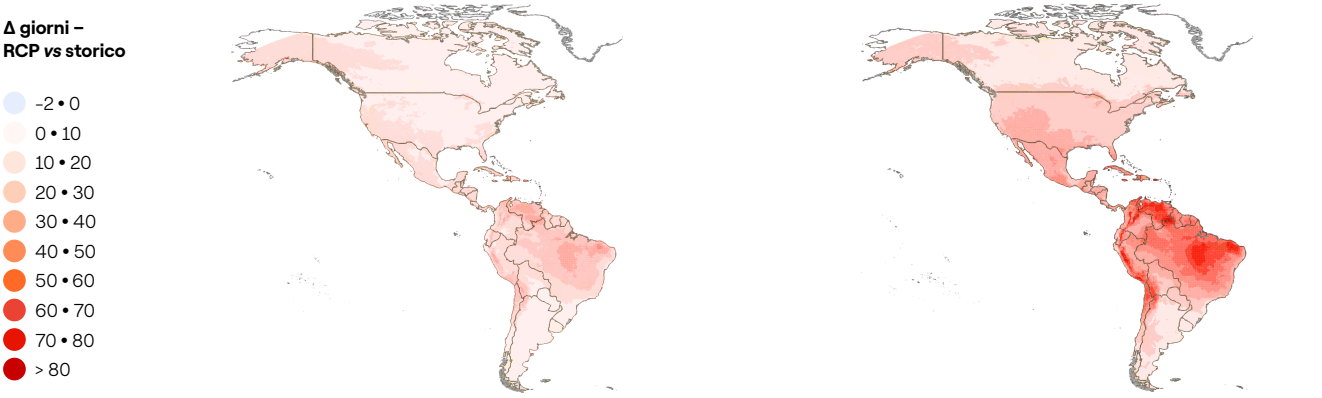
Variazione media di giorni all'anno caratterizzati da ondate di calore (definite secondo il WSDI) negli scenari RCP 2.6 e RCP 8.5 (2030-2050) rispetto allo storico (1990-2020) in Europa centrale e meridionale.

Anche nelle Americhe è atteso un aumento del numero di giorni caratterizzati da ondate di calore calcolate secondo il WSDI in tutti gli scenari futuri (si veda la figura seguente). Confrontando il periodo 2030-2050 con il periodo 1990-2020, in Sud America è atteso un incremento significativo dei giorni caratterizzati da ondate di calore già nello scenario RCP 2.6, specialmente in alcune aree del Brasile, in Colombia e nel Cile settentrionale. Anche in Centro America, lungo la costa occidentale del Nord America e nella parte meridionale degli Stati Uniti un aumento significativo dei giorni caratterizzati da ondate di calore è atteso già nello scenario RCP 2.6 nel periodo 2030-2050 rispetto allo storico.

In generale, l'aumento del numero di giorni con ondate di calore sarà ancora più accentuato nello scenario peggiorativo RCP 8.5 in tutto il continente.

RCP 2.6

RCP 8.5



Variazione media di giorni all'anno caratterizzati da ondate di calore (definite secondo il WSDI) negli scenari RCP 2.6 e RCP 8.5 (2030-2050) rispetto allo storico (1990-2020) nelle Americhe.

Precipitazioni estreme

Le precipitazioni intense possono essere analizzate stimando la variazione delle piogge giornaliere al di sopra del novantacinquesimo percentile, calcolate come millimetri annuali medi nei periodi di riferimento.

In Europa centrale e meridionale la variazione attesa della precipitazione acuta nel periodo 2030-2050 rispetto allo storico 1990-2020 varia da zona a zona e a seconda dello scenario considerato.

In particolare, nell'RCP 2.6 in Italia si osserva un aumento più significativo delle piogge estreme attese a nord-est e sulla costa tirrenica, e una diminuzione del fenomeno lungo la costa adriatica, a sud e nelle isole. Nell'RCP 8.5 nella maggior parte del territorio italiano è attesa un'intensificazione delle precipitazioni estreme, tranne nelle isole e in alcune zone del centro e del sud-ovest dove i dati mostrano un leggero aumento. In Spagna questo evento acuto subirà variazioni nella maggior parte del territorio già nello scenario RCP 2.6. In particolare, le precipitazioni intense aumenteranno leggermente in alcune zone a nord, mentre diminuiranno a sud-est. Nello scenario RCP 8.5, le precipitazioni intense diminuiranno in tutto il sud del Paese e a nord-ovest.

Anche nelle Americhe le variazioni future delle piogge intense sono poco omogenee. In alcune aree del Sud America, come per esempio a nord e a est del Brasile, nell'Argentina settentrionale e nel Cile centro-meridionale, sono proiettate riduzioni nello scenario RCP 2.6 rispetto al periodo storico di riferimento. In altre zone, invece, come nella maggior parte della Colombia e nelle altre aree del Brasile, sono attesi incrementi delle piogge intense. In quasi tutto il Nord America le precipitazioni acute attese aumenteranno nello scenario RCP 2.6 rispetto allo storico (anche se la magnitudine di questi incrementi varia da area ad area); in Messico, invece, la variazione futura cambia in base alla zona. In Centro America, infine, sempre nell'RCP 2.6 le precipitazioni intense diminuiranno nella parte centrale e meridionale. Nelle altre zone rimarranno invariate o aumenteranno leggermente.

Rischio incendio

Il rischio incendio si può studiare tramite il Fire Weather Index (FWI), un indicatore ampiamente utilizzato a livello internazionale che tiene conto di diverse variabili, come la temperatura, l'umidità, la pioggia e il vento, al fine di stimare un indice di rischio incendio. I dati, forniti dall'ICTP, sono utili a caratterizzare l'andamento del rischio incendio per supportare il business nella sua corretta gestione. Per dare una rappresentazione più completa del rischio incendio è possibile integrare le analisi su questo fenomeno acuto studiando anche indici di vegetazione. Difatti, la vegetazione può servire da combustibile e aumentare la probabilità di propagazione di un eventuale incendio[29].

In Europa centrale e meridionale il numero di giorni all'anno con rischio incendio estremo (cioè con valore di FWI > 45) tenderà ad aumentare quasi ovunque nel periodo 2030-2050 rispetto allo storico 1990-2020. Gli studi condotti per l'Italia evidenziano come in tutti gli scenari si riscontri un aumento del numero di giorni ad alto rischio, soprattutto nella stagione estiva. Questo cambiamento sarà ancora più accentuato nell'RCP 8.5 e interessa principalmente le isole e le regioni meridionali del Paese. In generale, in queste zone l'aumento dei giorni a rischio estremo va da circa +6 a +11 giorni rispetto allo storico. La zona della Spagna che vedrà il maggior aumento del rischio incendio è il centro-sud in tutti gli scenari futuri. Questo incremento risulta più intenso negli scenari peggiorativi (RCP 8.5) rispetto allo scenario RCP 2.6.

Nelle Americhe l'evoluzione attesa del rischio incendio estremo varia da zona a zona. In Sud America nell'RCP 2.6 il numero di giorni a rischio alto di incendi aumenta nella maggior parte del Brasile e del Cile e a nord-ovest e a sud dell'Argentina. Nelle zone restanti della macroregione rimane invariato o diminuisce leggermente. In Nord e Centro America il rischio incendio elevato rimane sostanzialmente invariato nella maggior parte della macroregione nello scenario RCP 2.6. Solo nelle aree occidentali degli Stati Uniti e del Messico sono attesi aumenti del numero di giorni a rischio alto, che incrementano con il peggioramento dello scenario.

Ondate di freddo

Esistono vari indicatori per misurare gli eventi estremi legati al freddo[30]. Uno di questi è il cosiddetto indice di frost days, cioè il numero medio di giorni di gelo all'anno[31].

Confrontando l'RCP 2.6 (2030-2050) rispetto allo storico (1990-2020), in Europa centrale e meridionale i frost days rimarranno invariati o diminuiranno leggermente in tutti i Paesi. Solo in alcune zone, come le Alpi in Italia e i Pirenei in Spagna, ci sarà una maggiore diminuzione di giorni di freddo intenso (da -5 a -10 giorni rispetto allo storico). Nell'RCP 8.5 è attesa una diminuzione di frost days più estesa geograficamente. Difatti, nel nord Italia e in qualche zona appenninica della penisola e in parte della Spagna settentrionale e centrale è attesa una riduzione fino a -15 giorni di gelo annuali rispetto al periodo storico.

Nella maggior parte delle Americhe il numero di frost days rimarrà invariato in entrambi gli scenari RCP; solo in alcune zone sono attese riduzioni. In America Latina una diminuzione dei giorni di gelo si riscontra in alcune zone centro-occidentali e a sud e sarà maggiore nello scenario peggiorativo RCP 8.5 rispetto all'RCP 2.6. Per il Nord America e il Centro America i frost days diminuiranno soprattutto nella parte a ovest della macroregione, con variazioni maggiori in termini di magnitudine e più estese nell'RCP 8.5.

Va sottolineato come la diminuzione di frequenza non escluda un aumento di intensità di questo fenomeno acuto, un tema che al momento il Gruppo sta approfondendo.

(29) Una delle metriche utilizzate è ottenuta dalla rielaborazione dei dati NASA del Normalized Difference Vegetation Index (NDVI). L'NDVI quantifica la vegetazione misurando la differenza tra la luce nel vicino infrarosso (che la vegetazione riflette fortemente) e la luce rossa (che la vegetazione assorbe). Questo è un buon indicatore di crescita e densità di vegetazione. Più l'NDVI aumenta, più la vegetazione è abbondante e sana.

(30) Oltre agli indicatori standard presenti nella letteratura scientifica, per studiare meglio il fenomeno a livello di tecnologia sono state sviluppate anche metriche *ad hoc*.

(31) Per precisione, i frost days sono il numero di giorni all'anno in cui la temperatura minima T_{min} è < 0 °C.

Europa: ondate di calore e cambiamento climatico

Nell'estate 2023 l'Europa è stata particolarmente colpita dalle ondate di calore, con temperature eccezionalmente alte e siccità e vento che hanno favorito anche il propagarsi degli incendi. Questi eventi rientrano in una cornice di aumento significativo dei fenomeni fisici estremi negli ultimi decenni; è però importante capire quanto questi eventi siano connessi al cambiamento climatico causato dall'uomo e fino a che punto. Questo non è un compito facile, ma studi dei singoli eventi possono aiutare; la disciplina Event Attribution si prefigge di fare ciò, fornendo spiegazioni basate sulla scienza e così evitando la diffusione di informazioni fuorvianti o false. Studiando le variabili di pressione superficiale e temperatura e gli eventi trascorsi, si è potuto stabilire che variazioni, rispetto al passato, di fenomeni come la lunga e intensa ondata di calore di luglio 2023 (Cerberus) sono soprattutto dovuti alla naturale variabilità climatica. Invece, l'anomala ondata di calore del 21-23 agosto, che ha colpito l'Europa centrale e occidentale, è stata un evento unico le cui caratteristiche possono essere in gran parte attribuite al cambiamento climatico antropogenico[32].
In generale, gli studi di Event Attribution indicano che, in media, in Europa:

- un'ondata di calore che nel clima preindustriale si sarebbe verificata 1 volta ogni 10 anni, ora è attesa 2,8 volte nell'arco di 10 anni e sarà più calda di 1,2 °C. Con un aumento entro il 2100 di +2 °C, si verificherà 5,6 volte e sarà 2,6 °C più calda;
- un'ondata di calore che nel clima preindustriale si sarebbe verificata 1 volta ogni 50 anni, nelle condizioni attuali si verificherà 4,8 volte nell'arco di 50 anni e sarà più calda di 1,2 °C. A +2 °C di riscaldamento globale, avrà luogo 13,9 volte e sarà 2,7 °C più calda.

Va sottolineato che questi numeri si riferiscono a ondate di calore moderate. Eventi più estremi possono essere fino a un centinaio di volte più probabili a causa del cambiamento climatico.

Fenomeni cronici

Temperature

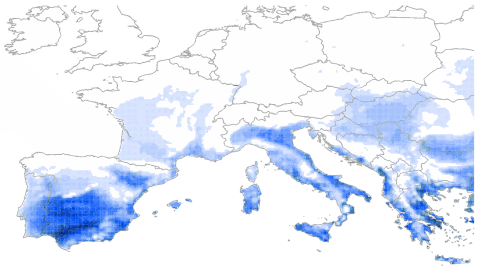
I cambiamenti cronici di temperatura possono essere analizzati per avere informazioni circa i potenziali effetti sulla richiesta di raffrescamento e riscaldamento dei sistemi energetici locali. Per la misurazione del fabbisogno termico sono stati utilizzati gli Heating Degree Days (HDD), ovvero la sommatoria, estesa a tutti i giorni dell'anno con $T_{media} \leq 15$ °C, delle differenze tra la temperatura interna ($T_{interna}$ assunta 18 °C) e la temperatura media, e i Cooling Degree Days (CDD), ovvero la sommatoria, estesa a tutti i giorni dell'anno con $T_{media} \geq 24$ °C, delle differenze tra la T_{media} e la $T_{interna}$ (assunta 21 °C), rispettivamente per il fabbisogno di riscaldamento e raffrescamento. I dati medi per Paese sono stati calcolati come media sulla nazione, pesando ogni nodo geografico per la popolazione grazie all'utilizzo degli Shared Socioeconomic Pathways (SSP) associati a ogni scenario RCP. Essendo i CDD la variabile che subirà maggiori variazioni, si mostrano in figura i CDD calcolati ad alta risoluzione per lo storico e la variazione media attesa nello scenario RCP 2.6 nel periodo 2030-2050 in Europa e Sud America. Si mostra inoltre la distribuzione della popolazione utilizzata come peso per il calcolo a livello nazionale.

(32) Le conclusioni sulle ondate di calore verificatesi nell'estate 2023 derivano da analisi condotte da esponenti della comunità scientifica usando il framework sperimentale "ClimaMeter". Maggiori informazioni sono disponibili al seguente link https://www.climameter.org/home.

GRADI GIORNO DI RAFFRESCAMENTO (CDD)

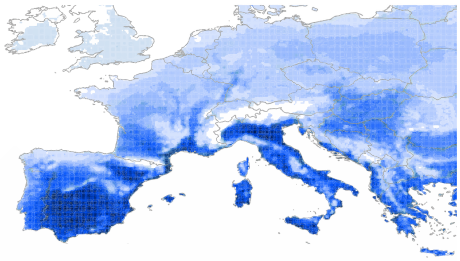
Gradi giorno all'anno storico

- 0 • 100
- 100 • 200
- 200 • 300
- 300 • 400
- 400 • 500
- 500 • 600
- 600 • 700
- 700 • 781



Δ gradi/anno – RCP 2.6 *vs* storico

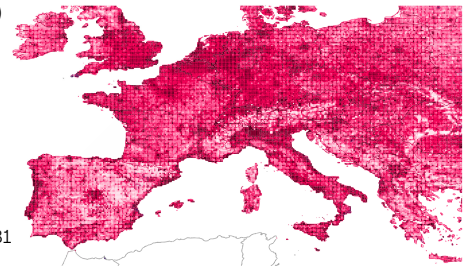
- 0 • 20
- 20 • 40
- 40 • 60
- 60 • 80
- 80 • 100
- 100 • 120



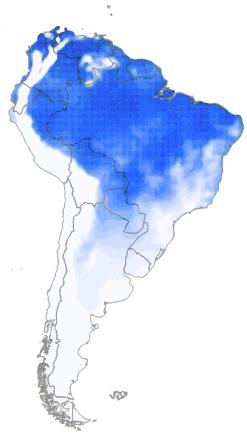
DISTRIBUZIONE DI POPOLAZIONE

Popolazione (migliaia di persone)

- 0 • 22
- 22 • 289
- 289 • 995
- 995 • 2.599
- 2.599 • 7.320
- 7.320 • 2.715.581

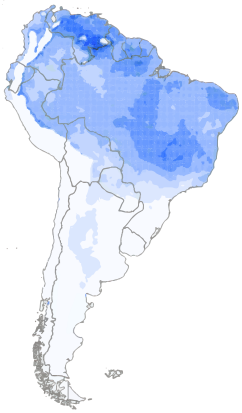


GRADI GIORNO DI RAFFRESCAMENTO (CDD)



Gradi giorno all'anno storico

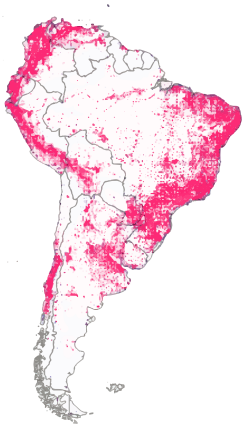
- 0 • 500
- 500 • 1.000
- 1.000 • 1.500
- 1.500 • 2.000
- 2.000 • 2.500
- 2.500 • 3.000
- 3.000 • 3.038



Δ gradi/anno – RCP 2.6 *vs* storico

- -2 • 50
- 50 • 100
- 100 • 150
- 150 • 200
- 200 • 250
- 250 • 300
- 300 • 350
- 350 • 610

DISTRIBUZIONE DI POPOLAZIONE



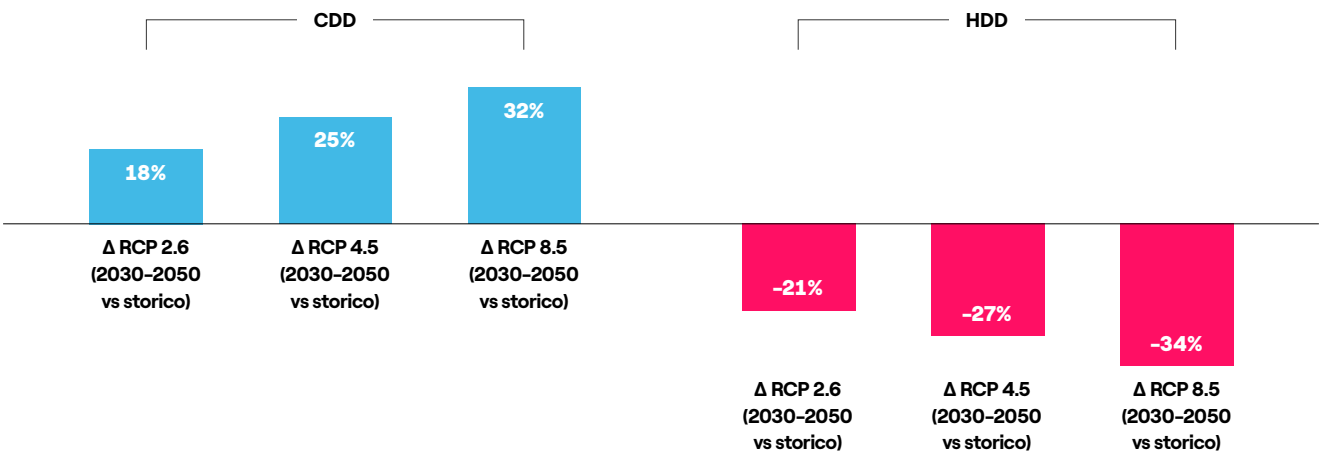
Popolazione (migliaia di persone)

- 0 • 1,4
- 1,4 • 2,6
- 2,6 • 4,8
- 4,8 • 9,8
- 9,8 • 22,5
- 22,5 • 4.927,4

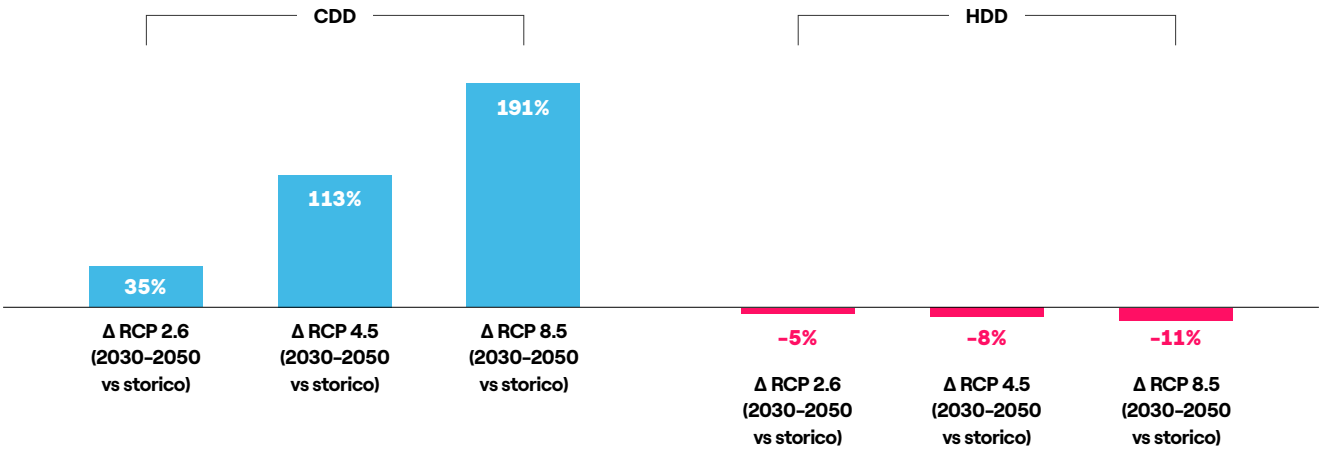
In generale, si osserva nel periodo 2030-2050 un aumento dei CDD, che risultano sempre maggiori rispetto al periodo storico, con un andamento crescente nei diversi scenari. Questo risulta in accordo con l'aumento delle temperature medie previsto dai modelli climatici, che si riflette poi quindi anche su un aumento del fabbisogno di raffrescamento.

In accordo con l'innalzamento delle temperature, si osserva inoltre una riduzione di fabbisogno di riscaldamento, che risulta però meno intenso rispetto a quello di raffrescamento. Si riportano in tabella le variazioni percentuali a livello Paese per i Paesi di maggiore interesse per il Gruppo per gli scenari RCP 2.6, RCP 4.5 ed RCP 8.5.

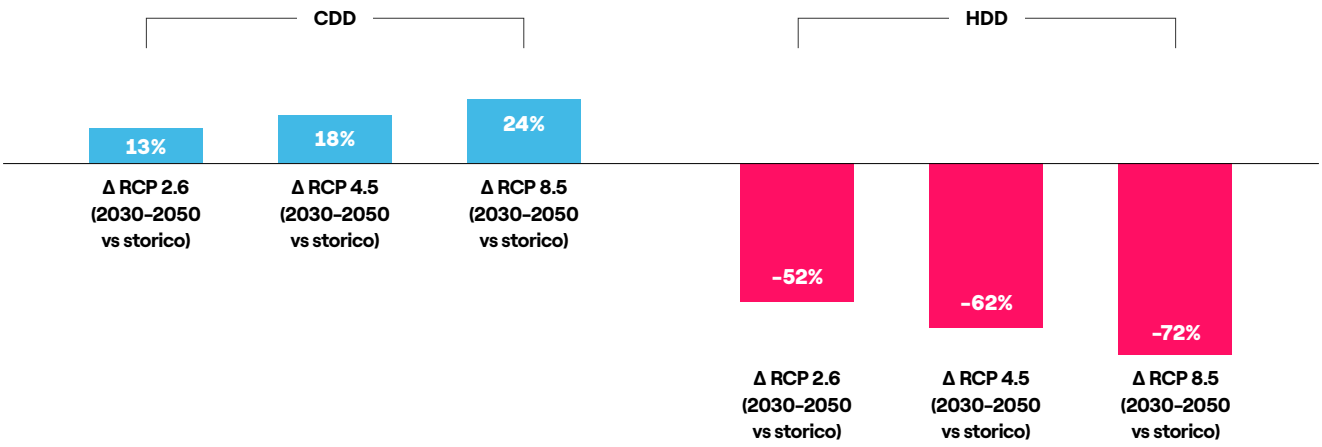
BRASILE



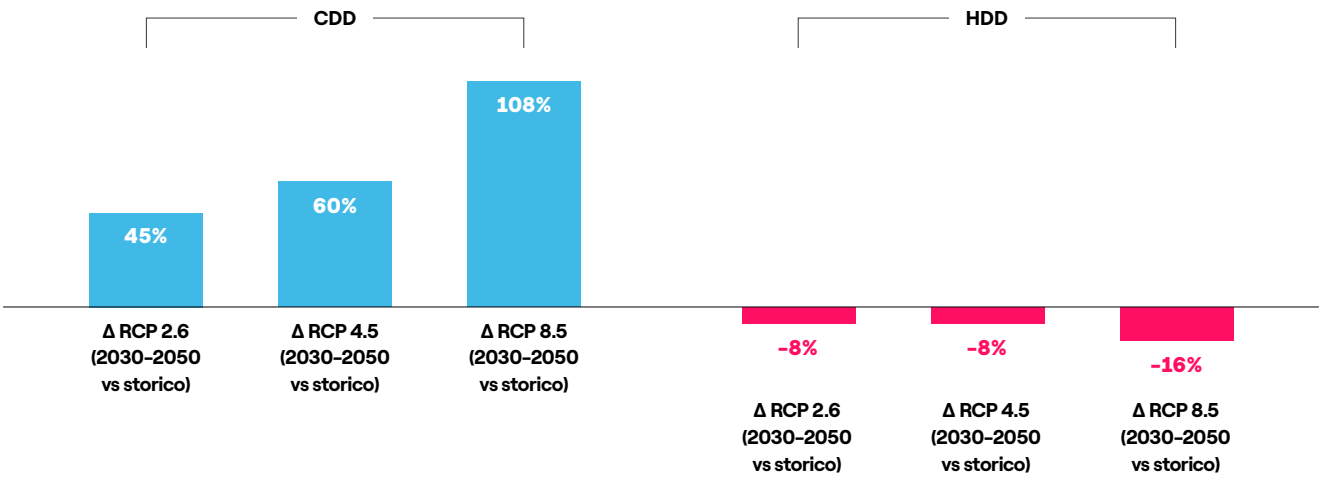
CILE



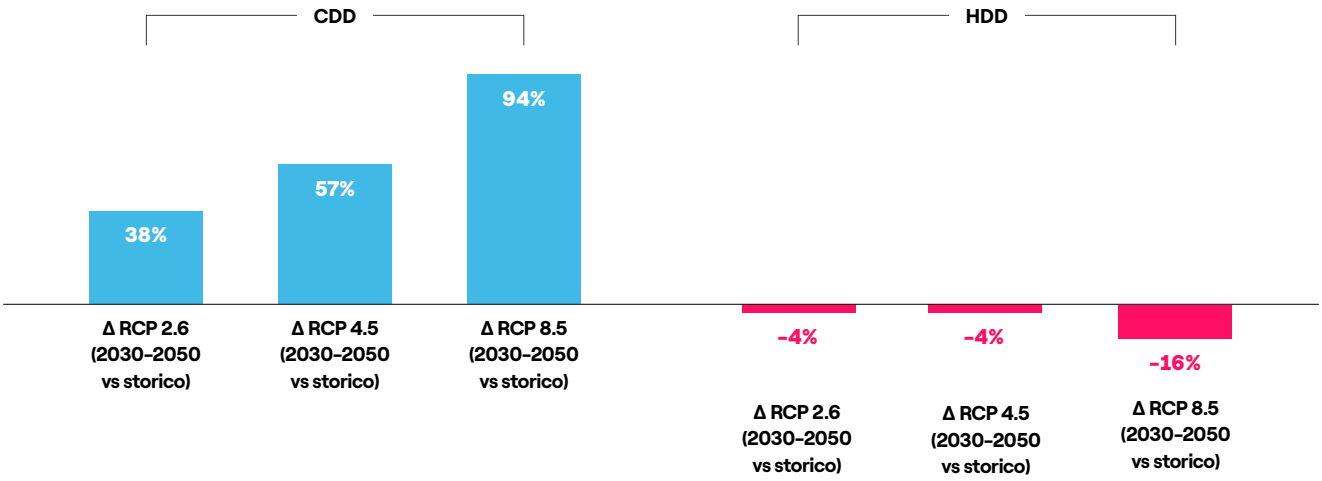
COLOMBIA



ITALIA



SPAGNA



Precipitazioni

Un altro fenomeno cronico di interesse è la variazione delle precipitazioni totali a causa del cambiamento climatico, che potrebbe impattare la produzione idroelettrica. Sono state quindi analizzate le variazioni di questo fenomeno nei bacini di interesse del Gruppo. Dall'analisi effettuata sui bacini europei, in cui è stato confrontato il periodo 2030-2050 con il periodo 1990-2020, non emergerebbero variazioni significative, con una tendenza generale di lieve diminuzione nel centro e sud Italia e in Spagna nello scenario RCP 2.6.

Per quanto riguarda invece il Sud America, le analisi, che confrontano gli stessi intervalli temporali, mostrano un trend di riduzione delle piogge in Argentina e Colombia. In Brasile si proietta per l'RCP 2.6 un leggero aumento o una lieve diminuzione delle precipitazioni totali a seconda del gruppo di bacini in considerazione. Infine, anche in Cile, come per Argentina e Colombia, le proiezioni indicano una riduzione delle precipitazioni totali nello scenario a più basse emissioni, che potrebbe però già essersi manifestata negli ultimi anni (diminuzione già effettiva rispetto ai livelli storici).

Confrontando i vari RCP (2030-2050) e lo storico di modello (1990-2020), le piogge totali annuali attese tendono infine a diminuire in Centro America, mentre a seconda dell'area in Nord America rimarranno invariate o aumenteranno.

Effetto complessivo degli scenari di transizione e degli scenari fisici sulla domanda elettrica

Tramite l'utilizzo di modelli di sistema energetico integrati descritti nel capitolo "Scenari di transizione locale", è possibile quantificare le singole domande di servizio di un Paese. Ciò consente di discriminare gli effetti che un cambiamento della temperatura può avere nel lungo termine sul fabbisogno energetico. Per tale scopo, gli scenari di transizione alternativi (*Reference, Slower Transition* e *Accelerated Transition*) descritti precedentemente sono stati ampliati per includere l'effetto che l'aumento di temperatura ha sulle domande di energia (totale, non solo elettrica) per scopi di raffrescamento e riscaldamento nei settori residenziale e commerciale, quantificato attraverso la metrica degli Heating Degree Days (HDD) e dei Cooling Degree Days (CDD).

La definizione di uno scenario di riferimento in linea con il raggiungimento degli obiettivi di Parigi consente di associare HDD e CDD coerenti con l'RCP 2.6 sia allo scenario *Reference* sia allo scenario *Accelerated Transition*, caratterizzato da una dinamica più accelerata di riduzione delle emissioni. HDD e CDD coerenti con l'RCP 4.5 sono stati invece associati allo scenario *Slower Transition*, perché a esso corrisponde un trend di riduzione delle emissioni di gas serra più lento. Per stressare ulteriormente le analisi, quest'ultimo scenario è stato anche associato a un RCP 8.5.

Italia e Spagna

Per l'Italia, la variazione del livello di domanda elettrica tra i due scenari estremi considerati (*Slower* e *Accelerated Transition*) dovuta ai fenomeni di transizione è di circa 18 punti percentuali in media nel periodo 2031-2050. Trascurando l'effetto della domanda di elettricità per produzione di idrogeno verde, il delta di domanda elettrica scende all'8%.

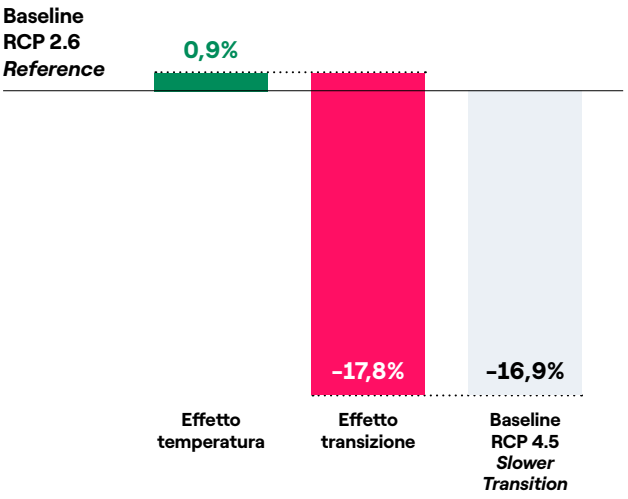
Per quanto riguarda la Spagna, le differenze percentuali dovute ai fenomeni di transizione sono inferiori rispetto all'Italia, poiché il Piano Energetico Nazionale già in vigore definisce obiettivi climatici particolarmente ambiziosi. Di conseguenza, ci si attende meno variabilità in termini di evoluzione del sistema energetico e quindi di domanda elettrica nel periodo 2031-2050. Il delta tra i due casi estremi considerati (*Slower* e *Accelerated Transition*) è di circa 10 punti percentuali in media nel periodo 2031-2050. Se si trascura l'effetto della domanda di elettricità per produzione di idrogeno, il delta scende intorno al 2%.

Per entrambi i Paesi la velocità della transizione energetica ha un impatto sul livello di domanda elettrica ben maggiore rispetto agli effetti dell'incremento della temperatura derivanti dal cambiamento climatico, in quanto, dalle analisi svolte, questi ultimi determinano un incremento della domanda elettrica inferiore a un punto percentuale sia per l'Italia sia per la Spagna.

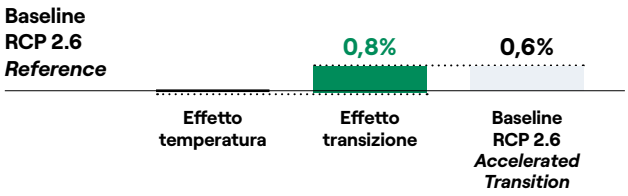
SCENARI CLIMATICI E TRANSIZIONE ENERGETICA
TRANSIZIONE: EFFETTO TEMPERATURA E TRANSIZIONE SU DOMANDA ELETTRICA

ITALIA

***Reference* RCP 2.6 verso *Slower Transition* RCP 4.5**



***Reference* RCP 2.6 verso *Accelerated Transition* RCP 2.6**

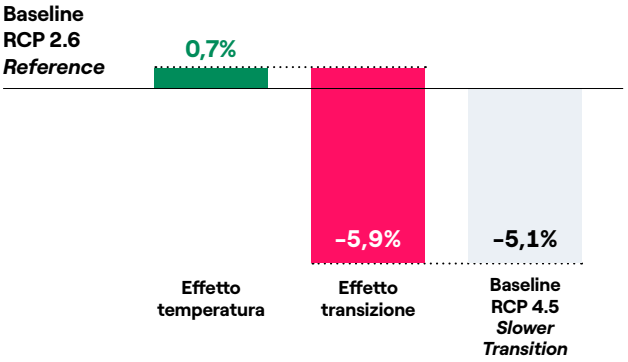


Italia - Effetto medio sulla domanda elettrica (2031-2050) dei tre scenari di transizione accoppiati ai relativi RCP 2.6 e 4.5.

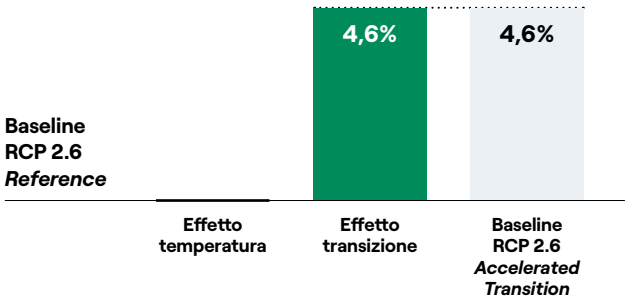
SCENARI CLIMATICI E TRANSIZIONE ENERGETICA
TRANSIZIONE: EFFETTO TEMPERATURA E TRANSIZIONE SU DOMANDA ELETTRICA

SPAGNA

***Reference* RCP 2.6 verso *Slower Transition* RCP 4.5**



***Reference* RCP 2.6 verso *Accelerated Transition* RCP 2.6**



Spagna - Effetto medio sulla domanda elettrica (2031-2050) dei tre scenari di transizione accoppiati ai relativi RCP 2.6 e 4.5.

Con lo scopo di indagare ulteriormente quale sia l'effetto della temperatura sugli scenari di transizione e allo stesso tempo espandere il ventaglio delle assunzioni riguardanti il cambiamento climatico, è stata condotta un'analisi di sensitività associando lo scenario Slow Transition all'RCP 8.5, oltre che all'RCP 4.5. Tale analisi mostra, in media, una variazione trascurabile della domanda elettrica dovuta al peggioramento dello scenario climatico nel periodo 2031-2050.

Effetto della temperatura e della transizione sulla domanda elettrica, media sul periodo specificato dei contributi di temperatura e transizione per le diverse combinazioni di scenari di transizione e pathway climatici, con e senza idrogeno verde

		***Reference* verso *Slower Transition* RCP 4.5**			***Reference* verso *Slower Transition* RCP 8.5**			***Reference* verso *Accelerated Transition***		
		Effetto transizione	**Effetto temperatura da RCP 2.6 a RCP 4.5**	**Impatto totale**	**Effetto transizione**	**Effetto temperatura da RCP 2.6 a RCP 8.5**	**Impatto totale**	**Effetto transizione**	**Effetto temperatura da RCP 2.6 a RCP 2.6**	**Impatto totale**
Italia	2024-2030	-4,0%	0,0%	-4,0%	-4,0%	0,0%	-4,0%	1,0%	0,0%	1,0%
	2031-2050	-17,8%	0,9%	-16,9%	-17,8%	0,9%	-16,9%	0,8%	-0,1%	0,6%
Italia senza H2V	2024-2030	-3,1%	0,0%	-3,1%	-3,1%	0,0%	-3,1%	1,0%	0,0%	1,0%
	2031-2050	-7,9%	0,9%	-6,9%	-7,9%	0,9%	-7,0%	0,3%	-0,1%	0,2%
Spagna	2024-2030	-4,2%	0,1%	-4,1%	-4,2%	0,1%	-4,0%	3,1%	0,1%	3,2%
	2031-2050	-5,9%	0,7%	-5,1%	-5,9%	0,7%	-5,2%	4,6%	0,0%	4,6%
Spagna senza H2V	2024-2030	-2,7%	0,0%	-2,7%	-2,7%	0,1%	-2,6%	2,2%	0,0%	2,2%
	2031-2050	-5,6%	0,8%	-4,8%	-5,6%	0,7%	-4,9%	2,2%	0,1%	2,3%

È opportuno evidenziare che negli anni futuri un'elettrificazione del servizio di riscaldamento degli edifici superiore a quella stimata potrebbe cambiare in entrambi i Paesi sia il segno che la dimensione dell'effetto relativo alle temperature. Da ciò, la necessità di monitorare in sede di revisione annuale l'evoluzione temporale della quota di elettrificazione del servizio di riscaldamento.

America Latina

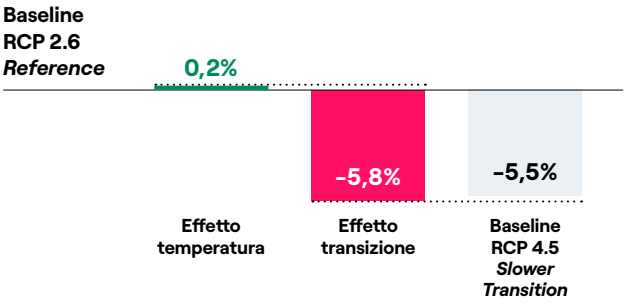
Nei Paesi dell'America Latina l'impatto dell'andamento delle temperature, quantificato attraverso la metrica degli Heating Degree Days (HDD) e dei Cooling Degree Days (CDD), è stato stimato mediante l'utilizzo di modelli di sistema energetico integrati per Brasile, Cile e Colombia, in modo analogo a quanto descritto nel paragrafo precedente per Italia e Spagna, e attraverso modelli econometrici di previsione basati sull'elasticità storica per l'Argentina.

Nel caso del Brasile, per quanto riguarda l'effetto della sola transizione energetica (al netto quindi degli effetti dell'incremento della temperatura), la domanda elettrica dello scenario *Slower Transition* risulta inferiore di circa il 6% in media nel periodo 2031-2050 rispetto allo scenario *Reference*, dati i differenti livelli di ambizione dei due scenari sia al 2030 sia al 2050. Nello scenario *Accelerated Transition*, il livello di ambizione leggermente più alto del *Reference* viene raggiunto tramite un processo di elettrificazione più veloce; pertanto, il delta domanda elettrica in media nel periodo 2031-2050 è positivo, tra il 3% e il 4%. Anche in questo caso, la velocità della transizione energetica ha un impatto sul livello di domanda elettrica maggiore rispetto agli effetti dell'incremento della temperatura derivanti dal cambiamento climatico, che risultano trascurabili.

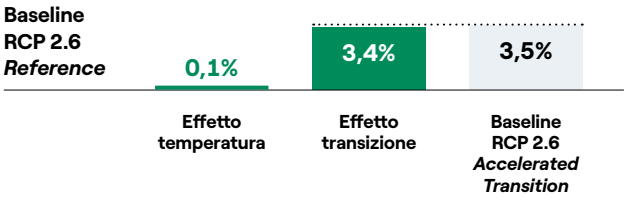
SCENARI CLIMATICI E TRANSIZIONE ENERGETICA
TRANSIZIONE: EFFETTO TEMPERATURA E TRANSIZIONE SU DOMANDA ELETTRICA

BRASILE

***Reference* RCP 2.6 verso *Slower Transition* RCP 4.5**



***Reference* RCP 2.6 verso *Accelerated Transition* RCP 2.6**



Brasile - Effetto medio sulla domanda elettrica (2031-2050) dei tre scenari di transizione accoppiati ai relativi RCP 2.6 e 4.5.

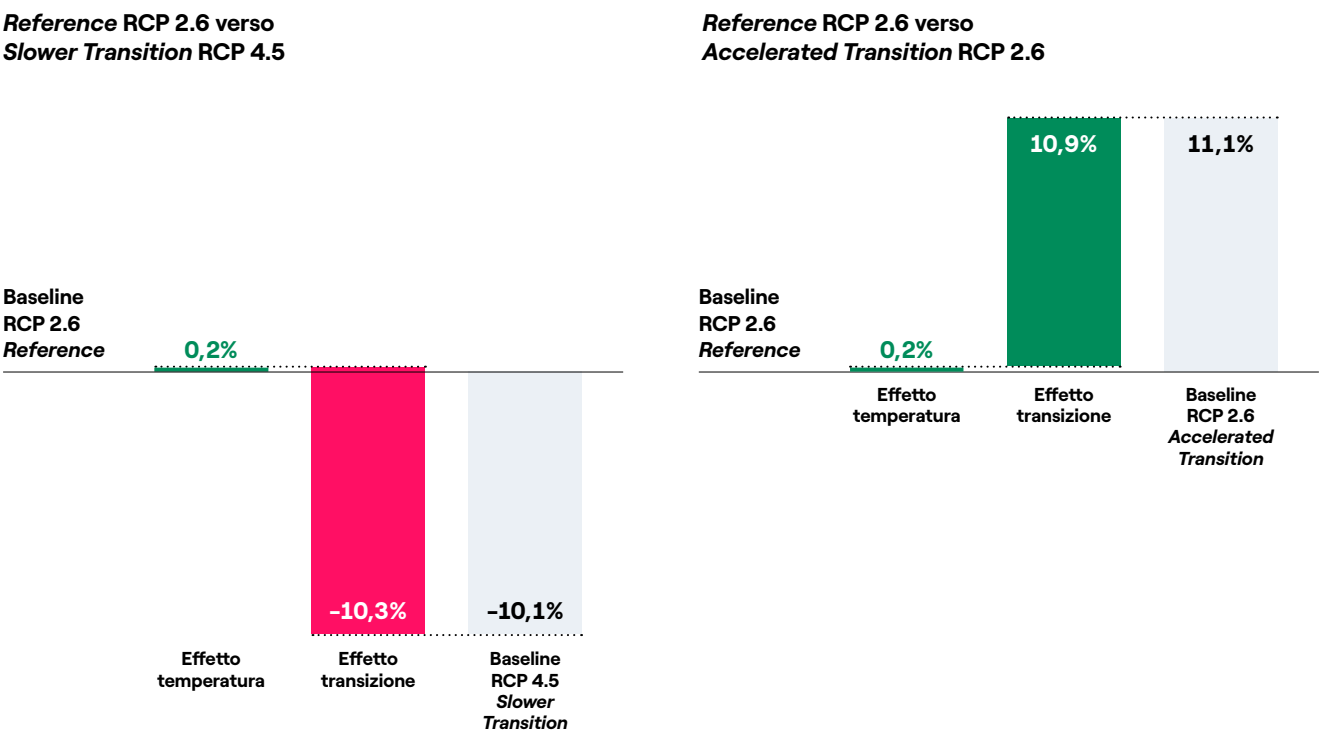
Anche in questo caso, è stata condotta un'analisi di sensitività associando lo scenario *Slower Transition* all'RCP 8.5, oltre che all'RCP 4.5. Per il Brasile, assumere un tale ulteriore incremento della temperatura porta a una variazione vicino allo zero della domanda nel lungo termine (2031-2050). L'effetto è poco significativo dato che il delta dei CDD sul Brasile risulta essere tra i più contenuti tra i Paesi analizzati.

Effetto della temperatura e della transizione sulla domanda elettrica, media sul periodo specificato dei contributi di temperatura e transizione per le diverse combinazioni di scenari di transizione e pathway climatici, con e senza idrogeno verde

		Reference verso *Slower Transition* RCP 4.5			*Reference* verso *Slower Transition* RCP 8.5			*Reference* verso *Accelerated Transition*		
		Effetto transizione	Effetto temperatura da RCP 2.6 a RCP 4.5	Impatto totale	Effetto transizione	Effetto temperatura da RCP 2.6 a RCP 8.5	Impatto totale	Effetto transizione	Effetto temperatura da RCP 2.6 a RCP 2.6	Impatto totale
Brasile	2024-2030	-3,6%	0,1%	-3,5%	-3,6%	0,3%	-3,3%	1,1%	0,1%	1,2%
	2031-2050	-5,8%	0,2%	-5,5%	-5,8%	-0,2%	-5,9%	3,4%	0,1%	3,5%
Brasile senza H2V	2024-2030	-3,5%	0,1%	-3,3%	-3,5%	0,3%	-3,2%	0,2%	0,1%	0,3%
	2031-2050	-6,2%	0,2%	-6,0%	-6,2%	-0,2%	-6,4%	3,4%	0,1%	3,5%

Per il Cile, l'effetto sulla domanda di energia elettrica della transizione considerato singolarmente è negativo di circa il 10% nel periodo 2031-2050 nello scenario *Slower Transition* rispetto al *Reference*, dati i diversi livelli di ambizione dei due scenari. Questa differenza è dovuta principalmente alle ipotesi in merito al raggiungimento degli ambiziosi obiettivi del Paese di produzione di idrogeno verde dopo il 2030 definiti nel documento Planificación Energética Nacional de Largo Plazo (PELP). Se si omette l'effetto della domanda elettrica per la produzione di idrogeno – per il quale i due scenari hanno diversi livelli di ambizione a seconda delle diverse traiettorie di decarbonizzazione – la differenza scende a circa il 6%. Nello scenario *Accelerated Transition*, il più alto livello di ambizione sulla transizione energetica viene raggiunto attraverso l'attuazione di politiche di decarbonizzazione più stringenti che portano a una più alta elettrificazione, una maggiore penetrazione dell'idrogeno verde nell'industria e nei trasporti, e una sua forte esportazione. Ciò porta a valori di domanda elettrica mediamente superiori di circa l'11% rispetto alla baseline dello scenario *Reference* nel periodo 2031-2050. Eliminando l'effetto della domanda di energia elettrica per produrre idrogeno verde, il valore della domanda di energia elettrica risulta mediamente superiore di circa il 12% rispetto allo scenario *Reference* nel periodo 2031-2050. Anche in questo caso, la velocità della transizione energetica ha un impatto molto maggiore sul livello della domanda elettrica rispetto all'aumento della temperatura come conseguenza del cambiamento climatico.

CILE



Cile - Effetto medio sulla domanda elettrica (2031-2050) dei tre scenari di transizione accoppiati ai relativi RCP 2.6 e 4.5.

Per stressare ulteriormente le analisi, lo scenario Slower Transition è stato anche associato a un RCP 8.5. Per il Cile, assumere un tale ulteriore incremento della temperatura porta a una variazione vicino allo zero della domanda nel lungo termine (2031-2050).

Effetto della temperatura e della transizione sulla domanda elettrica, media sul periodo specificato dei contributi di temperatura e transizione per le diverse combinazioni di scenari di transizione e pathway climatici, con e senza idrogeno verde

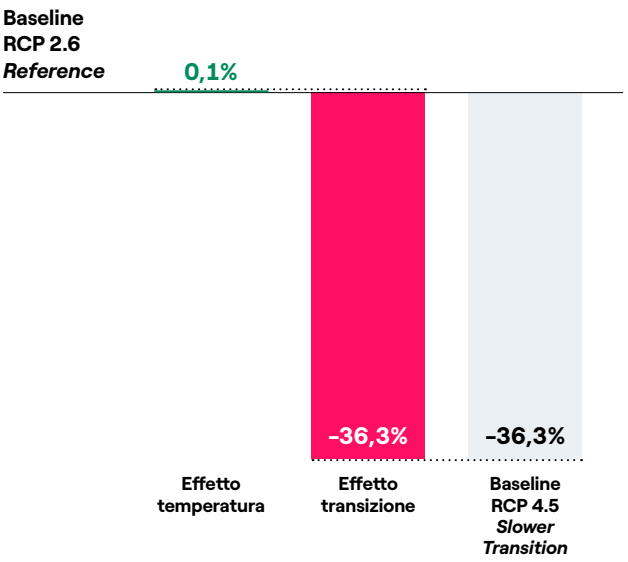
		Reference verso *Slower Transition* RCP 4.5			*Reference* verso *Slower Transition* RCP 8.5			*Reference* verso *Accelerated Transition*		
		Effetto transizione	Effetto temperatura da RCP 2.6 a RCP 4.5	Impatto totale	Effetto transizione	Effetto temperatura da RCP 2.6 a RCP 8.5	Impatto totale	Effetto transizione	Effetto temperatura da RCP 2.6 a RCP 2.6	Impatto totale
Cile	2024-2030	-1,5%	0,2%	-1,3%	-1,5%	0,2%	-1,2%	1,5%	0,1%	1,6%
	2031-2050	-10,3%	0,2%	-10,1%	-10,3%	0,3%	-10,0%	10,9%	0,2%	11,1%
Cile senza H2V	2024-2030	-0,5%	0,4%	-0,2%	-0,5%	0,5%	0,0%	2,7%	0,2%	2,9%
	2031-2050	-6,2%	0,4%	-5,8%	-6,2%	0,5%	-5,7%	11,5%	0,5%	12,0%

Nel caso della Colombia, l'effetto della transizione nello scenario *Slower Transition* sulla domanda di energia elettrica è negativo di circa il 36% nel periodo 2031-2050 rispetto al *Reference*, principalmente a causa della significativa differenza in termini di ambizione dei due scenari. Lo *Slower Transition* è stato, infatti, definito considerando come riferimento lo scenario più prudente presente nel piano governativo nazionale (Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa), caratterizzato da una limitata decarbonizzazione che porta, quindi, a un livello di elettrificazione molto inferiore rispetto a quanto risulta nello scenario *Reference*. D'altra parte, se si considera il differenziale tra lo scenario *Reference* e lo scenario *Accelerated Transition*, si osserva un effetto incrementale di circa il 14%, dovuto alla sola transizione, mentre l'effetto climatico è inferiore all'1%. Ciò è dovuto all'impulso all'elettrificazione derivante da obiettivi di decarbonizzazione molto più ambiziosi. Negli scenari analizzati, l'effetto dell'idrogeno non è particolarmente rilevante.

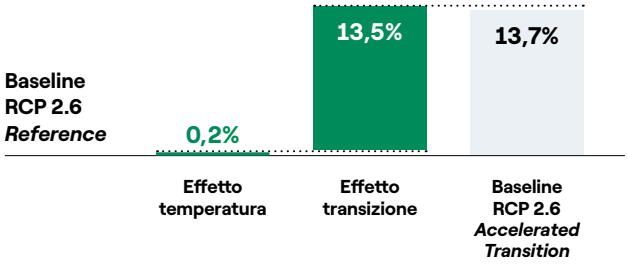
SCENARI CLIMATICI E TRANSIZIONE ENERGETICA
TRANSIZIONE: EFFETTO TEMPERATURA E TRANSIZIONE SU DOMANDA ELETTRICA

COLOMBIA

***Reference* RCP 2.6 verso *Slower Transition* RCP 4.5**



***Reference* RCP 2.6 verso *Accelerated Transition* RCP 2.6**



Colombia - Effetto medio sulla domanda elettrica (2031-2050) dei tre scenari di transizione accoppiati ai relativi RCP 2.6 e 4.5.

Effetto della temperatura e della transizione sulla domanda elettrica, media sul periodo specificato dei contributi di temperatura e transizione per le diverse combinazioni di scenari di transizione e pathway climatici, con e senza idrogeno verde

		Reference verso *Slower Transition* RCP 4.5			*Reference* verso *Slower Transition* RCP 8.5			*Reference* verso *Accelerated Transition*		
		Effetto transizione	Effetto temperatura da RCP 2.6 a RCP 4.5	Impatto totale	Effetto transizione	Effetto temperatura da RCP 2.6 a RCP 8.5	Impatto totale	Effetto transizione	Effetto temperatura da RCP 2.6 a RCP 2.6	Impatto totale
Colombia	2024-2030	-2,3%	0,2%	-2,0%	-2,3%	0,2%	-2,1%	1,7%	0,1%	1,8%
	2031-2050	-36,3%	0,1%	-36,3%	-36,3%	0,1%	-36,3%	13,5%	0,2%	13,7%
Colombia senza H2V	2024-2030	-2,2%	0,2%	-2,0%	-2,2%	0,2%	-2,0%	1,7%	0,1%	1,7%
	2031-2050	-36,2%	0,0%	-36,1%	-36,2%	0,0%	-36,1%	14,7%	0,2%	14,9%

Infine, per ciò che concerne l'Argentina, dalle analisi effettuate si evince che un incremento delle temperature potrebbe aumentare la domanda elettrica tra lo 0,4% e lo 0,8% (calcolata come media delle previsioni di domanda nel periodo 2031-2050). Tale stima è ampiamente dipendente dall'effetto che la componente macroeconomica del Paese può avere sulla domanda elettrica ed è, quindi, soggetta a un rilevante grado di incertezza vista l'alta volatilità che caratterizza l'andamento dell'economia argentina.

LA STRATEGIA DEL GRUPPO

La definizione della strategia del Gruppo si basa sulla valutazione di opzioni che permettano la generazione di valore sostenibile per tutti gli stakeholder sul lungo termine, garantiscano flessibilità e mirino a una mitigazione del rischio.

Fondamentale è la valutazione del contesto esterno e della sua evoluzione: per definire il quadro di riferimento, viene sviluppato un framework completo di scenario di pianificazione, con l'obiettivo di prepararsi a catturare le opportunità e ad affrontare in modo più robusto rischi e incertezze future. L'analisi di quanto potrebbe accadere nel contesto esterno diventa funzionale alla definizione del posizionamento del Gruppo in tale contesto. Si identificano, quindi, le ambizioni di lungo termine e si disegnano le opzioni strategiche, che caratterizzano la pianificazione di lungo periodo.

Negli ultimi anni, l'incremento di complessità del contesto di riferimento, unito alla velocità di cambiamento, ha fatto sì che anche il processo di definizione strategica del Gruppo evolvesse, al fine di intercettare quanto più possibile tale dinamismo, trasformandolo in un fattore abilitante alla definizione degli obiettivi.

In particolare, a oggi tale processo si articola nelle principali attività di seguito dettagliate.

- Il Dialogo Strategico - Un processo continuo di dialogo attivo lungo l'intero arco dell'anno e trasversale a tutte le Funzioni del Gruppo, tramite cui vengono individuati, approfonditi, discussi e indirizzati i temi ritenuti rilevanti (c.d. "strategic topics") per l'evoluzione e la crescita del Gruppo stesso. Il dialogo appartiene a una fase di design strategico, dove la comunicazione tra executive produce contributi di valore per arrivare alla definizione di nuove opzioni strategiche, ponendo l'accento anche su necessità di cambiamento culturale od organizzativo e di sinergie tra business.
- Il Piano Strategico - Tale processo, alimentato in modo continuativo dai feedback derivanti dal dialogo strategico, converte in modelli quantitativi le informazioni da elaborare per definire la visione d'insieme dell'evoluzione industriale, economica e finanziaria del Gruppo, integrata da ipotesi di gestione attiva del portafoglio. La valutazione delle opzioni strategiche si effettua su un orizzonte temporale che va oltre quello della pianificazione industriale, tramite (i) la definizione e l'elaborazione quantitativa e qualitativa di scenari macroeconomici, energetici e climatici alternativi rispetto ai quali valutare la strategia complessiva, (ii) l'analisi basata su stress test relativi a diversi fattori, tra cui l'evoluzione del settore industriale, della tecnologia, dell'assetto competitivo, delle variabili climatiche e delle policy.
- Il posizionamento di lungo termine - In coerenza con le analisi e decisioni descritte ai punti precedenti, nonché sulla base delle ambizioni in tema di sostenibilità ambientale ed economico-finanziaria e delle opportunità da cogliere sul mercato, si definisce il posizionamento di Gruppo per quanto concerne la strategia industriale di lungo termine.
- Le analisi dei fattori ESG e valutazione della materialità in ambito di sostenibilità - Enel svolge la valutazione sui temi ESG con l'obiettivo di identificare e valutare le priorità per gli stakeholder nonché l'analisi di doppia materialità al fine di definire i temi materiali che supportano la definizione degli obiettivi da includere nella pianificazione strategica di sostenibilità. Tale analisi prende in considerazione gli standard ESRS della Direttiva Europea sul Bilancio di Sostenibilità (CSRD), così come numerosi standard internazionali (per esempio Global Reporting Initiative - GRI, SASB, SDG Compass ecc.).

La strategia del Gruppo Enel si è dimostrata in grado di creare valore in maniera sostenibile nel lungo termine, integrando appieno i temi di sostenibilità e di profonda attenzione per gli argomenti connessi al cambiamento climatico, garantendo allo stesso tempo un aumento della profittabilità per gli stakeholder.
Il Gruppo è tra le aziende leader che guidano la transizione energetica, attraverso la decarbonizzazione della produzione di energia elettrica, la digitalizzazione delle reti di distribuzione e l'elettrificazione dei consumi finali, che rappresentano una opportunità sia in termini di creazione di valore sia per un più rapido raggiungimento degli obiettivi dell'Accordo di Parigi nonché di quelli di Sostenibilità Globale definiti dall'ONU (ovvero Sustainable Development Goals, di seguito SDG) nell'Agenda 2030. Il Gruppo sostiene, inoltre, i princípi di una transizione giusta, così come definiti nelle Just Transition Guidelines dell'Organizzazione Internazionale del Lavoro (OIL), in modo che nessuno sia lasciato indietro, alla luce dell'impatto sociale che la strategia di decarbonizzazione comporta e garantendo il rispetto dei diritti umani lungo tutta la catena del valore.

IL PIANO STRATEGICO

Risposta al contesto

Le incertezze globali di breve termine hanno imposto alle società elettriche di accrescere la flessibilità e migliorare la visibilità dei rendimenti. Nel medio e lungo periodo, le reti dovranno essere in grado di far fronte all'aumento della domanda di elettricità, dovuta alla crescente elettrificazione, e al peso crescente delle rinnovabili nel mix energetico (anche attraverso la generazione distribuita). Inoltre, la prevista crescita della capacità rinnovabile richiederà stoccaggi a batteria al fine di bilanciare domanda e offerta.

In questo scenario, il Gruppo prevede di allocare i propri investimenti in modo efficiente. I business regolati saranno al centro della strategia del Gruppo con l'obiettivo di migliorare qualità e resilienza e accogliere nuova capacità rinnovabile, con il supporto di quadri regolatori vantaggiosi. Le decisioni di investimento in rinnovabili saranno più selettive, puntando a un posizionamento che massimizzi i rendimenti e mitighi i rischi, anche facendo leva sul modello di business della Partnership. Infine, il Gruppo prevede di ottimizzare il proprio portafoglio di clienti e i processi end-to-end, aumentando l'efficienza nell'acquisizione e nella gestione dei clienti, migliorandone la fidelizzazione tramite offerte bundled e promuovendo l'elettrificazione dei consumi. La generazione e il retail saranno gestiti insieme in un approccio flessibile sulla strategia di sourcing, con l'obiettivo di migliorarne la profittabilità.

Il Piano Strategico 2024-2026

Il Piano Strategico 2024-2026 del Gruppo si basa su tre pilastri:

- redditività, flessibilità e resilienza mediante un'allocazione del capitale molto selettiva, finalizzata a ottimizzare il profilo rischio-rendimento del Gruppo;
- efficienza ed efficacia quali driver dell'operatività del Gruppo, basati su semplificazione dei processi, un'organizzazione più snella con responsabilità definite e focus sulle geografie "core", nonché sulla razionalizzazione dei costi al fine di massimizzare la generazione di cassa e compensare sia le dinamiche inflazionistiche sia il maggior costo del capitale;
- sostenibilità finanziaria e ambientale per perseguire la creazione di valore nell'affrontare le sfide del cambiamento climatico.

I PILASTRI STRATEGICI

ALLOCAZIONE DEL CAPITALE

1.

REDDITIVITÀ, FLESSIBILITÀ E RESILIENZA

Allocazione selettiva del capitale per massimizzare il **profilo rischio-rendimento**, migliorando al contempo la **flessibilità** e la **resilienza** del Gruppo

OPERAZIONI SUL GRUPPO

2.

EFFICIENZA ED EFFICACIA

Disciplina dei costi, organizzazione e processi più snelli, responsabilità chiara con focus sulle aree geografiche e sulle attività principali per **massimizzare la generazione di cassa** e compensare le **dinamiche inflazionistiche** e l'**aumento del costo del capitale**

SOSTENIBILITÀ

3.

SOSTENIBILITÀ FINANZIARIA E AMBIENTALE

Sostenibilità finanziaria e ambientale per perseguire la **creazione di valore** e indirizzare le **sfide del cambiamento climatico**

Un **modello di business guidato dalla sostenibilità** e costruito per cogliere le **opportunità** che arrivano dal contesto in continua evoluzione

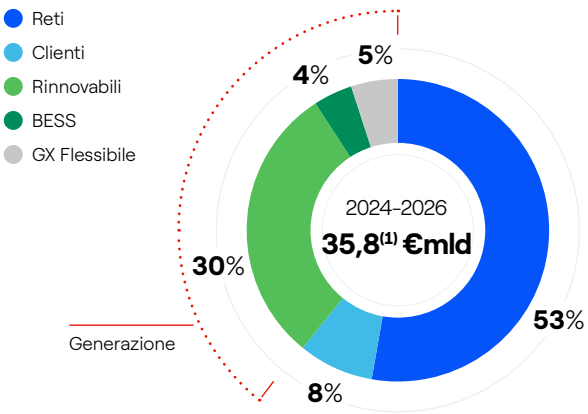
Redditività, flessibilità e resilienza

Tra il 2024 e il 2026, il Gruppo ha pianificato investimenti totali lordi pari a circa 35,8 miliardi di euro. Considerato lo scenario attuale, per conseguire un modello di business a minore intensità di capitale e di rischio, il Gruppo prevede di:

- aumentare il focus sulle reti, al fine di beneficiare di quadri regolatori favorevoli, e nel contempo avere accesso a finanziamenti europei che si prevede contribuiscano agli investimenti totali lordi del Gruppo per circa 3,5 miliardi di euro;
- realizzare partnership per i progetti rinnovabili al fine di flessibilizzare le risorse finanziarie investite per un importo complessivo pari a circa 6,1 miliardi di euro.

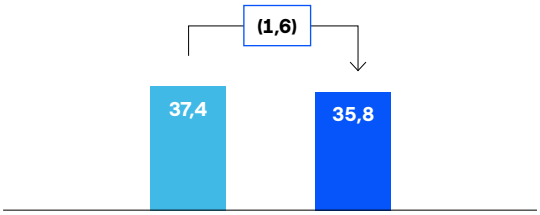
Di conseguenza, si prevede che gli investimenti richiederanno un minor fabbisogno di cassa per il Gruppo, con investimenti netti previsti pari a circa 26,2 miliardi di euro.

INVESTIMENTI LORDI CUMULATI (€mld)



(1) Lo split non include "Altro".

INVESTIMENTI LORDI: VECCHIO PIANO VS NUOVO PIANO (€mld)



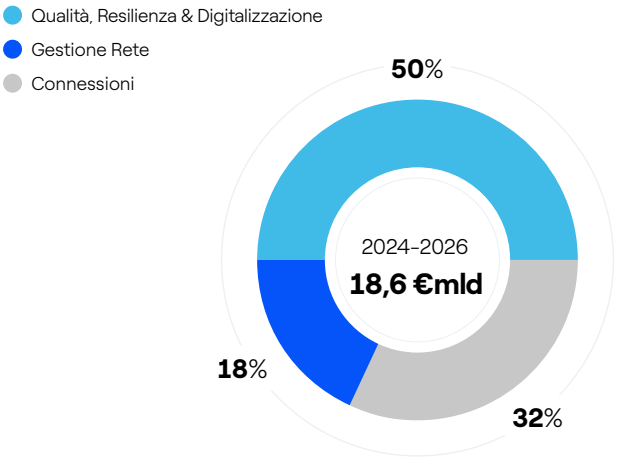
PIANO 2024-2026: DA INVESTIMENTI LORDI A INVESTIMENTI NETTI (€mld)

(1) 6,1 miliardi di euro includono: ~4 miliardi di euro cash-in da capacità da costruire durante il periodo di piano e ~2 miliardi di euro da capacità già esistente.

Il Gruppo conferma di voler concentrare i suoi investimenti su sei Paesi "core" e soprattutto laddove può far leva su una posizione integrata, nello specifico Italia, Spagna, Brasile, Cile, Colombia e Stati Uniti.

Reti - Tra il 2024 e il 2026 il Gruppo ha pianificato investimenti lordi pari a circa 18,6 miliardi di euro nelle Reti, di cui 15,2 miliardi di euro circa al netto di finanziamenti. L'allocazione di capitale nelle reti è adattata in funzione dei piani di remunerazione di ciascun Paese, con una concentrazione degli investimenti sulle aree geografiche caratterizzate da un quadro regolatorio più equilibrato e chiaro, in particolare in Italia dove il Gruppo prevede di allocare circa 12,2 miliardi di euro di investimenti lordi. Grazie a questa allocazione del capitale, si prevede che l'EBITDA ordinario relativo alle Reti raggiunga circa 8,4 miliardi di euro nel 2026.

INVESTIMENTI LORDI



Investimenti netti grants **~15,2 €mld**

DRIVER PRINCIPALI

Advocacy regolatoria
Leva su framework regolatori che garantiscano una appropriata remunerazione degli investimenti

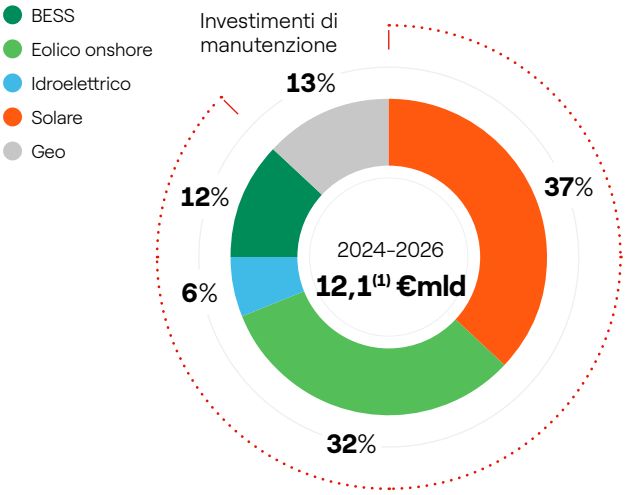
Qualità
Garanzia di alta qualità degli standard ai clienti insieme a bassi livelli di perdite con l'obiettivo di migliorare la profittabilità

Ottimizzazione dell'asset base
Miglioramento del portafoglio rete per massimizzare il valore e la crescita della RAB

Business Integrati - il Gruppo mira ad accrescere i margini nei Business Integrati riducendo i costi di approvvigionamento.

Nelle Rinnovabili, il Gruppo ha pianificato investimenti lordi pari a circa 12,1 miliardi di euro tra il 2024 e il 2026. Nello specifico, il Gruppo prevede di investire su eolico onshore, solare e batterie di accumulo. Un fattore chiave sarà l'innovazione, facendo ricorso al repowering per aumentare l'efficienza degli impianti e ridurre i costi di generazione, oltre che alle batterie di accumulo per migliorare la flessibilità del sistema elettrico e la gestione dei carichi.

INVESTIMENTI LORDI



Cash-in da partnership **~6 €mld**

DRIVER PRINCIPALI

Riduzione LCOE
Continua ottimizzazione di Capex e Opex unitari

Migliorare il profilo rischio-rendimento
Investimenti selezionati secondo una matrice rischio-rendimento differenziata per tecnologie e geografie

Innovazione
Focus su repowering e BESS per migliorare la flessibilità del Sistema e la gestione delle congestioni

Partnership
Far leva sulla contribuzione dei terzi

(1) Non include 0.3 miliardi di euro di equity injection.

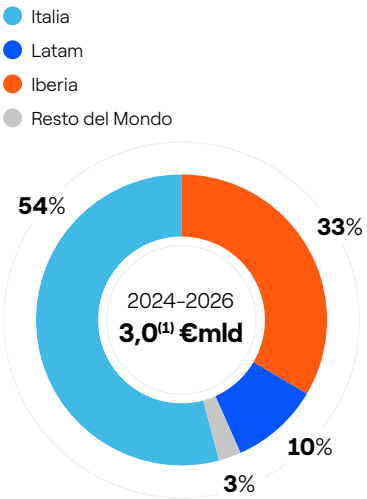
Inoltre, in merito al processo di decarbonizzazione, il Piano prevede di eliminare gradualmente gli investimenti in nuovi asset ad alta intensità di carbonio fino al completo annullamento nel 2025. In particolare, il Gruppo prevede di investire meno del 3% degli investimenti lordi 2024-2026 in generazione termoelettrica, dedicati in gran parte al mantenimento degli impianti esistenti, mentre gli investimenti per lo sviluppo di nuovi impianti saranno sostanzialmente limitati alla conversione da carbone a CCGT della centrale di Fusina, il cui completamento è previsto entro il 2024.
Oltre il 90% dei Gross Capex previsti nel Piano 2024-2026 è allineato agli SDG delle Nazioni Unite, mirando direttamente agli SDG 7 ("Energia accessibile e pulita"), 9 ("Imprese, innovazione e infrastrutture") e 11 ("Città e comunità sostenibili") e contribuendo al contempo all'SDG 13, volto a intraprendere azioni urgenti contro il cambiamento climatico. L'allineamento degli investimenti previsti nel Piano Strategico di Gruppo agli obiettivi di decarbonizzazione e riduzione dei gas serra è definito sulla base di una specifica metodologia in cui gli investimenti in rinnovabili e retail power per loro natura rientrano nell'SDG 7, gli investimenti nella rete di distribuzione rientrano nell'ambito dell'SDG 9 e gli investimenti in Enel X riguardano l'SDG 11. L'oltre 90% sopra citato esclude quindi gli investimenti nella generazione convenzionale (anche quelli di manutenzione) e nel gas retail.

Inoltre, più dell'80% degli investimenti del Gruppo nel periodo 2024-2026 sono allineati alla tassonomia UE grazie al loro sostanziale contributo alla mitigazione del cambiamento climatico.

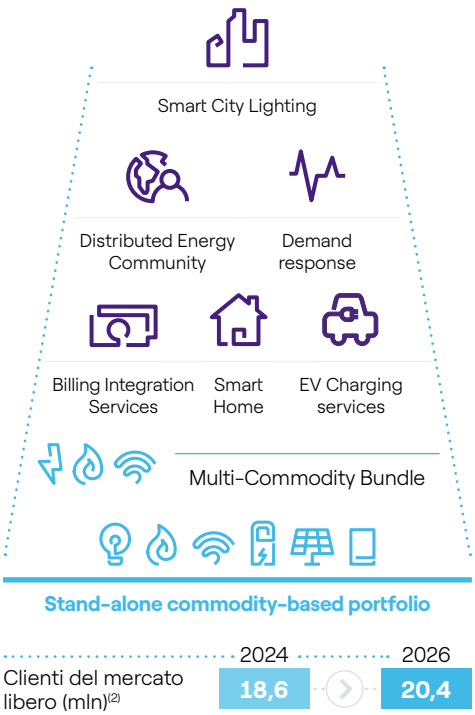
Tra il 2024 e il 2026, si prevede che questo nuovo approccio consentirà al Gruppo di realizzare circa 13,4 GW di nuova capacità rinnovabile in tutte le geografie in cui è presente. Nel 2026 si prevede che la capacità rinnovabile del Gruppo aumenti a circa 73 GW da circa 62 GW del 2023, con la quota di generazione a zero emissioni che raggiungerà circa l'86% rispetto al 75% del 2023 (compresa la capacità gestita).

Nel segmento Clienti, il Gruppo ha pianificato investimenti lordi pari a circa 3 miliardi di euro tra il 2024 e il 2026. Il principale driver della strategia di Gruppo in questo segmento sarà il rafforzamento della centralità del cliente grazie a un touchpoint unico per il Business to Consumer (B2C) e le piccole e medie imprese (PMI), key account dedicati ai principali clienti Business to Business (B2B) e Business to Government (B2G), oltre che a offerte bundled.
Grazie a tali iniziative, si prevede che l'EBITDA ordinario dei Business Integrati raggiunga circa 15,5 miliardi di euro nel 2026, con le rinnovabili come principale fattore di crescita nell'arco di Piano.

INVESTIMENTI LORDI



PROPOSIZIONE COMMERCIALE



Clienti del mercato libero (mln)(2)	2024	2026
	18,6	20,4

DRIVER PRINCIPALI

- **Ribilanciamento geografico**: focus su Italia, Iberia e Latam
- **Centralità del Cliente**: unico touchpoint per B2C e SMEs; Key account manager per Top & Large commodity e servizi
- **Offerte bundle** e leva sulle vendite cross per migliorare l'esperienza del cliente
- **Prioritizzazione dei prodotti** che possano accelerare l'elettrificazione, promuovere la customer loyalty e incrementare la marginalità
- **Ottimizzazione dei processi** per guidare le efficienze su acquisizioni e gestione dei clienti

(1) Lo split non include "Altro".
(2) Power.

Efficienza ed efficacia

Le azioni strategiche del Gruppo saranno guidate dall'equilibrio finanziario. Tra il 2024 e il 2026, il Gruppo prevede di incrementare la sua generazione di cassa, con flussi di cassa complessivi generati dalla gestione operativa (Funds From Operations - FFO) pari a circa 43,8 miliardi di euro che si prevede soddisferanno integralmente il fabbisogno relativo agli investimenti netti e ai dividendi.

Rispetto alla baseline dei costi relativi al 2022, il Gruppo prevede di conseguire una riduzione complessiva dei costi pari a circa 1,2 miliardi di euro nel 2026, di cui 1 miliardo di euro circa in efficienze conseguite ridefinendo processi aziendali, razionalizzando l'organizzazione, ottimizzando il mix tra insourcing e outsourcing, oltre che adottando standard e utilizzando migliori tecnologie da adattare a seconda del Paese. Si prevedono ulteriori risparmi relativi ai business regolati pari a circa 0,2 miliardi di euro.

Le sopra citate iniziative sono inoltre supportate dal piano di dismissioni, che è stato in parte ridefinito per focalizzarsi su una rotazione del portafoglio guidata dal valore degli asset. Si prevede che la realizzazione del piano di dismissioni produrrà un impatto positivo sull'indebitamento finanziario netto stimato in circa 11,5 miliardi di euro tra il 2023 e il 2024.

Sostenibilità finanziaria e ambientale

Si prevede che la generazione dei flussi di cassa, la razionalizzazione dei costi e l'ottimizzazione dei processi si tradurranno in un rafforzamento del merito creditizio del Gruppo.
Nei prossimi tre anni, il Gruppo prevede di ridurre il costo medio dell'indebitamento lordo di 20 punti base, nonostante un contesto di tassi di interesse elevati, raggiungendo circa il 3,8% nel 2026 dal 4,0% di fine 2023, principalmente grazie al rifinanziamento centralizzato.

Sul fronte della sostenibilità ambientale, il Gruppo intende proseguire con la riduzione delle proprie emissioni dirette e indirette di gas a effetto serra, in linea con l'Accordo di Parigi e con lo scenario di 1,5 °C, come certificato dalla Science Based Targets initiative (SBTi). Nello specifico, il Gruppo conferma l'obiettivo di chiudere tutti i rimanenti impianti a carbone entro il 2027, previa autorizzazione delle autorità competenti. Per quanto riguarda la riconversione degli impianti a carbone, il Gruppo valuterà le migliori tecnologie disponibili, sulla base delle esigenze indicate dai gestori delle reti di trasmissione. Il Gruppo conferma la sua ambizione di raggiungere zero emissioni in tutti gli Scope entro il 2040.

Obiettivi finanziari

Si prevede che l'EBITDA ordinario del Gruppo aumenti da 22 miliardi di euro nel 2023 a un valore compreso tra 23,6 e 24,3 miliardi di euro nel 2026. Si prevede che l'utile netto ordinario del Gruppo aumenti da 6,5 miliardi di euro nel 2023 a un valore compreso tra 7,1 e 7,3 miliardi di euro nel 2026.

Il Gruppo conferma una politica dei dividendi semplice e attrattiva con un DPS fisso minimo pari a 0,43 euro per il periodo 2024-2026, con un aumento potenziale fino a un payout del 70% dell'utile netto ordinario in caso di raggiungimento della neutralità dei flussi di cassa. La neutralità dei flussi di cassa è raggiunta se gli FFO coprono interamente gli investimenti netti del Gruppo nonché i dividendi oltre al DPS fisso minimo.

Obiettivi finanziari

Crescita dell'utile	**2023**	**2024**	**2026**
EBITDA ordinario (€mld)	22,0	22,1-22,8	23,6-24,3
Utile netto ordinario (€mld)	6,5	6,6-6,8	7,1-7,3
Creazione di valore			
DPS (€/azione)	0,43	0,43(1)	0,43(1)
		Aumento del DPS fino a un payout del 70% sull'utile netto ordinario in caso di neutralità dei flussi di cassa(2)	

(1) DPS minimo.
(2) La neutralità dei flussi di cassa è raggiunta se i flussi di cassa generati dalla gestione operativa (Funds From Operations, FFO) coprono interamente gli investimenti netti del Gruppo nonché i dividendi oltre al DPS fisso minimo.

Climate change strategy

Framework complessivo e policy

La lotta al cambiamento climatico rappresenta la principale sfida del nostro secolo e, in un contesto come questo, Enel, in qualità di attore globale nel mercato dell'energia, è in prima linea con un ruolo attivo, da un lato, nel guidare la transizione energetica globale verso un valore di zero emissioni come leva di mitigazione e, dall'altro, nel definire le migliori misure di adattamento a cambiamenti che comunque, in frequenza e intensità più o meno grandi, avranno luogo.
L'azione di Enel nei confronti della lotta contro il cambiamento climatico rappresenta pertanto uno dei pilastri portanti della strategia del Gruppo sia nel breve sia nel lungo termine.
Nell'ambito della mitigazione vengono incluse tutte le iniziative tese a ridurre l'impatto che le attività del Gruppo e dei suoi stakeholder provocano sul clima, ossia *in primis* tutte le azioni tese a diminuire le emissioni di gas serra.
Nell'ambito dell'adattamento ricadono, invece, tutte le iniziative che Enel implementa per rendere più resilienti gli asset, aumentare le capacità di risposta a eventi climatici estremi, ideare opzioni strategiche e business model che si rivolgano a esigenze diverse in un clima che cambia.
In ognuno dei due ambiti le sfide presentano opportunità che la strategia del Gruppo vuole cogliere. Adattarsi al cambiamento climatico, nella visione di Enel, significa anche esplorare nuove opportunità di business legate al mutato contesto, sviluppare nuove tecnologie e creare valore dalle competenze acquisite. Mitigare l'impatto del cambiamento climatico significa anche investire nella ricerca di tecnologie innovative che permettano un'economia più green by design o che migliorino, tra le altre cose, performance e circolarità.
Un ruolo fondamentale giocano l'esperienza maturata e le considerazioni legate ai possibili scenari climatici, visti in precedenza, utilizzati per indirizzare entrambi gli ambiti. Il Gruppo, come verrà approfondito nella sezione relativa ai rischi e alle opportunità legati al cambiamento climatico, si è anche dotato di una policy interna per la valutazione e la gestione delle sfide a esso legate.

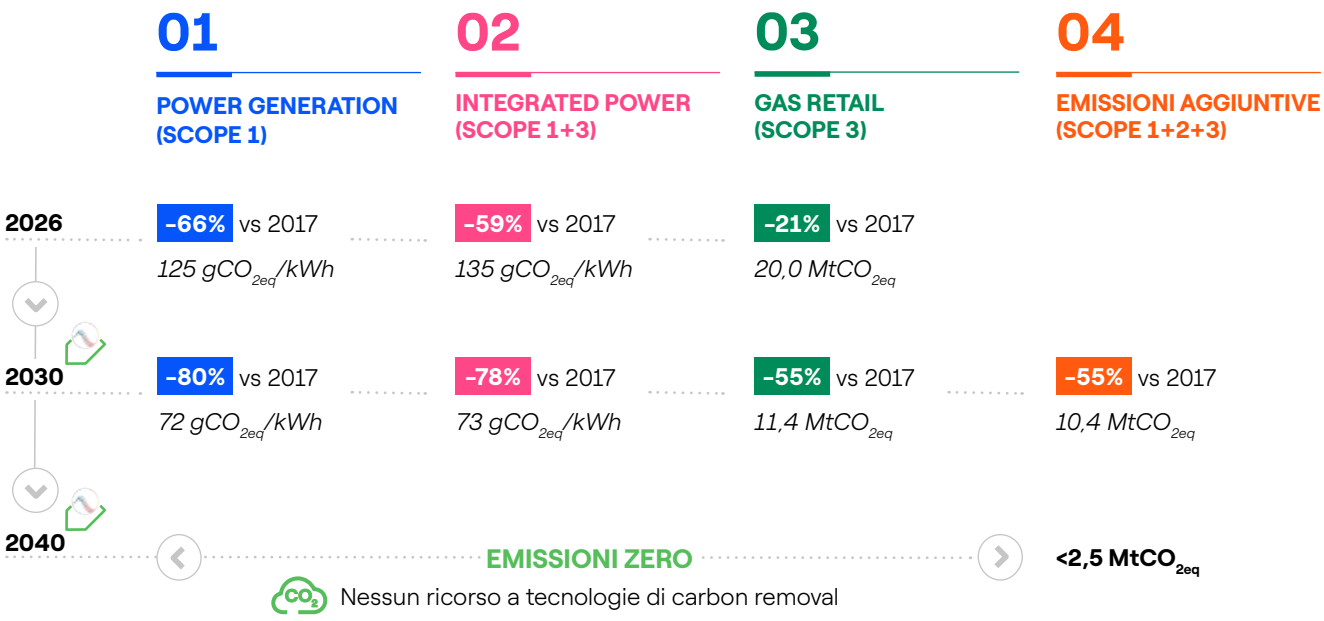
Ambizione emissioni zero

Tra i primi firmatari, nel 2019, della campagna "Business Ambition for 1.5 °C" promossa dalle Nazioni Unite e da altre istituzioni, il Gruppo Enel ha dichiarato pubblicamente il suo impegno a sviluppare un modello di business in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi (COP 21) per limitare l'aumento medio della temperatura globale a 1,5 °C.
L'impegno di Enel nel contrastare il cambiamento climatico ha raggiunto un nuovo traguardo storico nel 2022: il Gruppo ha, infatti, definito una roadmap di decarbonizzazione, che copre sia le emissioni dirette sia quelle indirette lungo tutta la catena di valore del Gruppo, composta da quattro target certificati dalla Science Based Targets initiative (SBTi), in linea con la limitazione del riscaldamento globale a 1,5 °C.
I nuovi obiettivi certificati di Enel fanno seguito all'ambizione stabilita dall'azienda nel 2021, quando ha anticipato di dieci anni, dal 2050 al 2040, il proprio impegno ad azzerare le emissioni.
L'ambizione di Enel va oltre quanto certificato da SBTi e mira a spianare la strada per consentirle di diventare un'azienda a emissioni zero entro il 2040. Infatti, la roadmap certificata prevede attualmente di abbattere tutte le emissioni dirette e indirette di gas a effetto serra (GHG) di circa il 99% entro il 2040 rispetto al 2017 in tutta la sua catena del valore, ben oltre la soglia complessiva fissata dagli standard internazionali (90%). Inoltre, il Gruppo mira a raggiungere una riduzione del 100% di tutte le emissioni, nell'ottica di un superamento, nel breve-medio periodo, di fattori esogeni, come lo sviluppo di nuove soluzioni tecnologiche nella catena di fornitura su larga scala o l'attuazione di alcune strategie di mercato e politiche. Enel collabora attivamente con fornitori, clienti e policy maker per promuovere soluzioni e accelerare le azioni necessarie.

La roadmap di decarbonizzazione di Enel è incentrata sulla promozione di soluzioni di elettrificazione, accompagnate dal completamento del phase-out dei combustibili fossili e sull'accelerazione dello sviluppo delle fonti rinnovabili, nonché sulla digitalizzazione e sul potenziamento della rete. Conscia dell'impatto sociale che la strategia di decarbonizzazione comporta, Enel sostiene i princípi di una transizione giusta, così come definiti nelle Just Transition Guidelines dell'Organizzazione Internazionale del Lavoro (OIL) che si estrinseca in azioni di riqualificazione, aggiornamento professionale e autoapprendimento nel caso dei lavoratori diretti e indiretti, di supporto in ottica di diversificazione del business e maggior resilienza per la catena di fornitura, in opportunità di lavoro per le comunità nell'area di influenza e di facilitazione all'accesso a prodotti e servizi per i clienti.

La roadmap di decarbonizzazione include le seguenti milestone di business:

TARGET DI RIDUZIONE DELLE EMISSIONI GHG CONVALIDATI DA SBTi IN COERENZA CON IL PERCORSO 1,5 °C



Target di medio e lungo termine convalidati da SBTi nel dicembre 2022 secondo il Net Zero Standard e allineati al percorso 1,5 °C

- Entro il 2026, Enel porterà le rinnovabili a circa il 78% della capacità totale, considerando anche le batterie e tutta la capacità gestita (Ownership, Partnership e Stewardship). Per accelerare lo sviluppo delle energie rinnovabili, nel periodo 2024-2026 il Gruppo investirà 12,1 miliardi di euro, installando 13,4 GW di nuova capacità rinnovabile (facendo anche leva sul supporto di terze parti), e raggiungendo così i 73 GW di capacità rinnovabile installata entro il 2026, con una quota di generazione a zero emissioni che raggiungerà circa l'86% (inclusa la produzione gestita). Inoltre, il progresso verso la digitalizzazione delle reti aumenterà la quota di clienti digitalizzati al 71%.
- Entro il 2027, Enel prevede di completare il phase-out di tutte le sue centrali a carbone, convertendo i siti per altri usi tenuto conto delle esigenze del sistema Paese.
- Entro il 2030, proseguendo con il trend di investimenti per accelerare la transizione energetica già mostrato negli ultimi anni, Enel raggiungerà una capacità rinnovabile pari a circa l'85% (compresa la capacità gestita), con una quota di generazione a zero emissioni che raggiungerà circa il 90% (compresa la produzione gestita), e il 100% dei clienti della rete completamente digitalizzato.
- Entro il 2040 il parco generazione sarà rinnovabile al 100% e il Gruppo sarà uscito dalle attività sia di generazione sia di vendita al dettaglio del gas, con il 100% dell'elettricità venduta prodotta da fonti rinnovabili.

AMBIZIONE EMISSIONI ZERO

Enel si impegna al raggiungimento delle emissioni zero entro il 2040 e allo sviluppo di un modello di business in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi (COP 21) per limitare l'aumento medio della temperatura globale al di sotto di 1,5 °C.

Per tale motivo il Gruppo ha definito una roadmap di decarbonizzazione, che copre sia le emissioni dirette sia quelle indirette lungo tutta la catena di valore, composta da quattro target certificati dalla Science Based Targets initiative (SBTi) a dicembre 2022, in linea con lo standard Net Zero.

TARGET GHG	Intensità emissioni GHG Scope 1 relative alla produzione di energia		
Attività di business principale	Produzione di elettricità		
Tipologia di attività nella catena del valore	Attività diretta		
Stakeholder impattati o coinvolti	• Clienti e consumatori di energia elettrica • Società e Ambiente		
Fonti GHG coperte (GHG Protocol)[1]	95% delle emissioni GHG Scope 1[2]		
Tempistiche	Breve termine (2026)	Medio termine (2030)	Lungo termine (2040)
Target GHG	**125** gCO_{2eq}/kWh	**72** gCO_{2eq}/kWh	**0** gCO_{2eq}/kWh **Emissioni zero**
% riduzione rispetto al 2017 (baseline SBTi)	-66%	-80%	-100%
% riduzione rispetto al 2023 (anno di reporting)	-22%	-55%	-100%
Scenario climatico	1,5 °C[3]	1,5 °C (certificato SBTi)	1,5 °C (certificato SBTi)
Principali driver e azioni a futuro	• Phase-out graduale della capacità a carbone nel periodo 2024-2026, con la prevista chiusura delle centrali Federico II e Torrevaldaliga Nord in Italia (con una capacità complessiva di circa 3,6 GW). • Investire 12,1 miliardi di euro per accelerare lo sviluppo delle energie rinnovabili, installando 13,4 GW di nuova capacità rinnovabile nel periodo 2024-2026 (di cui circa 11,3 GW consolidati), raggiungendo 73 GW di capacità rinnovabile entro il 2026 (inclusivo del BESS). • Proseguire nel processo di decarbonizzazione della generazione di elettricità, portando il parco di generazione aziendale a essere composto per il 78% da impianti rinnovabili nel 2026, raggiungendo nello stesso anno un livello di produzione a zero emissioni pari all'86% sul totale, considerando la produzione consolidata e gestita. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal per raggiungere il target.	• Proseguire nel processo di decarbonizzazione della generazione di elettricità, grazie a investimenti a livello di Gruppo che porteranno al 2030 il parco di generazione aziendale a essere composto per circa l'85% da impianti rinnovabili, raggiungendo così un livello di produzione a zero emissioni pari al 90% sul totale, considerando la produzione consolidata e gestita. • Uscita dalla generazione a carbone, che è prevista entro il 2027 a livello globale. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal per raggiungere il target.	• Uscire dal business della generazione di elettricità da capacità termica, raggiungendo un mix energetico 100% rinnovabile. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal per raggiungere il target.
Risultati e principali azioni svolte nel 2023	**Risultato del KPI nel 2023: 160 gCO_{2eq}/kWh** • Circa 5,9 miliardi di euro investiti nelle rinnovabili nel 2023. • Nuova capacità rinnovabile installata consolidata pari a 4 GW nel 2023, raggiungendo una capacità totale consolidata pari a 55,5 GW nel 2023. • Incremento della produzione rinnovabile consolidata pari a +13% rispetto al 2022, rappresentando il 61% del totale della produzione consolidata nel 2023. • Riduzione della capacità termoelettrica di circa 5,1 GW rispetto al 2022, includendo la chiusura di due impianti a carbone (per un totale di circa 2 GW) e la vendita degli impianti a gas in Argentina (per un totale di circa 3 GW) e in Colombia (per un totale di circa 0,2 GW). • Riduzione della produzione termoelettrica pari al 38% rispetto al 2022 (in particolare con una riduzione del 45% della produzione a carbone), rappresentando il 27% del totale della produzione nel 2023.		

TARGET GHG	Intensità emissioni GHG Scope 1 e 3 relative all'Integrated Power		
Attività di business principale	Vendita di elettricità		
Tipologia di attività nella catena del valore	• Attività dirette (produzione di elettricità) • Attività a monte della catena del valore (acquisto di energia da altri produttori per vendita al cliente finale)		
Stakeholder impattati o coinvolti	• Clienti e consumatori di energia elettrica • Produttori di energia elettrica (peers) • Società e Ambiente		
Fonti GHG coperte (GHG Protocol)[1]	• 95% delle emissioni GHG Scope 1 • 42% delle emissioni GHG Scope 3 (corrispondente al 78% delle emissioni GHG Scope 3 - categoria 3)		
Tempistiche	Breve termine (2026)	Medio termine (2030)	Lungo termine (2040)
Target GHG	**135** gCO_{2eq}/kWh	**73** gCO_{2eq}/kWh	**0** gCO_{2eq}/kWh **Emissioni zero**
% riduzione rispetto al 2017 (baseline SBTi)	-59%	-78%	-100%
% riduzione rispetto al 2023 (anno di reporting)	-20%	-57%	-100%
Scenario climatico	1,5 °C[3]	1,5 °C (certificato SBTi)	1,5 °C (certificato SBTi)
Principali driver e azioni a futuro	• Aumentare la quota di energia rinnovabile venduta ai clienti, incrementando la produzione rinnovabile del Gruppo e ottimizzando il portafoglio clienti proseguendo nella strategia di bilanciamento tra domanda e offerta. • In Europa incrementare dal circa 65% del 2023 a oltre l'80% nel 2026 la quota di vendite ai clienti finali a prezzo fisso coperta da produzione a zero emissioni. • In America Latina mantenere una copertura del 100% delle vendite ai clienti finali da produzione a zero emissioni (anche tramite PPA). • In Nord America mantenere una copertura del 100% delle vendite ai clienti finali da produzione a zero emissioni. • Proseguire nel processo di decarbonizzazione della generazione di elettricità, incrementando il livello di produzione a zero emissioni dal 75% nel 2023 (compresa la capacità gestita) all'86% sul totale nel 2026, considerando la produzione consolidata e gestita. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal per raggiungere il target.	• Proseguire nella strategia di bilanciamento tra domanda e offerta e incremento della quota di elettricità venduta a prezzo fisso coperta da generazione carbon free. • Proseguire nel processo di decarbonizzazione della generazione di elettricità, raggiungendo circa il 90% di produzione a zero emissioni sul totale nel 2030. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal per raggiungere il target.	• Al 2040 arrivare al 100% di vendita di energia coperto da fonti rinnovabili. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal per raggiungere il target.
Risultati e principali azioni svolte nel 2023	**Risultato del KPI nel 2023: 168 gCO_{2eq}/kWh** • Incremento della produzione rinnovabile consolidata del Gruppo del 13% nel 2023 rispetto al 2022. • Riduzione del 7% del gap tra le vendite di energia ai clienti finali e la produzione propria nei Paesi in cui il Gruppo ha avuto una posizione integrata nel 2023, rispetto al 2022.		

TARGET GHG	Emissioni GHG assolute Scope 3 relative alla vendita di gas nel mercato finale		
Attività di business principale	Vendita di gas al cliente finale		
Tipologia di attività nella catena del valore	• Attività a valle della catena del valore		
Stakeholder impattati o coinvolti	• Clienti gas • Società e Ambiente		
Fonti GHG coperte (GHG Protocol)[1]	• 30% delle emissioni GHG Scope 3 (corrispondente al 100% delle emissioni GHG Scope 3 - categoria 11)		
Tempistiche	Breve termine (2026)	Medio termine (2030)	Lungo termine (2040)
Target GHG	**20,0** $MtCO_{2eq}$	**11,4** $MtCO_{2eq}$	**0** $MtCO_{2eq}$ **Emissioni zero**
% riduzione rispetto al 2017 (baseline SBTi)	-21%	-55%	-100%
% riduzione rispetto al 2023 (anno di reporting)	–[4]	-32%	-100%
Scenario climatico	n.a.[5]	1,5 °C (certificato SBTi)	1,5 °C (certificato SBTi)
Principali driver e azioni a futuro	• Promuovere il passaggio dei clienti dal gas all'elettricità (soprattutto clienti residenziali) attraverso la promozione di tecnologie elettriche più efficienti (per esempio, pompe di calore per il riscaldamento domestico o piani a induzione nelle cucine), portando il consumo unitario di energia elettrica annua del cliente energia Business to Consumer del mercato libero (Italia e Iberia) da 2,65 MWh del 2023 a circa 2,9 MWh nel 2026 e aumentando così il tasso di elettrificazione dei clienti. • Destinare il 32% degli investimenti nelle reti nel periodo 2024-2026 alle connessioni, anche per consentire la crescita di generazione distribuita e quindi promuovere l'elettrificazione dei consumi dei clienti finali. Si prevede che il numero di connessioni alla generazione distribuita raddoppi nel triennio raggiungendo i 4 milioni nel 2026. • Raggiungere volumi di gas venduti ai clienti finali di circa 8,4 bcm nel 2026. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal per raggiungere il target.	• Promuovere il passaggio dei clienti dal gas all'elettricità (soprattutto clienti residenziali) attraverso la promozione di tecnologie elettriche più efficienti (per esempio, pompe di calore per il riscaldamento domestico o piani a induzione nelle cucine), portando il consumo unitario di energia elettrica annua del cliente energia Business to Consumer del mercato libero (Italia e Iberia) a circa 3,5 MWh nel 2030 e aumentando così il tasso di elettrificazione dei clienti. • Continuare a investire nelle reti di distribuzione accompagnando la crescita di generazione distribuita e quindi promuovere l'elettrificazione dei consumi dei clienti finali, fino a raggiungere i 6 milioni di connessioni alla generazione distribuita nel 2030. • Ottimizzare il portafoglio gas dei clienti (specialmente clienti industriali), continuando nella riduzione dei volumi di gas venduti fino a raggiungere circa 5,3 bcm nel 2030. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal per raggiungere il target.	• Raggiungere il 100% di vendita di energia ai clienti finali coperta da fonti rinnovabili entro il 2040. • Uscire dal business della vendita di gas alla clientela retail entro il 2040. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal per raggiungere il target.
Risultati e principali azioni svolte nel 2023	**Risultato del KPI nel 2023: 16,8** $MtCO_{2eq}$ • 6,2 milioni di clienti gas nel 2023, in riduzione del 6% rispetto al 2022. • Vendita di gas nel 2023 di 8,3 bcm, riduzione del 19% rispetto al 2022. • 3,6 milioni di nuove connessioni nel 2023.		

TARGET GHG	Emissioni aggiuntive Scope 1-2-3	
Attività di business principale	• Distribuzione di elettricità (Scope 1 e 2) • Gestione della flotta di veicoli, edifici e altri asset (Scope 1 e 2) • Gestione della catena di fornitura (Scope 3) • Acquisto di combustibili (Scope 3)	
Tipologia di attività nella catena del valore	• Attività dirette (distribuzione di elettricità e gestione della flotta, degli edifici e altri asset del Gruppo) • Attività a monte della catena del valore (catena di fornitura di prodotti e servizi e filiera dei combustibili)	
Stakeholder impattati o coinvolti	• Clienti e consumatori di energia elettrica • Produttori di energia elettrica (peers) • Fornitori di prodotti e servizi • Fornitori di oil&gas • Società e Ambiente	
Fonti GHG coperte (GHG Protocol)[1]	• 0,5% delle emissioni GHG Scope 1 • 100% delle emissioni GHG Scope 2 • Target 2030[6]: 15% delle emissioni GHG Scope 3 (corrispondente al 17% delle emissioni Scope 3 - categoria 1 e al 22% della categoria 3) • Target 2040[6]: 18% delle emissioni GHG Scope 3 (corrispondente al 35% delle emissioni Scope 3 - categoria 1 e al 22% della categoria 3)	
Tempistiche	Medio termine (2030)	Lungo termine (2040)
Target GHG	**10,4** $MtCO_{2eq}$	**<2,5** $MtCO_{2eq}$ **Emissioni Net Zero**
% riduzione rispetto al 2017 (baseline SBTi)	-55%	-90%
% riduzione rispetto al 2023 (anno di reporting)	-12%	-83%
Scenario climatico	1,5 °C (certificato SBTi)	1,5 °C (certificato SBTi)
Principali driver e azioni a futuro	• Investire un totale di 18,6 miliardi di euro nelle reti nel periodo 2024-2026, di cui il 50% per migliorare la resilienza, la qualità e la digitalizzazione delle reti, contribuendo in tal modo a ridurre le perdite di rete e le relative emissioni di gas serra. Sostituire i componenti esistenti dell'infrastruttura della rete di distribuzione con soluzioni SF_6 free. • Implementare un approccio circolare di approvvigionamento, incrementare il numero dei contratti che includono la misurazione dell'impronta carbonica dei prodotti e servizi acquistati da Enel incentivando la riduzione della stessa in un percorso di decarbonizzazione condiviso con i fornitori. Rafforzare il dialogo con i produttori di materie prime e con le altre utility per definire strategie comuni di decarbonizzazione efficaci e a lungo termine. • Uscire gradualmente dalla generazione a carbone entro il 2027, mitigando tutte le emissioni GHG legate alla fornitura di carbone. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal per raggiungere il target.	• Promuovere la digitalizzazione della rete e sostituire i componenti esistenti dell'infrastruttura della rete di distribuzione con soluzioni SF_6 free. • Implementare un approccio circolare di approvvigionamento, incrementare il numero dei contratti che includono la misurazione dell'impronta carbonica dei prodotti e servizi acquistati da Enel incentivando la riduzione della stessa in un percorso di decarbonizzazione condiviso con i fornitori. Rafforzare il dialogo con i produttori di materie prime e con le altre utility per definire strategie comuni di decarbonizzazione efficaci e a lungo termine. • Azzerare le emissioni legate alle attività di estrazione di gas, essendo il Gruppo completamente uscito dalle attività sia di generazione di elettricità da gas sia di vendita di gas a clienti finali. • Neutralizzare la quota residuale attraverso azioni di carbon removal (acquisto di certificati legati a progetti nature-based o technology-based nei mercati volontari di carbone, secondo gli standard internazionali) qualora la mitigazione completa delle emissioni non sia fattibile a causa di fattori esogeni (tecnologici, di mercato o regolatori).
Risultati e principali azioni svolte nel 2023	**Risultato del KPI nel 2023: 11,9 $MtCO_{2eq}$ (secondo il perimetro target 2017-2030) e 13,5 $MtCO_{2eq}$ (secondo il perimetro target 2017-2040)[6]** • 5,4 miliardi di euro investiti sulla rete nel 2023. • Riduzione del 43% dell'ammontare di carbone combusto negli impianti termoelettrici. • Riduzione del 41% del volume di gas naturale combusto negli impianti termoelettrici rispetto al 2022 (influenzato anche dalla vendita di impianti a gas in Russia e Argentina), e riduzione del 19% del volume di gas venduto nel mercato finale rispetto al 2022. • Riduzione dell'8% del consumo di elettricità negli impianti di generazione e negli edifici del Gruppo. • Riduzione del 24% del valore intensivo (tCO_{2eq}/mln€) della catena di fornitura nel 2023 rispetto al 2022, raggiungendo 684 tCO_{2eq}/mln€.	

COPERTURA TOTALE DELLE EMISSIONI SCOPE 1-2-3 NEL 2023

- **95,5%** delle emissioni GHG Scope 1 (target 2026, 2030, 2040)
- **100%** delle emissioni GHG Scope 2 (target 2030, 2040)
- **87%** (target 2017-2030) e **90%** (target 2017-2040) delle emissioni GHG Scope 3[6]

(1) Percentuali basate sulle emissioni totali di GHG nel 2023.
(2) Sono state escluse le emissioni GHG Scope 1 marginali che non sono direttamente correlate al processo di combustione dei combustibili fossili per la produzione di energia elettrica nelle centrali termoelettriche. Queste emissioni includono anche l'utilizzo di servizi ausiliari nell'attività di distribuzione. In particolare, nel 2023 si è verificato un utilizzo straordinariamente superiore di questi servizi in Brasile per far fronte all'emergenza meteorologica verificatasi a San Paolo a novembre 2023 che ha provocato l'interruzione del funzionamento della rete. In ogni caso, le emissioni di GHG Scope 1 e 2 coperte da tutti i target sopracitati sono complessivamente pari a 95,8%, e pertanto superiori alla soglia del 95% richiesta dall'iniziativa Science Based Targets e dal GHG Protocol.
(3) Il target soddisfa il percorso di 1,5 °C stabilito dalla SBTi per il settore dei servizi elettrici (approccio di decarbonizzazione settoriale, SDA), anche se non ha potuto essere validato ufficialmente perché la SBTi non certifica target con tempistiche inferiori a cinque anni dalla data di presentazione.
(4) Nel 2023 la vendita di gas si è ridotta considerevolmente rispetto agli anni precedenti. Inoltre, è stato implementato un cambiamento metodologico nell'utilizzo dei fattori di conversione. Questi due elementi hanno portato a un valore al di sotto del target previsto per il 2026.
(5) Il target non ha potuto essere validato ufficialmente perché la SBTi non certifica target con tempistiche inferiori a cinque anni dalla data di presentazione. Inoltre, la SBTi non ha definito un approccio di decarbonizzazione settoriale per queste tipologie di emissioni, per cui il livello di ambizione non può essere verificato.
(6) Sono stati definiti due diversi limiti percentuali al target per le emissioni GHG Scope 3 della catena di fornitura, come consentito dalla metodologia SBTi, che richiede di coprire almeno il 67% delle emissioni Scope 3 per il target 2030, e almeno il 90% per il target 2040.

Adattamento: la resilienza, la risposta e le nuove opzioni del Gruppo di fronte al cambiamento climatico (approccio Climate Adaptation Model)

Il Gruppo implementa soluzioni di adattamento agli eventi meteo e climatici, al fine di gestire efficacemente i fenomeni cronici e acuti di interesse per ogni attività e Linea di Business.
Le soluzioni di adattamento possono riguardare sia azioni implementate nel breve periodo sia eventuali decisioni di lungo termine, come la pianificazione di investimenti in risposta ai fenomeni climatici. Le attività di adattamento comprendono anche le procedure, le policy e le best practice per resilienza, risposta e innovazione.
Per i nuovi investimenti, si può inoltre agire già nella fase di progettazione e costruzione, per ridurre by design l'impatto dei rischi climatici (per esempio attraverso valutazione del rischio e della vulnerabilità in fase di progettazione) e per tener conto degli eventuali effetti cronici (per esempio l'inclusione degli scenari climatici nelle stime sulle risorse rinnovabili nel lungo termine).

Identificati i fenomeni meteo e climatici di interesse, le attività implementate per massimizzare la capacità di adattamento possono essere classificate come segue.

- Response Management - Gestione eventi avversi: procedure per prepararsi in anticipo ad affrontare eventi estremi (per esempio l'acquisizione di dati meteo previsionali a breve termine e formazione) e procedure per il ripristino delle normali attività nel più breve periodo di tempo (per esempio la definizione di procedure operative e organizzative da mettere in pratica in caso di eventi critici).
- Resiliency Measures - Potenziamento della resilienza degli asset: attività e interventi mirati a incrementare la resistenza degli asset, come per esempio la valutazione quantitativa dei potenziali rischi acuti e cronici per definire al meglio sia requisiti in fase di design sia azioni da implementare su asset esistenti.
- Nuove opzioni di business - Ideazione di nuovi business o prodotti che vadano ad adattarsi ai cambiamenti futuri del clima, in modo da facilitare l'adattamento anche delle comunità e degli stakeholder connessi al Gruppo.

Per valutare gli impatti dei cambiamenti climatici al servizio delle decisioni industriali e strategiche, volte quindi a implementare misure di adattamento secondo lo schema sopra descritto, il Gruppo sta investendo risorse nello sviluppo di modelli quantitativi che utilizzano, tra l'altro, dati di scenario climatico per valutare l'impatto del cambiamento climatico su specifici asset/attività produttive.

Valutazione dei rischi e delle opportunità legati al Piano Strategico

Il Piano Strategico del Gruppo viene accompagnato da un'accurata analisi dei rischi e delle opportunità a esse connessi.
L'identificazione dei rischi e delle opportunità all'interno del processo di pianificazione strategica e industriale del Gruppo Enel è disegnata per migliorare il profilo di rischio-rendimento del Gruppo.
Sebbene la strategia sottostante il Piano, come sopra descritto, preveda un'attenta fase di analisi e verifica delle variabili e dei fattori di rischio strategico, permangono comunque assunzioni di scenario, o riguardanti eventi futuri, che non necessariamente si verificheranno o non avranno luogo nella misura assunta, dipendendo da variabili non controllabili dal management. Nelle evoluzioni si potranno verificare sia upside sia downside.
Annualmente, prima di poter approvare il Piano Strategico, viene presentata al Comitato Controllo e Rischi nominato dal Consiglio di Amministrazione, un'analisi quantitativa dei rischi e delle opportunità legate al posizionamento strategico del Gruppo. In particolare, vengono individuati i fattori di rischio quali le variabili macroeconomiche ed energetiche (come i tassi di cambio, l'inflazione, le commodity e le domande elettriche), il regolatorio, i fenomeni meteoclimatici e i principali rischi legati alla strategia.
In base alla natura dei fattori di rischi e opportunità, si sceglie la modalità di analisi che ne rappresenti al meglio la volatilità. In particolare, si opta per un'analisi di tipo deterministico basata su what-if relative alle possibili evoluzioni delle principali variabili di mercato e del business rispetto ai principali fattori di rischio per l'execution del Piano Industriale, e per un'analisi di tipo probabilistico per valutare la variabilità della risorsa rinnovabile.

Focalizzandosi sull'analisi di rischio scenaristica per il Piano Strategico, i tassi di cambio, le domande elettriche e la volatilità dei prezzi dell'energia e delle commodity, assieme alle possibili review dei framework regolatori e possibili variazioni nella strategia commerciale e di sourcing, rappresentano la quasi totalità della volatilità. In particolare, tra le valute più impattanti, oltre al dollaro, risultano il peso cileno, quello colombiano e il real brasiliano. In merito alla volatilità dei prezzi dell'energia e della variabilità delle commodity sui margini, l'Italia e la Spagna descrivono la quasi totalità dell'esposizione.
Seguendo gli altri fattori di rischio, come quelli legati ai fenomeni meteoclimatici, si evince che la diversificazione geografica permette di ridurre significativamente l'esposizione dovuta alla variabilità delle risorse rinnovabili – fattore molto positivo considerando il posizionamento del Gruppo e la progressiva crescita in energie rinnovabili. Inoltre, in ottica di cambiamento climatico, il rischio legato agli effetti "cronici", risulta essere poco significativo nel triennio di Piano.

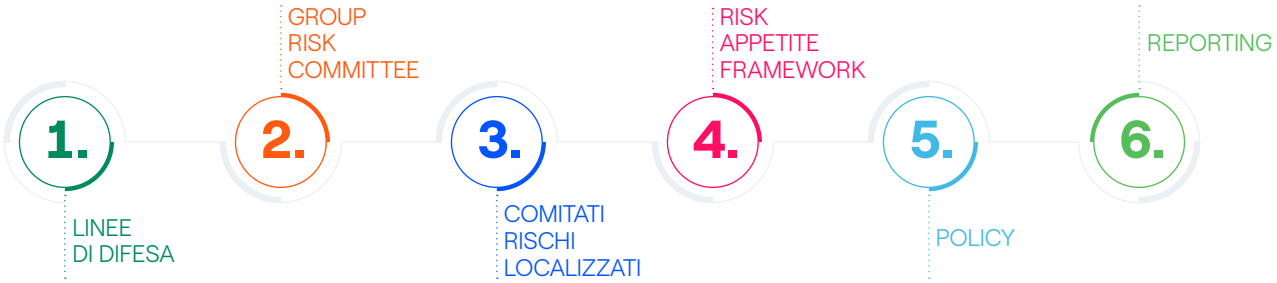
RISK MANAGEMENT

Il modello di risk governance del Gruppo Enel

Il Gruppo Enel, nello svolgimento della propria attività industriale e commerciale, è esposto a rischi che potrebbero influenzare i risultati economici e finanziari se non efficacemente monitorati, gestiti e mitigati.
A tal riguardo, in coerenza con l'architettura del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi (SCIGR) adottato da Enel, il Gruppo si è dotato anche di un modello di risk governance basato su alcuni "pilastri" di seguito descritti, nonché di una tassonomia omogenea dei rischi (c.d. "risk catalogue") che ne agevola la gestione e la rappresentazione organica.

I "pilastri" della risk governance

Enel ha adottato un framework di riferimento in materia di risk governance che viene declinato in maniera puntuale mediante specifici presídi di gestione, monitoraggio, controllo e reporting per ciascuna delle categorie di rischio individuate.
Il modello di risk governance del Gruppo è in linea con le migliori pratiche nazionali e internazionali di gestione dei rischi e si fonda sui seguenti pilastri:



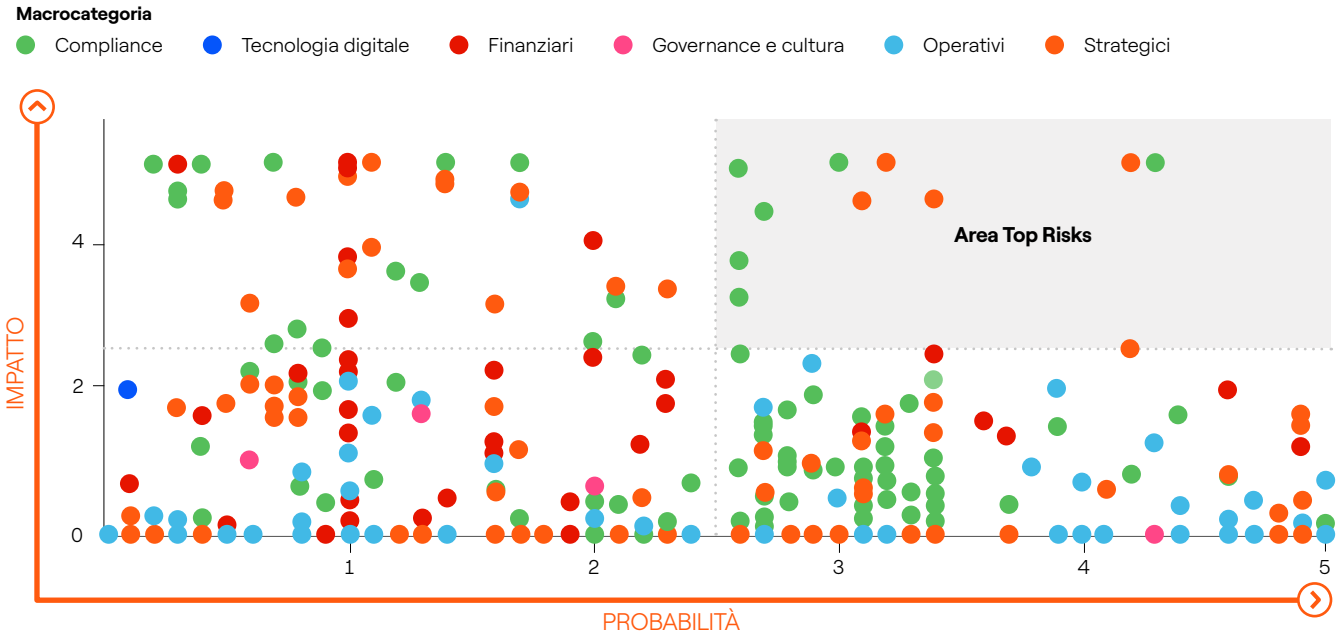
- Linee di difesa. Il Gruppo adotta presidi strutturati su tre linee di difesa per le attività di gestione, monitoraggio e controllo dei rischi, nel rispetto della segregazione dei ruoli nei principali perimetri in relazione ai rischi rilevanti.
- Group Risk Committee. A tale organo, istituito a livello manageriale e presieduto dall'Amministratore Delegato, spettano le attività di indirizzo strategico e di supervisione della gestione dei rischi attraverso:
  - l'analisi delle principali esposizioni e i principali temi di rischio del Gruppo;
  - l'adozione di specifiche policy di rischio applicabili alle società del Gruppo, al fine di individuare i ruoli e le responsabilità per i processi di gestione, monitoraggio e controllo dei rischi, nel rispetto del principio della separazione organizzativa fra le strutture preposte alla gestione e quelle responsabili del monitoraggio e del controllo dei rischi;
  - l'approvazione di specifici limiti operativi, autorizzandone, laddove necessario e opportuno, deroghe operative a fronte di specifiche circostanze o esigenze;
  - la definizione di strategie di risposta al rischio.

  Il Group Risk Committee si riunisce generalmente quattro volte l'anno e può essere altresì convocato, laddove se ne ravvisi la necessità, dall'Amministratore Delegato e dal responsabile dell'unità "Risk Control", collocata all'interno della Funzione "Administration, Finance and Control".
- Sistema integrato e diffuso di comitati rischi localizzati. La presenza di specifici comitati rischi locali, articolati secondo le principali Linee di Business Globali e aree geografiche del Gruppo e presieduti dai rispettivi responsabili apicali, garantisce un adeguato presidio sui rischi maggiormente caratterizzanti a livello locale. Il coordinamento di tali comitati con il Group Risk Committee facilita l'opportuna condivisione con il top management del Gruppo delle informazioni e delle strategie di mitigazione delle esposizioni più rilevanti, nonché

l'attuazione a livello locale degli indirizzi e delle strategie definite a livello di Gruppo.

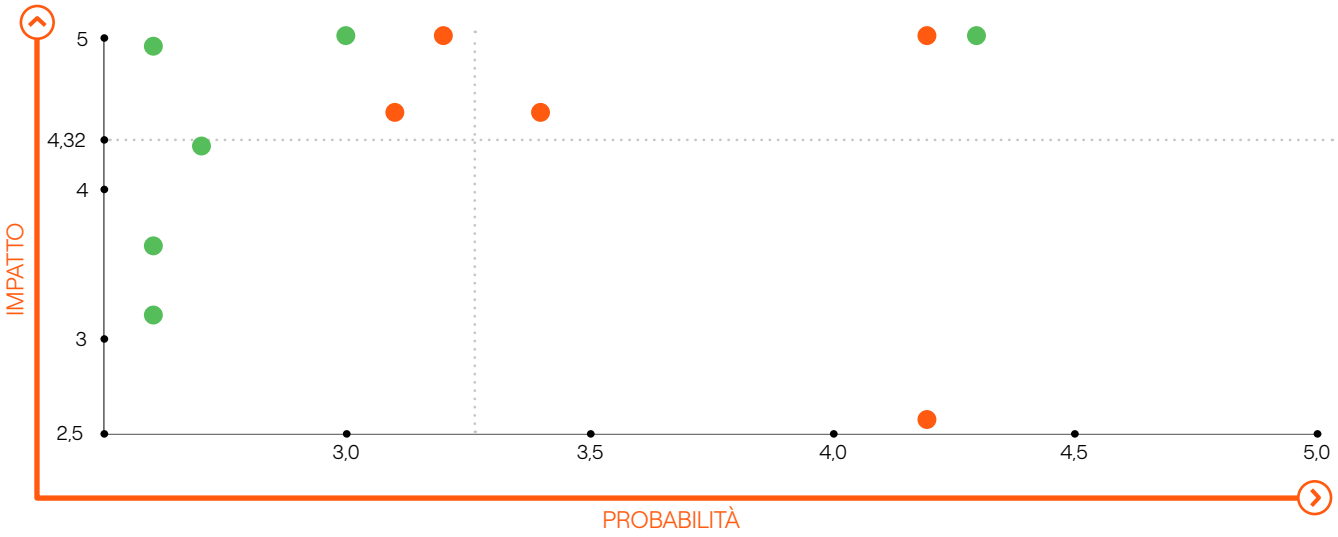
- Risk Appetite Framework (RAF). Il Risk Appetite Framework costituisce il quadro di riferimento per la determinazione della propensione al rischio ed è un sistema integrato e formalizzato di elementi che consentono la definizione e l'applicazione di un approccio univoco alla gestione, misurazione e controllo di ciascun rischio. Il RAF è sintetizzato nel Risk Appetite Statement, documento che descrive in maniera sinottica le strategie di rischio identificate e gli indicatori e/o limiti applicabili a ciascun rischio.
- Policy di rischio. L'allocazione delle responsabilità, i meccanismi di coordinamento e le principali attività di controllo sono rappresentate in specifiche policy e documenti organizzativi definiti secondo specifici *iter* approvativi che coinvolgono le strutture aziendali direttamente interessate.
- Reporting. Appositi e regolari flussi informativi su esposizioni e metriche di rischio, declinati a livello di Gruppo e di singole Linee di Business Globali o geografie, consentono al top management e agli organi sociali di Enel di avere una visione integrata delle principali esposizioni al rischio del Gruppo, sia attuali sia prospettiche.
- Risk Landscape Enel Group©. Il Gruppo, in base alla risk governance e in base alle norme internazionali del Risk Management ISO 31000:2018, monitora costantemente i rischi grazie a un processo supportato da uno strumento di data visualization (e-Risk Landscape©). Tale sistema raccoglie e organizza i contributi provenienti dalle diverse geografie e delle Linee di Business di Gruppo categorizzandole in base alla definizione del risk catalogue adottato dal Gruppo. Il processo di monitoraggio e controllo prevede l'assegnazione di metriche basate sulla probabilità di occorrenza degli eventi di rischio (likelihood) e sulla dimensione di potenziale impatto economico-finanziario, fornendo al top management del Gruppo una vista dinamicamente aggiornata del profilo di rischio del Gruppo e delle azioni di gestione e mitigazione. Tali dimensioni, modulate tramite griglie rappresentative, danno indicazione sul livello dei singoli rischi.

Il Gruppo Enel al 31 dicembre 2023 ha monitorato un set di circa 300 rischi di cui 11 identificati come Top Risks (con valore di probabilità superiore alla media e potenziali impatti economici rilevanti), prevalentemente identificati come rischi e/o incertezze regolatorie e legali/fiscali.



Il Risk Landscape Enel Group© permette di selezionare e visualizzare i Top Risks che si focalizzano su un livello di rischiosità da medio ad alto (quindi, escludendo gli eventi poco probabili e/o con un basso impatto). In aggiunta, è possibile procedere a una selezione multidirezionale:
- per categoria;
- per Paese/Legal Entity;
- per Linea di Business.

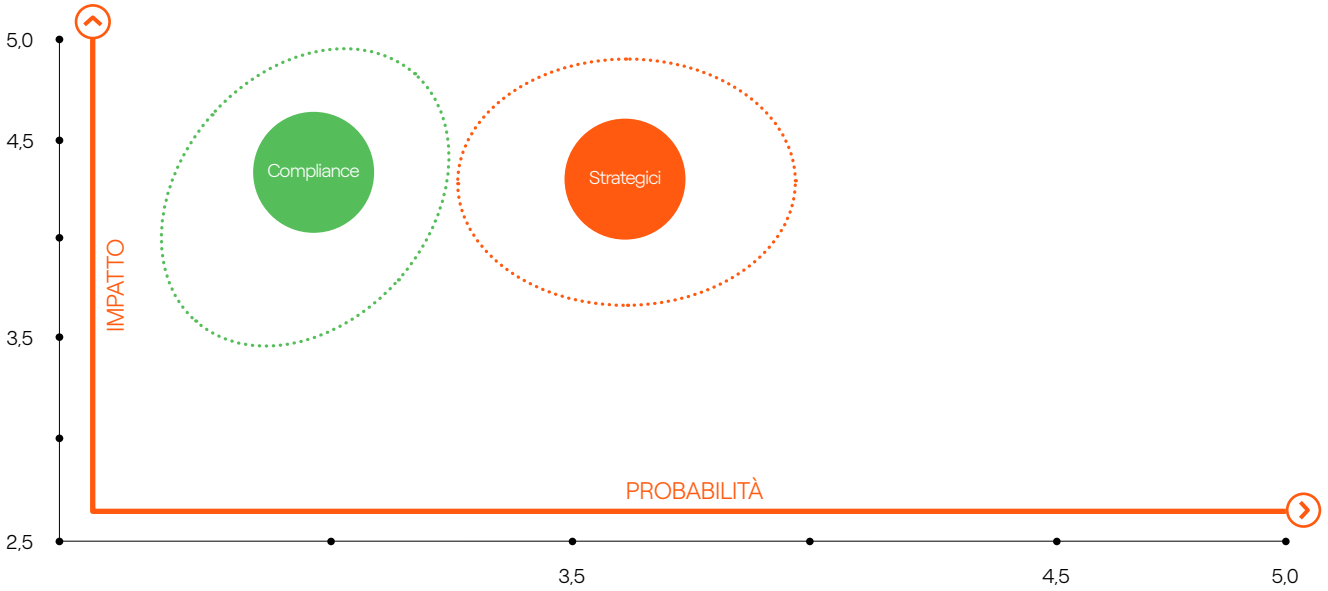
Relativamente ai rischi Top identificati ed esaminati relativamente al periodo di Piano, si vede la maggiore concentrazione dei rischi strategici, in particolar modo legislativo-regolatori (5) in Italia (3) e in Spagna (2) derivanti dalle esposizioni verso la revisione tariffaria, rinnovo concessioni e riconoscimento nei parametri di redditività. Per quanto riguarda la sezione legata ai rischi compliance (6) si evince una concentrazione prevalentemente legati ai rischi fiscali in Brasile (4), in Italia (1) e legale negli Stati Uniti (1).



Macrocategoria

Compliance Strategici

Di seguito si può vedere un esempio di variabilità dei principali cluster di rischio in termini sia di probabilità sia di potenziale impatto nelle categorie dei Top Risks. Tali range di variazione sono rappresentativi della timeline con cui il singolo driver di rischio viene esaminato (per esempio per una possibile evoluzione del framework regolatorio e azioni di mitigazione in corso) e della eterogeneità della tipologia dei rischi stessi appartenenti al medesimo cluster.



Il "risk catalogue" di Gruppo

Enel si è dotata di un risk catalogue che rappresenta il punto di riferimento a livello di Gruppo e per tutte le strutture aziendali coinvolte nei processi di gestione e di monitoraggio dei rischi. L'adozione di un linguaggio comune agevola la mappatura e la rappresentazione organica dei rischi all'interno del Gruppo, permettendo così l'identificazione delle principali tipologie di rischio che influiscono sui processi aziendali e dei ruoli delle unità organizzative coinvolte nella loro gestione.

Nell'ambito del suddetto risk catalogue, le tipologie di rischio sono raggruppate in macrocategorie, che comprendono, come di seguito rappresentato, i rischi strategici, finanziari e operativi, i rischi di (non) compliance, i rischi legati alla governance e alla cultura nonché alla tecnologia digitale.



Nella tabella che segue è riportato l'elenco dei rischi attualmente individuati e classificati all'interno delle summenzionate macrocategorie.

CATEGORIA	RISCHIO	DEFINIZIONE
STRATEGICI	Cambiamenti climatici	Rischio di inefficace identificazione, valutazione e monitoraggio dei rischi relativi al cambiamento climatico – causati da eventi climatici acuti e cronici (rischio fisico) e dagli effetti delle tendenze normative, tecnologiche e di mercato derivanti dalla transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio (rischio di transizione) – tramite iniziative strategiche e operative di adattamento e mitigazione dei rischi climatici.
	Panorama competitivo	Rischio di inefficace identificazione, valutazione e monitoraggio delle tendenze evolutive del mercato che possono avere un impatto sul posizionamento competitivo sui mercati, sulla crescita e sulla redditività del Gruppo.
	Innovazione	Rischio di inefficace sviluppo, esecuzione e diffusione di soluzioni innovative a causa di inadeguatezza dello scouting tecnologico o di analisi errate o incomplete su incertezza, complessità, sostenibilità, grado di fattibilità, aspettative del mercato, competenze interne e sostegno finanziario ai progetti innovativi.
	Evoluzioni legislative e regolatorie	Rischio di evoluzioni legislative e regolatorie avverse e/o di inefficace identificazione, valutazione, gestione e monitoraggio delle evoluzioni legislative e regolatorie in termini di comunicazione dei nuovi obblighi di conformità, di attività di advocacy e di analisi dei gap interni. Rischio di un carente processo sistematico di valutazione delle esposizioni regolatorie derivanti da nuove iniziative strategiche e di business.
	Tendenze macroeconomiche e geopolitiche	Rischio di inefficace identificazione, valutazione e monitoraggio delle tendenze economico-finanziarie, politiche e sociali globali, nonché di evoluzioni delle politiche monetarie, fiscali e commerciali.
	Pianificazione strategica e allocazione del capitale	Rischio di inefficaci processi di pianificazione strategica e di allocazione del capitale, causati da ipotesi di scenario non coerenti e dall'incapacità di cogliere tendenze emergenti o di gestire tempestivamente cambiamenti rilevanti, che possono influenzare negativamente il processo decisionale.

CATEGORIA	RISCHIO	DEFINIZIONE
GOVERNANCE E CULTURA	Cultura ed etica aziendale	Rischi derivanti da (i) inadeguata integrazione dei princípi etici definiti dal Gruppo all'interno dei processi e delle attività aziendali; (ii) mancata adozione e attuazione di politiche e processi idonei a garantire il rispetto dei princípi di diversità e pari opportunità; (iii) mancato sanzionamento di comportamenti, posti in essere dai dipendenti e dal management, in contrasto con i valori etici del Gruppo.
	Governance aziendale	Rischio di strutture/regole di corporate governance inefficaci e/o di mancanza di integrità e trasparenza nei processi decisionali.
	Coinvolgimento degli stakeholder	Rischio di coinvolgimento inefficace dei principali stakeholder relativamente al posizionamento strategico di Enel in materia di sostenibilità e obiettivi finanziari, a causa della mancanza di comprensione, anticipazione od orientamento delle loro aspettative, che potrebbero non essere adeguatamente integrate all'interno dei processi di pianificazione della strategia di business e di sostenibilità del Gruppo, con un impatto negativo sulla sua reputazione e competitività.
TECNOLOGIA DIGITALE	Cyber security	Rischio di attacchi cyber e furti di dati sensibili o massivi relativi all'azienda e ai clienti, imputabili alla mancanza di sicurezza delle reti, dei sistemi operativi e dei database.
	Digitalizzazione	Rischio di gestione inefficace dei processi aziendali e di costi operativi più elevati a causa della mancanza di digitalizzazione in termini di copertura dei flussi di lavoro, integrazione di sistemi e adozione di nuove tecnologie.
	Efficacia IT	Rischio di inefficace supporto dei sistemi IT ai processi di business e alle attività operative.
	Continuità del servizio	Rischio di esposizione dei sistemi IT/OT a interruzioni del servizio e perdite di dati.
FINANZIARI	Adeguatezza della struttura del capitale e accesso ai finanziamenti	Rischio che il rapporto di indebitamento o il mix tra il debito a lungo e breve termine della Società e/o del Gruppo possano non essere adeguati a: (i) supportare la flessibilità finanziaria, (ii) consentire l'accesso a diverse fonti di finanziamento e (iii) raggiungere i target relativi al costo del debito.
	Commodity	Rischio di (i) tendenze avverse del mercato delle commodity e/o volatilità dei prezzi (rischio prezzo) e/o (ii) mancanza di domanda o disponibilità di commodity, risorse naturali e materie prime o semilavorati (rischio volume).
	Credito e Controparte	Rischio di: (i) incapacità della controparte di adempiere agli obblighi contrattuali di pagamento o di consegna, (ii) deterioramento del credito o di default della controparte, (iii) esposizione significativa a una singola controparte (concentrazione su un unico soggetto) o (iv) a controparti operanti nello stesso settore o appartenenti alla stessa area geografica (concentrazione settoriale/ geografica).
	Tasso di cambio	Rischio di variazioni avverse dei tassi di cambio, che influenzano negativamente: (i) i costi e i ricavi denominati in valuta estera rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo o è stata presa la decisione di investimento (rischio economico), (ii) le rivalutazioni o gli adeguamenti del fair value di attività e passività finanziarie sensibili ai tassi di cambio (rischio transattivo), (iii) il consolidamento di società controllate con valute contabili diverse (rischio traslativo).
	Tasso di interesse	Rischio di fluttuazioni avverse dei tassi di interesse con impatto sugli oneri finanziari netti e sugli adeguamenti del fair value di attività e passività finanziarie sensibili al tasso di interesse.
	Liquidità	Rischio di non soddisfare i fabbisogni finanziari a breve termine data l'incapacità o i maggiori costi sostenuti per (i) raccogliere fondi a breve termine (funding liquidity risk) o (ii) liquidare le attività sui mercati finanziari (asset liquidity risk).

CATEGORIA	RISCHIO	DEFINIZIONE
OPERATIVI	Protezione del patrimonio	Rischio di incorrere in perdite economiche, finanziarie o reputazionali a causa di accessi non autorizzati, furti, appropriazioni indebite o malagestione di attrezzature, impianti, informazioni strategiche o altri beni tangibili o intangibili. Rischio di incorrere in perdite economiche, finanziarie o reputazionali come risultato di non efficace salvaguardia (per esempio attività assicurative e legali) sulle attività finanziarie del Gruppo.
	Interruzione del business	Rischio di interruzione parziale o totale delle attività aziendali derivante da guasti tecnici, malfunzionamenti di beni e impianti, errori umani, sabotaggi, indisponibilità di materie prime e/o semilavorati o eventi climatici avversi.
	Esigenze e soddisfazione dei clienti	Rischio di mancato raggiungimento delle aspettative e delle esigenze dei clienti in termini di qualità, accessibilità, sostenibilità e innovazione dei prodotti e servizi del Gruppo.
	Ambiente	Rischio che operazioni di lavoro o macchinari inadeguati possano avere un impatto negativo sulla qualità dell'ambiente e sugli ecosistemi coinvolti. Rischio di violazione delle leggi e dei regolamenti ambientali internazionali, nazionali o locali.
	Salute e sicurezza	Rischio che ambienti di lavoro, strutture, macchinari e operazioni aziendali inadeguati possano avere un impatto negativo sulle condizioni di salute e sicurezza dei dipendenti e degli altri stakeholder coinvolti. Rischio di violazione delle leggi e dei regolamenti internazionali, nazionali o locali in materia di salute e sicurezza.
	Proprietà intellettuale	Rischio di violazioni o uso fraudolento della proprietà intellettuale del Gruppo.
	Persone e organizzazione	Rischio di inadeguatezza delle strutture organizzative del Gruppo o mancanza di competenze interne dovute ad assenza o inadeguatezza dei programmi di formazione, inefficacia dei sistemi di incentivazione, inadeguatezza del processo di pianificazione del turnover o incapacità di definire efficaci processi di reclutamento e politiche di retention dei dipendenti.
	Efficienza del processo	Rischio di sostenere maggiori costi operativi, ritardi nelle tempistiche o minori ricavi a causa di una gestione inadeguata delle attività e dei processi operativi, di mancanza di qualità dei dati, di un monitoraggio e reporting incompleto o inefficace delle prestazioni.
	Procurement, logistica e supply chain	Rischio di attività di approvvigionamento o di gestione dei contratti inefficaci, dovute a inadeguatezza nella definizione dei requisiti o del processo di qualificazione dei fornitori, frequente ricorso all'affidamento diretto, carenze nelle attività di scouting, scarso monitoraggio dell'adempimento dei doveri contrattuali, mancata applicazione di penali.
	Gestione della qualità del servizio	Rischio di incapacità da parte di terzi o fornitori di servizi interni di soddisfare i livelli di servizio concordato.

CATEGORIA	RISCHIO	DEFINIZIONE
COMPLIANCE	Conformità contabile	Rischio di mancato adempimento delle leggi e dei regolamenti contabili o di non corretta applicazione e/o interpretazione dei princípi contabili internazionali adottati dal Gruppo (IFRS-EU) e dei princípi contabili nazionali (Local GAAP).
	Conformità antitrust e diritti dei consumatori	Rischio di violazione delle leggi e dei regolamenti in materia di antitrust e diritti dei consumatori.
	Corruzione	Rischio di comportamenti intenzionalmente scorretti o corruttivi posti in essere da persone all'interno o all'esterno del Gruppo al fine di ottenere un vantaggio improprio o illecito.
	Data protection	Rischio di violazione della normativa sulla protezione dei dati e sulla privacy.
	External disclosure	Rischio di diffusione di relazioni, documenti contabili, comunicazioni o altri avvisi contenenti informazioni errate, inaccurate o incomplete.
	Conformità alla regolamentazione finanziaria	Rischio di violazione di leggi e regolamenti internazionali e nazionali in materia di mercati finanziari.
	Conformità alla normativa fiscale	Rischio di violazione delle leggi e dei regolamenti internazionali o nazionali in materia fiscale.
	Conformità alle altre leggi e regolamenti	Rischio di violazione di leggi e regolamenti internazionali, nazionali o locali in materie non già ricomprese in altre tipologie di rischio (per esempio in materia di mercati dell'energia elettrica, distribuzione, generazione, procurement, permitting, mercati azionari).

Rischi strategici

Questa sezione è dedicata alla disclosure sui seguenti rischi strategici:

- Evoluzioni legislative e regolatorie
- Tendenze macroeconomiche e geopolitiche
- Rischi e opportunità strategiche legati al cambiamento climatico
- Panorama competitivo

Evoluzioni legislative e regolatorie

Il Gruppo si trova a operare in mercati regolamentati e il cambiamento delle regole di funzionamento dei vari sistemi, nonché le prescrizioni e gli obblighi che li caratterizzano, influiscono sull'andamento della gestione e dei risultati del Gruppo.

In questo senso le evoluzioni legislative e regolamentari vengono costantemente monitorate, come per esempio:

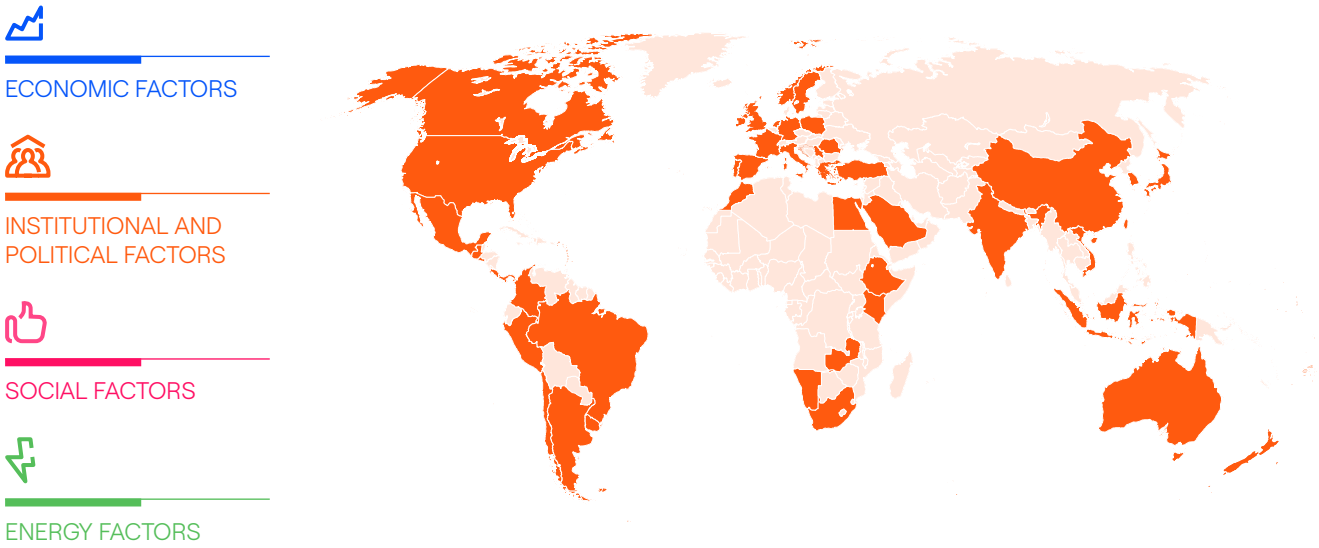
- i processi di revisione periodica della regolazione in ambito distribuzione;
- i processi di liberalizzazione dei mercati elettrici, con particolare attenzione all'accelerazione prevista sul perimetro Italia, e alle aspettative di evoluzione in Sud America;
- le evoluzioni sui meccanismi di capacity payment in ambito produzione;
- gli interventi regolatori atti a calmierare l'impatto dello scenario dei prezzi.

A fronte dei rischi che possono derivare da tali evoluzioni, si è operato per intensificare i rapporti con gli organismi di governo e regolazione locali adottando un approccio di trasparenza, collaborazione e proattività nell'affrontare e rimuovere le fonti di instabilità dell'assetto legislativo e regolamentare.

Tendenze macroeconomiche e geopolitiche

La forte internazionalizzazione del Gruppo – localizzato in varie regioni, tra cui Europa, Sud America, Nord America e Africa – sottopone Enel all'obbligo di considerare e valutare il cosiddetto "rischio Paese", consistente nei rischi di natura macroeconomica e finanziaria, istituzionale e sociale e in quelli associati al settore energetico, il cui verificarsi potrebbe determinare un significativo effetto negativo tanto sui flussi reddituali quanto sul valore degli asset aziendali. Enel, a tal proposito, si è dotata di un modello di valutazione quantitativa di Open Country Risk capace di monitorare la rischiosità dei Paesi all'interno del proprio perimetro.

Il modello di Open Country Risk mira a superare la definizione più convenzionale di rischio Paese focalizzata sulla capacità di un Governo di ripagare il proprio debito emesso, a offrire una visione più ampia dei fattori di rischio che possono impattare un Paese. Nello specifico, il modello si articola in quattro componenti di rischio: fattori economici, istituzionali e politici, sociali, ed energetici.



Open Country Risk è un modello quantitativo che estende la definizione più convenzionale di rischio Paese definita nella letteratura esistente fornendo un'analisi più completa dei rischi inglobando fattori economici, finanziari, politici, climatici ed energetici.

Più in dettaglio, il modello di Open Country Risk ha pertanto l'ambizione di misurare la resilienza economica dei singoli Paesi, definita come equilibrio della loro posizione verso l'esterno, l'efficacia delle politiche interne, la vulnerabilità del sistema bancario e corporativo che possono far presagire crisi sistemiche, la loro appetibilità in termini di crescita economica, e infine una quantificazione degli eventi climatici estremi come causa di stress a livello ambientale ed economico (economic factors). A ciò si aggiunge una valutazione sulla robustezza delle istituzioni e del contesto politico (institutional and political factors), una approfondita analisi dei fenomeni sociali e dei diritti umani volta a misurare il livello di benessere, inclusione e progresso sociale (social factors), l'efficacia del sistema energetico e il suo posizionamento all'interno del processo di transizione energetica, fattori indispensabili per valutare la sostenibilità degli investimenti in un orizzonte di medio-lungo termine (energy factors).

Nello specifico, l'introduzione di eventi climatici estremi all'interno dell'Open Country Risk consente di elaborare una valutazione sull'evoluzione di alcuni hazard climatici a livello Paese su scala globale in maniera omogenea.

Infine, per la parte di analisi relativa al processo di transizione energetica, il modello di Open Country Risk include anche analisi di rischio e opportunità in ottica previsionale quantificando le azioni e il percorso intrapreso dai singoli Paesi. Per esempio, il modello include diversi fattori relativi al peso delle fonti rinnovabili nella generazione energetica, al processo di elettrificazione e al grado di sostenibilità ambientale del sistema energetico nazionale, che, complessivamente, rappresentano caratteristiche cruciali per valutare le potenzialità di crescita e attrattività del Paese nel medio-lungo termine.

Rischi e opportunità strategiche legati al cambiamento climatico

Processo di identificazione e gestione dei rischi legati al cambiamento climatico e azioni per cogliere le opportunità

La transizione energetica e i cambiamenti climatici, come già discusso nei capitoli precedenti, avranno effetti sulle attività del Gruppo secondo varie dinamiche.
Per identificare in maniera strutturata e coerente con le raccomandazioni dei più recenti standard di reporting in materia di cambiamento climatico le principali tipologie di rischio e di opportunità e gli impatti sul business a esse associati, è stato adottato un framework che rappresenta in maniera esplicita le principali relazioni tra variabili di scenario e tipologie di rischio e opportunità per le attività del Gruppo, indicando le modalità di gestione strategiche e operative che considerano anche misure di mitigazione e adattamento.
Si identificano due principali macrocategorie di rischi/opportunità: quelle derivanti dall'evoluzione degli scenari di transizione e quelle derivanti dall'evoluzione delle variabili fisiche. Il framework descritto è realizzato in un'ottica di coerenza complessiva, che consente di analizzare e valutare l'impatto dei fenomeni di transizione (per esempio contesto energetico) e fisici (per esempio cambiamento climatico) secondo scenari alternativi solidi, costruiti grazie a un approccio quantitativo e modellistico, unito al dialogo continuo sia con gli stakeholder interni sia con autorevoli riferimenti esterni.
In riferimento al processo di transizione energetica esistono rischi e opportunità legati al mutamento del contesto regolatorio e normativo, ai trend di sviluppo tecnologico e competitivo, di elettrificazione e di comportamento, e alle conseguenti dinamiche di mercato.

I rischi fisici vengono suddivisi a loro volta tra acuti (ovvero eventi estremi) e cronici. I primi sono legati al verificarsi di condizioni meteoclimatiche di estrema intensità, i secondi sono legati a cambiamenti graduali ma strutturali nelle condizioni climatiche.
Gli eventi estremi espongono il Gruppo a una potenziale indisponibilità più o meno prolungata di asset e infrastrutture, a costi di ripristino, disagi per i clienti ecc. Il mutamento cronico delle condizioni climatiche espone, invece, il Gruppo ad altri rischi od opportunità: per esempio, variazioni strutturali di temperatura potrebbero provocare variazioni della domanda elettrica ed effetti sulla produzione, mentre variazioni della piovosità o ventosità potrebbero impattare il business del Gruppo in termini di minore o maggiore producibilità. In generale, adattarsi ai cambiamenti probabili che si verificheranno in futuro genera anche attività in ambito di innovazione e di posizionamento strategico: si potrebbero trovare nuovi business e prodotti migliori per vivere in modo sostenibile nel contesto mutato.

Il Gruppo Enel contribuisce a rendere possibile la transizione e le opportunità che ne derivano. Come descritto in precedenza, le scelte strategiche già fortemente orientate alla transizione energetica, con più del 90% degli investimenti dedicati al miglioramento di alcuni dei Sustainable Development Goals, consentono di adottare "by design" la mitigazione dei rischi e la massimizzazione delle opportunità attraverso un posizionamento che tiene conto dei fenomeni di medio e lungo periodo individuati. Alle scelte strategiche si affiancano le best practice operative adottate dal Gruppo.

Framework su principali rischi e opportunità

Fenomeni di scenario	Orizzonte temporale	Driver di rischio e opportunità	Descrizione	Modalità di gestione
Transizione	A partire dal breve periodo (1-3 anni)	Policy & Regulation	**Rischio/opportunità**: politiche su prezzo ed emissioni CO_2, politiche e strumenti finanziari a supporto della transizione energetica, revisione del disegno di mercato e delle procedure di permitting, regolazione in materia di resilienza.	Il Gruppo minimizza l'esposizione ai rischi attraverso la progressiva decarbonizzazione e la focalizzazione del business su rinnovabili, reti e clienti. Un modello di business volto a massimizzare i benefici della posizione integrata nei Paesi "core" e alla valorizzazione delle attività in Partnership e Stewardship consente di sfruttare le opportunità relative alla transizione energetica. Il Gruppo inoltre fornisce un contributo attivo nella definizione delle politiche pubbliche attraverso attività di advocacy. Tali attività si innestano su piattaforme di dialogo con gli stakeholder mirate a esplorare nei diversi Paesi dove Enel opera scenari di decarbonizzazione nazionali ambiziosi.
Transizione	A partire dal medio periodo (2027-2034)	Mercato	**Rischio/opportunità**: cambiamenti nei prezzi di commodity, raw material ed energia, evoluzione del mix energetico, cambiamenti nei consumi retail, modifica dell'assetto competitivo.	Il Gruppo massimizza le opportunità grazie a una strategia orientata alla transizione energetica, focalizzata su elettrificazione dei consumi energetici e sviluppo delle rinnovabili, e un posizionamento geografico nei Paesi con presenza integrata. Considerando scenari di transizione alternativi, il Gruppo valuta gli impatti di differenti trend dei prezzi delle commodity, di variazione del peso delle fonti rinnovabili nel mix di generazione elettrica e dell'elettrificazione dei consumi finali.
Transizione	A partire dal medio periodo (2027-2034)	Products & Services	**Rischio/opportunità**: minori/maggiori margini e maggiore spazio per investimenti come conseguenza della transizione in termini di penetrazione della mobilità elettrica, della generazione distribuita e di nuove tecnologie per l'elettrificazione diretta e indiretta dei consumi finali.	Il Gruppo massimizza le opportunità grazie a un forte posizionamento strategico su nuovi business e servizi "beyond commodity". Inoltre, considerando scenari di transizione alternativi, il Gruppo valuta l'impatto di differenti trend di elettrificazione dei consumi.
Transizione	A partire dal medio periodo (2027-2034)	Technology		Il Gruppo massimizza le opportunità grazie a un forte posizionamento strategico su nuovi business e sulle reti a livello globale. A fronte del trend di penetrazione di tecnologie di elettrificazione diretta e indiretta, considerando scenari di transizione alternativi, il Gruppo valuta le potenziali opportunità per scalare i business correnti e potenziali, e per lo sviluppo di nuove soluzioni legate alla digitalizzazione e alla reslienza delle reti elettriche.
Fisico acuto	A partire dal breve periodo (1-3 anni)	Eventi estremi	**Rischio:** eventi meteoclimatici particolarmente estremi per intensità, che possono causare impatti in termini di danni agli asset e mancata operatività.	Il Gruppo adotta le migliori pratiche per gestire il rientro in operatività nel minor tempo possibile. Inoltre lavora per implementare piani di investimento per la resilienza (per es., caso Italia). In relazione alle attività di risk assessment in ambito assicurativo, il Gruppo gestisce un programma di loss prevention per i rischi property, volto anche alla valutazione delle principali esposizioni legate agli eventi naturali, coadiuvato da attività di prevenzione manutentiva e politiche interne di gestione del rischio. In prospettiva futura saranno integrati nelle valutazioni anche i potenziali impatti derivati dai trend delle variabili climatiche più rilevanti che si dovessero manifestare nel lungo periodo.
Fisico cronico	Medio (2027-2034) e lungo periodo (2035-2050)	Mercato	**Rischio/opportunità:** maggiore o minore domanda elettrica, influenzata dalla temperatura, le cui oscillazioni possono provocare impatti sul business. Maggiore o minore produzione da fonti rinnovabili, che può essere influenzata da cambiamenti strutturali nella disponibilità delle risorse.	La diversificazione geografica e tecnologica del Gruppo fa sì che gli impatti di variazione (positivi e negativi) di una singola variabile siano mitigati a livello globale. Per una gestione sempre informata dei fenomeni meteoclimatici il Gruppo adotta una serie di pratiche come, per esempio, previsioni meteorologiche, monitoraggio in tempo reale degli impianti e scenari climatici di lungo periodo per valutare eventuali variazioni croniche nella disponibilità delle risorse rinnovabili.

Il framework sopra illustrato evidenzia anche i rapporti che collegano gli scenari fisici e di transizione con i potenziali effetti sul business del Gruppo.
Tali effetti possono essere valutati su tre orizzonti temporali: il breve-medio periodo (1-3 anni) nel quale si possono fare analisi di sensibilità a partire dal Piano Strategico presentato ai mercati nel 2023; il medio periodo (2027-2034), nel quale è possibile apprezzare gli effetti della transizione energetica; il lungo periodo (2035-2050), nel quale, in aggiunta a effetti della transizione più evidenti, si dovrebbero iniziare a manifestare cambiamenti cronici strutturali a livello climatico.
Allo scopo di facilitare la corretta identificazione e gestione di rischi e opportunità legati al cambiamento climatico, nel 2021 è stata adottata una policy di Gruppo che descrive le linee guida comuni per la valutazione dei rischi e delle opportunità legati al cambiamento climatico. La policy "Climate change risks and opportunities" definisce un approccio armonizzato per l'integrazione dei temi relativi al cambiamento climatico e alla transizione energetica nei processi e nelle attività del Gruppo, informando così le scelte industriali e strategiche per migliorare la resilienza del business e la creazione di valore sostenibile sul lungo termine, in coerenza con la strategia di adattamento e mitigazione. I passi principali considerati nella policy sono di seguito descritti.

- Prioritizzazione dei fenomeni e analisi degli scenari. Queste attività includono l'identificazione dei fenomeni fisici e di transizione rilevanti per il Gruppo e la conseguente elaborazione degli scenari da considerare, elaborati tramite analisi e lavorazione di dati da fonti interne ed esterne. Per i fenomeni identificati si possono sviluppare le funzioni che collegano gli scenari (per esempio dati sulla variazione delle risorse rinnovabili) all'operatività del business (per esempio variazione di producibilità attesa).
- Valutazione degli impatti. Comprende tutte le analisi e le attività necessarie a quantificare gli effetti a livello operativo, economico e finanziario, in funzione dei processi nei quali queste si integrano (per esempio design di nuove costruzioni, o valutazione delle performance operative ecc.).
- Azioni operative e strategiche. Le informazioni ricavate dalle attività precedenti sono integrate nei processi, informando le decisioni del Gruppo e le attività di business. Alcuni esempi di attività e processi che ne beneficiano sono l'allocazione del capitale, per esempio per la valutazione degli investimenti sugli asset esistenti o sui nuovi progetti, la definizione di piani di resilienza, le attività di gestione e di finanziamento del rischio, le attività di ingegneria e business development.

Di seguito saranno descritte le principali fonti di rischi e opportunità individuate derivanti dall'evoluzione degli scenari di transizione e delle variabili fisiche, le best practice operative per la gestione dei fenomeni meteoclimatici e le valutazioni di impatto qualitative e quantitative effettuate a oggi. Tutte le attività sopra menzionate sono svolte nel corso dell'anno grazie a un impegno continuo per analizzare, valutare e gestire le informazioni elaborate. Il processo di disclosure dei rischi e opportunità legati ai cambiamenti climatici sarà graduale e incrementale di anno in anno, in linea con le raccomandazioni dei più recenti standard di reporting in materia di cambiamento climatico.

La resilienza di Enel rispetto a transizione energetica e cambiamento climatico

Gli impatti dei cambiamenti climatici, l'evoluzione tecnologica, l'evoluzione delle policy e i mutamenti dei fondamentali macroeconomici e delle situazioni geopolitiche e di mercato rendono sempre più importante definire strategie aziendali resilienti, ovvero sia capaci di resistere agli shock esterni, e quindi di assorbire le cause di potenziali crisi e di prosperare anche quando le condizioni esterne si modificano, anche velocemente, sia sufficientemente flessibili per poter individuare nuove opportunità e trasformarle in azioni. Considerare congiuntamente i fenomeni legati agli scenari di transizione energetica e i diversi scenari di cambiamento climatico è quindi propedeutico alla definizione di una pianificazione di lungo termine.
L'insieme degli scenari di transizione e climatici contribuisce a indirizzare decisioni strategiche e industriali tenendo conto, per esempio, dei futuri effetti della temperatura sulla domanda elettrica, degli investimenti necessari per supportare la crescente elettrificazione e decarbonizzazione, dell'evoluzione del contesto di mercato e delle abitudini dei consumatori. Visto che Enel nel suo Piano Strategico concentra più del 90% degli investimenti per contrastare il cambiamento climatico attraverso l'incremento progressivo della generazione da fonti rinnovabili e lo sviluppo di infrastrutture e servizi per guidare i sistemi energetici e i clienti verso una progressiva elettrificazione, prevedendo allo stesso tempo la riduzione significativa dell'uso dei combustibili fossili e l'aumento di qualità ed efficienza, by design gli investimenti e le attività del Gruppo definiscono una crescita di lungo termine allineata a una transizione energetica coerente con l'Accordo di Parigi.

L'applicazione degli scenari climatici di lungo termine consente di costruire piani di adattamento per il portafoglio di asset e attività del Gruppo. Gli scenari climatici vengono sviluppati a partire dall'identificazione dei fenomeni fisici più rilevanti per ogni business (come ondate di calore, piogge estreme, rischio incendio ecc.), per produrre analisi

che forniscono sia indicazioni ad alto livello (come indici di country risk tra loro comparabili), sia dati ad alta risoluzione, che consentono di studiare gli impatti fisici a livello di singolo sito. L'approccio vale sia per il portafoglio esistente sia per i nuovi investimenti. Maggiori dettagli per quanto riguarda i nuovi investimenti sono descritti nel capitolo dedicato "Inclusione degli effetti del cambiamento climatico nella valutazione di nuovi progetti".
La valutazione della vulnerabilità degli asset consente di individuare delle azioni prioritarie per incrementare la resilienza.



Fenomeni di transizione: ripercussioni sul business, rischi e opportunità

Per quanto concerne i rischi e le opportunità associati a variabili di transizione, guardando i diversi scenari di riferimento in combinazione con gli elementi che compongono il processo di identificazione del rischio (per esempio contesto competitivo, visione a lungo termine dell'industria, analisi di materialità, evoluzione tecnologica ecc.), vengono individuati i driver di potenziali rischi e opportunità, con priorità ai fenomeni a maggiore rilevanza. I principali rischi e opportunità individuati sono di seguito descritti.

POLICY & REGULATION

Limiti alle emissioni e carbon pricing

Leggi e regolamenti che introducano limiti emissivi più stringenti per via sia amministrativa (non-market driven) sia market based.

- **Opportunità**: strumenti regolatori sia tipo Command & Control sia meccanismi di mercato che rafforzino i segnali di prezzo della CO_2 favorendo gli investimenti in tecnologie carbon-free.
- **Rischio**: mancanza di un approccio coordinato dei diversi attori e policy maker e scarsa efficacia degli strumenti di policy, con conseguenze sulla velocità dei trend di elettrificazione e decarbonizzazione nei vari settori, rispetto a una strategia di Gruppo orientata in maniera decisa verso la transizione energetica.

Politiche e regolazione per accelerare la transizione e la sicurezza energetica

Introduzione di politiche, framework regolatori e revisioni del market design incentivanti la transizione energetica, con conseguente orientamento del sistema energetico verso l'utilizzo di fonti rinnovabili come mainstream dei mix energetici dei Paesi, maggiore elettrificazione dei consumi, efficienza energetica, flessibilità del sistema elettrico e potenziamento delle infrastrutture.

- **Opportunità**: creazione di un framework più favorevole agli investimenti in energie rinnovabili, anche grazie allo sviluppo di mercati di lungo termine (PPA, CfD), in tecnologie elettriche e reti di distribuzione in linea con la strategia del Gruppo.
- **Rischio**: la lentezza nei processi di autorizzazioni amministrative e l'inefficacia del disegno di mercato e dei framework regolatori nei Paesi "core" possono ridurre la redditività degli asset e limitare le opportunità di crescita.

Regolazione di resilienza e adattamento	Miglioramento degli standard o introduzione di meccanismi per regolare gli investimenti in resilienza, nel contesto dell'evoluzione del cambiamento climatico. • **Opportunità**: benefíci dalla messa in opera di investimenti che riducano i i rischi di danni sugli asset aziendali e impatto sulla qualità del servizio e continuità della fornitura per i clienti e per le comunità. • **Rischio**: in caso di eventi estremi di particolare importanza il cui impatto sia superiore alle attese, si prefigurerebbe il rischio di mancato recovery in tempi adeguati e conseguentemente rischio reputazionale.
Misure finanziarie per la transizione energetica	Sviluppo di policy e strumenti finanziari che incentivano la transizione energetica in grado di supportare un framework di investimento e un posizionamento dei policy maker di lungo termine credibile e stabile. Introduzione di regole e/o strumenti finanziari pubblici e privati (per esempio fondi, meccanismi, tassonomie, benchmark) volti all'integrazione della sostenibilità nei mercati finanziari e negli strumenti di finanza pubblica. • **Opportunità**: creazione di nuovi mercati e prodotti di finanza sostenibile in coerenza con il framework di investimento, attivando la possibilità di maggiori risorse pubbliche per la decarbonizzazione e l'accesso a risorse finanziarie in linea con gli obiettivi di transizione energetica e relativi impatti sui costi e sugli oneri di finanziamento; introduzione di strumenti di supporto agevolato (fondi e bandi) per la transizione. • **Rischio**: azioni e strumenti non sufficienti per supportare una accelerazione della transizione energetica, incertezza o rallentamento sull'introduzione di nuovi strumenti e regole per effetto del peggioramento delle condizioni di finanza pubblica.

MARKET

Dinamiche dei prezzi delle commodity	I cambiamenti delle dinamiche di mercato, come quelle relative alla volatilità dei prezzi delle commodity, possono influenzare i comportamenti degli operatori, dei policy maker e dei clienti. • **Opportunità**: accelerazione della clean electrification come soluzione per ridurre i costi energetici e l'esposizione alla volatilità delle commodity. Maggiore propensione dei clienti allo switch da tecnologie convenzionali a combustibile fossile verso tecnologie elettriche efficienti. • **Rischi**: transizione energetica "disordinata" per effetto dell'introduzione di misure potenzialmente distorsive.
Dinamiche di mercato	Propensione dei clienti finali verso tecnologie più sostenibili, grazie a una maggiore consapevolezza dei rischi del cambiamento climatico e a una maggiore pressione regolatoria. • **Opportunità**: effetti positivi derivanti dall'incremento della domanda elettrica e dai maggiori spazi per le rinnovabili, grazie anche a una maggiore domanda di contratti di lungo termine (PPA).

TECHNOLOGY

Penetrazione tecnologie a supporto della transizione	Progressiva penetrazione di nuove tecnologie come veicoli elettrici, storage, demand response ed elettrolizzatori per la produzione di idrogeno verde; adozione su larga scala di tecnologie digitali per trasformare i modelli operativi e i modelli di business "a piattaforma". • **Opportunità**: investimenti nello sviluppo di soluzioni tecnologiche a supporto della flessibilità del sistema elettrico. Ulteriore spinta alle rinnovabili per la produzione di idrogeno verde. • **Rischi**: rallentamenti e interruzione alla supply chain dei raw material e dei semiconduttori potrebbero comportare ritardi negli approvvigionamenti e/o incremento di costi, tali da rallentare la penetrazione delle rinnovabili, storage e veicoli elettrici.

PRODUCTS AND SERVICES

Elettrificazione dei consumi residenziali e dei processi industriali	Con la progressiva elettrificazione degli usi finali, cresce la penetrazione di prodotti in grado di garantire minori costi, minore impatto in termini di emissioni locali e maggiore efficienza nel settore residenziale e industriale (per esempio diffusione di pompe di calore). • **Opportunità**: aumento dei consumi elettrici nel contesto di una riduzione dei consumi energetici, grazie alla maggiore efficienza del vettore elettrico. Maggiore opportunità di fornitura di servizi "beyond commodity" e opportunità di ridurre la spesa energetica e la carbon footprint dei clienti. Maggiori investimenti nelle reti per supportare l'elettrificazione dei consumi. • **Rischio**: aumento della competizione in questo segmento di mercato. Dipendenza del fenomeno da un adeguato sviluppo delle reti elettriche, indispensabili per garantire livelli crescenti di carico e la continuità del servizio.
Mobilità elettrica	Utilizzo di modalità di trasporto più efficienti ed efficaci dal punto di vista del cambiamento climatico, con particolare riferimento allo sviluppo della mobilità elettrica e delle infrastrutture di ricarica. • **Opportunità**: effetti positivi derivanti dall'incremento della domanda elettrica e dai maggiori margini collegati alla penetrazione del trasporto elettrico e ai relativi servizi "beyond commodity". • **Rischi**: aumento della competizione in questo segmento di mercato.

Il Gruppo ha già messo in campo azioni strategiche volte a mitigare i potenziali rischi e sfruttare le opportunità relative alle variabili di transizione.
La strategia orientata alla decarbonizzazione e alla transizione energetica rende il Gruppo resiliente ai rischi derivanti dall'introduzione di policy più ambiziose in termini di riduzione delle emissioni, e massimizza le opportunità per lo sviluppo di generazione rinnovabile, infrastrutture e tecnologie abilitanti, anche grazie al posizionamento geografico nei Paesi con presenza integrata.

Per quantificare i rischi e le opportunità derivanti dalla transizione energetica, sono stati presi in considerazione gli scenari di transizione descritti nel capitolo "Gli scenari Enel di transizione energetica".
Nello scenario di riferimento Enel (*Reference*) la progressiva elettrificazione dei consumi energetici finali, in particolare dei trasporti e del settore residenziale, conduce a un aumento dei consumi elettrici e quindi a una crescita della domanda elettrica. Tale dinamica riduce il rischio derivante dal progressivo aumento della quota rinnovabile nel mix energetico, che potrebbe portare una riduzione del prezzo dell'elettricità all'ingrosso; inoltre, revisioni del market design atte a favorire remunerazioni di lungo termine agirebbero favorevolmente sulla redditività.
Sono stati quindi identificati gli effetti degli scenari *Slower Transition* e *Accelerated Transition* sulle variabili che maggiormente possono avere un impatto sul business, in particolare la domanda elettrica, influenzata dalle dinamiche di elettrificazione dei consumi, e quindi di penetrazione delle tecnologie elettriche, e il mix di generazione elettrica.

In riferimento all'elettrificazione dei consumi, lo scenario *Slower Transition* prevede tassi di penetrazione minori delle tecnologie elettriche, in particolare auto elettriche e pompe di calore, causando un decremento di domanda elettrica rispetto allo scenario *Reference*, che si stima potrebbe determinare impatti di entità contenuta sul business Retail commodity & beyond. Allo stesso tempo, la minore domanda elettrica determinerebbe un minore spazio di sviluppo per la capacità rinnovabile, con impatti sul business della generazione, parzialmente compensati da prezzi dell'elettricità maggiori rispetto a uno scenario con più rinnovabili.
Nello scenario *Accelerated Transition* si assume una più rapida riduzione dei costi delle tecnologie di produzione dell'idrogeno verde rispetto allo scenario *Reference*. Questo si traduce in una maggiore penetrazione dell'idrogeno verde, con un conseguente effetto additivo sulla domanda elettrica nazionale e sulle installazioni di capacità rinnovabile rispetto allo scenario *Reference*.

Tutti gli scenari, ma in misura maggiore gli scenari *Reference* e *Accelerated Transition*, comporteranno un ruolo di crescente rilevanza delle reti: si prevede, infatti, un significativo incremento di generazione distribuita e dei sistemi di accumulo, una maggior penetrazione delle infrastrutture di ricarica elettrica e un crescente tasso di elettrificazione dei consumi. Questo contesto comporterà una decentralizzazione dei punti di prelievo/immissione, un aumento della domanda elettrica e della potenza media richiesta, e una forte variabilità dei flussi di energia, richiedendo una gestione dinamica e flessibile della rete.

Upside (*Accelerated Transition* vs *Reference*)

Downside (*Slower Transition* vs *Reference*)

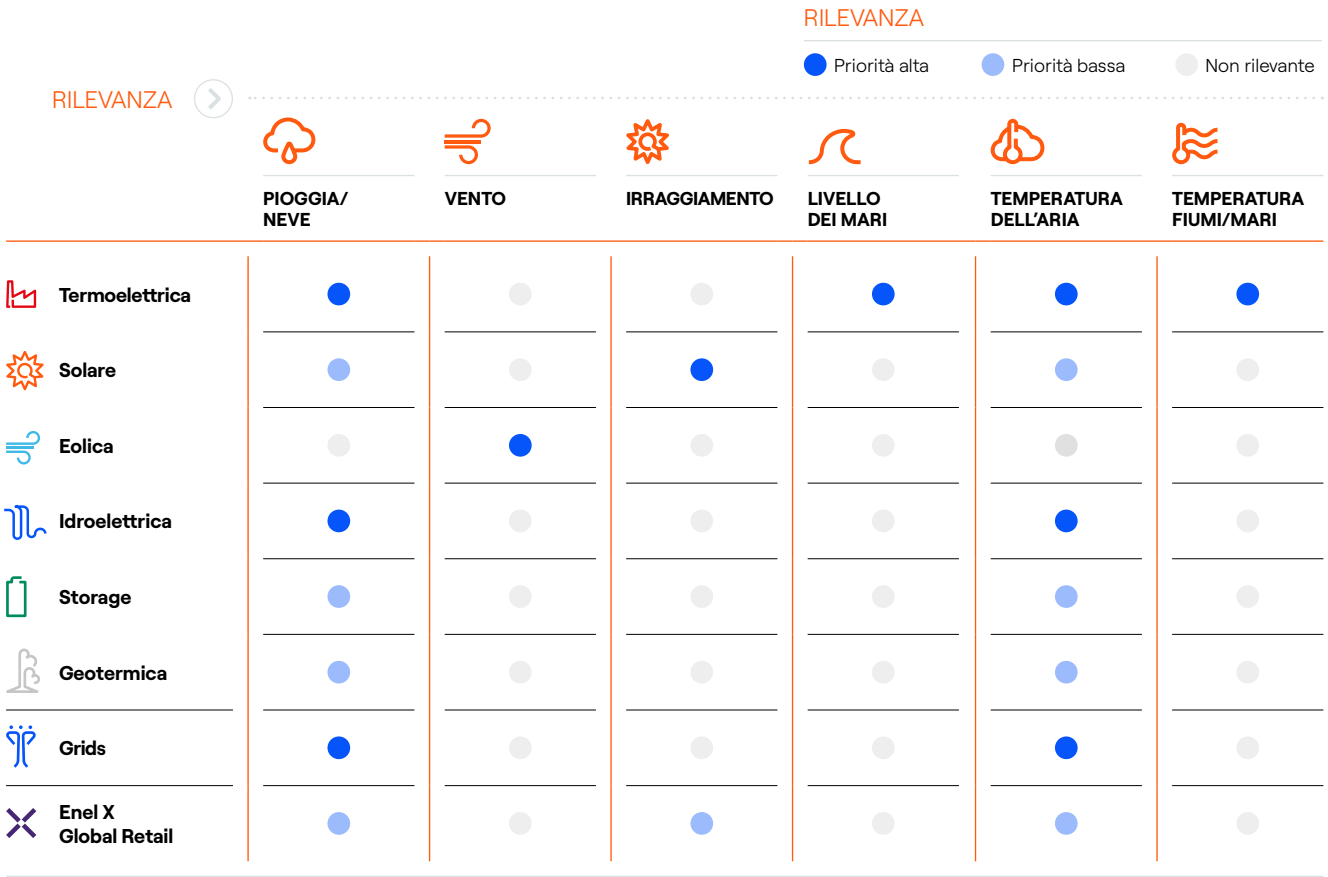
Fenomeni di scenario	Categoria di rischio e opportunità	Descrizione	Orizzonte temporale	Descrizione impatto	GBL interessate	Perimetro	Quantificazione - Tipologia impatto	Upside/ Downside	Quantificazione - range <100 mln€	100-300 mln€	>300 mln€	
Transizione	Mercato	**Rischio/opportunità**: maggiore/ minore spazio per investimenti in nuova capacità rinnovabile e variazione prezzo power corrispondente a un diverso grado di penetrazione rinnovabili	Medio(1)	Vengono considerati due scenari di transizione alternativi allo scenario *Reference* rispetto ai quali il Gruppo ha valutato gli effetti di un diverso grado di penetrazione delle rinnovabili sul prezzo power di riferimento e sulla capacità addizionale	Global Generation Global Enel X Retail	Gruppo Enel	EBITDA/anno	Upside		●		
								Downside		●		Adozione di misure finalizzate a incrementare la Customer Base, per compensare l'impatto negativo sui margini
Transizione	Mercato	**Rischio/ opportunità**: minori/maggiori margini per effetto di un diverso grado di elettrificazione dei consumi	Medio(1)	Considerando due scenari di transizione alternativi allo scenario *Reference*, il Gruppo ha valutato gli effetti di una variazione del consumo medio unitario e della domanda elettrica, come risultato di una maggiore/minore elettrificazione	Global Enel X Retail Global Grids	Gruppo Enel	EBITDA/anno	Upside	●			
								Downside		●		Adozione di misure finalizzate a incrementare la Customer Base, per compensare l'impatto negativo sui margini
Transizione	Prodotti & Servizi	**Rischio/ opportunità**: maggiori/minori margini e maggiore/ minore spazio per investimenti prodotti dagli effetti della transizione in termini di penetrazione di nuove tecnologie e del trasporto elettrico	Medio(1)	Considerando due scenari di transizione alternativi allo scenario *Reference*, il Gruppo ha valutato gli effetti di diversi trend di elettrificazione del trasporto e di elettrificazione dei consumi domestici	Global Enel X Retail	Gruppo Enel	EBITDA/anno	Upside	●			
								Downside	●			

(1) 2030 anno benchmark.

Il Gruppo, pertanto, prevede che in questo scenario occorrano investimenti incrementali necessari a garantire le connessioni e adeguati livelli di qualità e resilienza, favorendo l'adozione di modelli operativi innovativi. Tali investimenti dovranno essere accompagnati da coerenti scenari di policy e regolazione per garantire adeguati ritorni economici sul perimetro della Linea di Business Enel Grids.

Fenomeni fisici acuti e cronici: possibili impatti sul business, rischi e opportunità

Per quanto concerne i rischi e le opportunità associati alle variabili fisiche, e prendendo a riferimento gli scenari dell'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), si valuta l'andamento delle seguenti variabili e gli associati fenomeni operativi e industriali come potenziali rischi e opportunità.



Cambiamenti fisici cronici fonti di rischi e opportunità

Dagli scenari climatici sviluppati insieme all'International Centre for Theoretical Physics (ICTP) di Trieste, variazioni materiali si cominciano ad apprezzare tra il 2030 e il 2050. In pratica, mentre si registrano variazioni meteorologiche anche consistenti, risulta comunque complesso stabilire sul breve termine se alcuni fenomeni stiano cambiando strutturalmente, ovvero se si stiano già modificando i valori medi di riferimento. Lo si stabilisce, invece, sull'orizzonte temporale più lungo con intervalli di probabilità.
Ci si aspetta che i principali impatti dei cambiamenti fisici cronici producano effetti sulle seguenti variabili:

Variabili impattate dai cambiamenti fisici cronici

- **Domanda elettrica**: variazione del livello medio delle temperature con effetto su potenziale incremento e/o riduzione del fabbisogno di energia elettrica.
- **Produzione termoelettrica**: variazione del livello e delle temperature medie dei mari e dei fiumi con effetti sulla produzione termoelettrica.
- **Produzione idroelettrica**: variazione del livello medio di precipitazioni piovose e nevose e delle temperature con potenziale incremento e/o riduzione della produzione idroelettrica.
- **Produzione solare**: variazione del livello medio di irraggiamento solare, temperatura e pioggia con potenziale incremento e/o riduzione della produzione solare.
- **Produzione eolica**: variazione del livello medio di ventosità con potenziale incremento e/o riduzione della produzione eolica.

Nell'ambito della valutazione degli effetti dei cambiamenti climatici di lungo periodo si è proceduto con l'individuazione degli eventi cronici rilevanti per ciascuna tecnologia e con l'avvio delle analisi dei relativi impatti. Nella matrice riportata in seguito vengono evidenziati i fenomeni climatici cronici ai quali ogni asset e tecnologia del Gruppo è risultata più vulnerabile, differenziando per la priorità del fenomeno.
In particolare, il Gruppo lavora per stimare al meglio le relazioni tra i cambiamenti delle variabili fisiche riportate nella matrice e la variazione della producibilità relativa ai singoli impianti per le diverse tecnologie.

Analisi sull'impatto dei cambiamenti climatici cronici sulla generazione rinnovabile

Per calcolare l'impatto degli effetti cronici del cambiamento climatico sulla produzione dei nostri asset, è stata costruita una serie di funzioni *ad hoc* per ogni tecnologia rinnovabile (eolica, solare e idroelettrica) e impianto, che associano, a ogni variazione delle variabili climatiche (per esempio temperatura, irraggiamento, velocità del vento, precipitazioni), probabili cambiamenti in termini di producibilità elettrica degli impianti del nostro portafoglio.
Per calibrare tali funzioni "link", si è partiti dai dati storici delle variabili meteo-climatiche[33] e dai riferimenti interni dell'energia producibile osservata del nostro parco impianti. In tal modo, si sono ottenute funzioni "link" che rispondono alle specifiche caratteristiche di ogni impianto e tecnologia rinnovabile.
Si sono potuti, quindi, studiare gli impatti climatici cronici per le possibili proiezioni future delle variabili climatiche (scenari RCP 2.6, 4.5 e 8.5).

Assieme ai fenomeni cronici, che comportano cambiamenti medi strutturali, è necessario studiare la volatilità tipica del meteo e quindi più di breve periodo. Si sono presi come input per la pianificazione strategica sia le informazioni derivate dai range di variazione dei trend cronici proiettate dagli scenari climatici, sia le volatilità storiche dei dati meteorologici, tramite analisi delle variazioni della produzione elettrica (TWh) degli ultimi 10 anni.
Tutte le oscillazioni, sia meteo sia climatiche, possono portare ad aggiustamenti, dal momento che la produzione del parco impianti alimenta il sourcing per la vendita di energia ai clienti. In sostanza, riduzioni in termini di energia per la produzione rinnovabile possono portare a sbilanciamenti lato sourcing che possono portare all'acquisto a mercato dei volumi mancanti per alimentare la strategia commerciale. Viceversa, maggiore produzione rinnovabile porta a una possibile riduzione di acquisto di volumi a mercato (o a maggiori vendite, eventualmente).
I cambiamenti cronici strutturali nei trend recenti delle variabili fisiche si manifesteranno gradualmente e si apprezzano su scale temporali lunghe. Al fine di avere una stima indicativa dei potenziali impatti, e includere l'eventuale possibilità di anticipo di effetti cronici, è possibile effettuare uno stress test del Piano Industriale sui fattori potenzialmente influenzati dallo scenario fisico, tenendo conto della variabilità meteorologica storica e dei cambiamenti climatici attesi nel lungo periodo. Si è costruito l'attuale Piano Industriale utilizzando le informazioni contenute negli scenari mediani relativi ai fenomeni cronici, in modo da considerare anche gli effetti eventuali dei trend delle variabili climatiche. La tabella qui sotto mostra i risultati di questa analisi.

● Upside scenario ● Downside scenario

Fenomeni di scenario	Categoria di rischio e opportunità	Descrizione	Orizzonte temporale	Descrizione impatto	GBL interessate	Perimetro	Quantificazione - Tipologia impatto	Upside/ Downside	Quantificazione - range <100 mln€	100-300 mln€	>300 mln€
Fisico cronico	Mercato	**Rischio/ opportunità**: maggiore o minore **domanda elettrica**	Medio-lungo	La domanda elettrica è influenzata anche dalla temperatura, le cui oscillazioni possono provocare impatti sul business. Sebbene variazioni strutturali non dovrebbero manifestarsi nel breve periodo, si utilizzano analisi di sensitivity relative a fluttuazioni della domanda elettrica, in coerenza con gli scenari climatici analizzati	Global Generation Global Grids	Gruppo Enel	EBITDA/anno	Upside		●	
								Downside		●	
Fisico cronico	Mercato	**Rischio/ opportunità**: maggiore o minore **produzione rinnovabile**	Medio-lungo	La produzione rinnovabile è influenzata dalla disponibilità delle risorse, le cui oscillazioni possono provocare impatti sul business. Sebbene variazioni strutturali non dovrebbero manifestarsi nel breve periodo, per valutare la sensibilità dei risultati del Gruppo sono state realizzate analisi di sensitivity considerando la volatilità meteorologica storica e le variazioni di producibilità relative ai diversi scenari climatici	Global Generation	Gruppo Enel	EBITDA/anno	Upside		●	
								Downside		●	

(33) Dati storici da fonte ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale) e dati ERA5 fonte ECMWF (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts).

Cambiamenti fisici acuti fonti di rischi e opportunità

Per quanto riguarda i fenomeni fisici acuti (eventi estremi), l'intensità e la frequenza dei fenomeni fisici estremi possono arrecare danni fisici rilevanti e inaspettati sugli asset ed esternalità negative legate all'interruzione del servizio.
I fenomeni fisici acuti, nelle diverse casistiche quali tempeste di vento, inondazioni, ondate di calore, ondate di gelo ecc., si caratterizzano per una notevole intensità e una frequenza di accadimento non alta nel breve periodo, ma che, considerando gli scenari climatici futuri di medio e lungo periodo, vede un netto trend di crescita.

Quindi il Gruppo già attualmente si trova a dover gestire il rischio derivante da eventi estremi nel breve periodo. Contemporaneamente, si sta estendendo la metodologia anche a orizzonti temporali più ampi (al 2050) secondo gli scenari di cambiamento climatico individuati (RCP 8.5, 4.5 e 2.6).
Nel caso della vulnerabilità di asset all'interno del portafoglio, quindi, si è definita, in collaborazione con le relative Linee di Business Globali del Gruppo, una tabella dei principali eventi estremi rilevanti sulle diverse tecnologie, in ordine di priorità, come fatto per i fenomeni cronici.

RILEVANZA

● Priorità alta ● Priorità bassa ● Non rilevante

RILEVANZA	ONDATE DI CALORE	ALLUVIONI/ PREC. INTENSE	NEVE INTENSA/ GHIACCIO	GRANDINE	TEMPESTE DI VENTO E CICLONI	INCENDI	FULMINAZIONI
Termoelettrica	●	●	○	○	●	●	*In corso di valutazione*
Solare	●	●	●	●	●	●	*In corso di valutazione*
Eolica	●	●	●	●	●	●	*In corso di valutazione*
Idroelettrica	●	●	●	○	●	○	●
Storage	○	●	○	○	○	●	○
Geotermica	○	○	○	○	○	●	*In corso di valutazione*
Grids	●	●	●	●	●	●	●
Enel X Global Retail	●	●	●	●	●	●	*In corso di valutazione*

Per capire quindi gli eventuali impatti sul business si è considerata la matrice per effettuare ove possibile analisi ad hoc in ordine di priorità.

Metodologia di valutazione del rischio da eventi acuti

Al fine di quantificare il rischio derivante da eventi acuti, il Gruppo fa riferimento a una consolidata metodologia di analisi del rischio catastrofico, utilizzata nel settore assicurativo e anche nei report dell'IPCC[34]. Tale metodologia è seguita sia nella valutazione del rischio a supporto delle decisioni industriali e strategiche, sia nella copertura del rischio attraverso le proprie unità di business di assicurazio-

(34) L. Wilson, "Industrial Safety and Risk Management", University of Alberta Press, Alberta 2003.
T. Bernold, "Industrial Risk Management". Elsevier Science Ltd., Amsterdam, 1990.
H. Kumamoto and E.J. Henley, "Probabilistic Risk Assessment And Management For Engineers And Scientists", IEEE Press, 1996.
Nasim Uddin, Alfredo H.S. Ang. (eds.), "Quantitative risk assessment (QRA) for natural hazards", ASCE, Germany, 2012.
UNISDR, "Global Assessment Report on Disaster Risk Reduction: Revealing Risk, Redefining Development", UNISDR, Geneva, 2011.
IPCC, "Managing the Risks of Extreme Events and Disasters to Advance Climate Change Adaptation - A Special Report of Working Groups I-II of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)", Cambridge University Press, Cambridge, 2012.

ne e la società captive di assicurazione Enel Insurance NV il Gruppo gestisce le diverse fasi legate ai rischi derivanti da catastrofi naturali: dalla valutazione e quantificazione alle corrispondenti coperture per ridurre al minimo gli impatti.

In tutte le suddette tipologie di catastrofi naturali, si individuano tre fattori indipendenti che, sinteticamente, sono di seguito descritti.

- La probabilità dell'evento (c.d. "hazard"), cioè la sua frequenza teorica su uno specifico arco temporale, anche esprimibile come tempo di ritorno. L'hazard, che ha una specifica distribuzione geografica, è analizzato nei luoghi dove sono presenti gli asset di interesse.

  Quindi il Gruppo adotta, a tal fine, mappe di hazard che associano, per le diverse tipologie di catastrofi naturali, associando a ogni punto geografico, la stima dell'hazard. Queste informazioni, organizzate in database geo-referenziati, vengono fornite da società globali di ri-assicurazione, o elaborate sui dati resi disponibili da società di consulenza meteorologica o istituzioni accademiche.

- La vulnerabilità, in termini percentuali, indica quanto valore viene perso e/o danneggiato al verificarsi dell'evento catastrofico. In termini più specifici, quindi, si può far riferimento al danneggiamento di asset materiali, all'impatto sulla continuità della produzione e/o distribuzione di energia elettrica, o anche all'erogazione dei servizi elettrici offerti al cliente finale.

  Il Gruppo, soprattutto nel caso di danni ai propri asset, realizza e promuove specifiche analisi di vulnerabilità relative a ogni tecnologia presente nel proprio portafoglio: per esempio impianti di produzione solari, eolici, idroelettrici, reti di trasmissione e distribuzione, cabine primarie e secondarie ecc.

- L'esposizione è l'insieme dei valori economici, presenti nel portafoglio del Gruppo, che possono avere impatti non trascurabili in presenza di eventi naturali catastrofali. Anche in questo caso, le dimensioni delle analisi sono specifiche per le diverse tecnologie di produzione, per gli asset della distribuzione e per i servizi al cliente finale.

  L'insieme dei tre fattori sopra descritti (hazard, vulnerabilità ed esposizione) costituisce l'elemento fondamentale per la valutazione del rischio derivante da eventi estremi. In tal senso il Gruppo, rispetto agli scenari di cambiamento climatico, differenzia le analisi di rischio a seconda delle specificità dei diversi orizzonti temporali associati. Nella seguente tabella è, quindi, riportato sinteticamente lo schema adottato per la valutazione degli impatti derivanti da fenomeni fisici acuti.

Orizzonte temporale	Hazard	Vulnerabilità	Esposizione
Breve termine	Mappe di hazard basate su dati storici e modelli meteorologici	La vulnerabilità, essendo legata al tipo di evento estremo, alle specifiche della tipologia di danno e ai requisiti tecnici della tecnologia in esame, è essenzialmente indipendente dagli orizzonti temporali	Valori del Gruppo nel breve termine
Medio e lungo termine	Mappe di hazard e studi specifici per i diversi scenari climatici RCP dell'IPCC		Valori del Gruppo nella loro evoluzione di lungo termine

Gestione del rischio da eventi estremi nel breve termine

Nell'orizzonte di breve termine (1-3 anni) il Gruppo, oltre a quanto illustrato precedentemente in termini di valutazione e quantificazione del rischio, mette in atto azioni volte alla riduzione degli impatti che il business può subire in seguito a eventi estremi di tipo catastrofale. In tal senso si possono distinguere due principali tipologie di azioni: la definizione di una efficace copertura assicurativa e le diverse attività di adattamento al cambiamento climatico, legate alla prevenzione dei danni che potrebbero derivare da eventi estremi.
Di seguito si illustrano le caratteristiche generali di tali azioni e, naturalmente, nel caso delle attività di adattamento per la prevenzione e mitigazione dei danni, si farà riferimento specifico alle Linee di Business Globali Generazione ed Enel Grids del Gruppo.

Impatti degli eventi fisici acuti sul Gruppo

Il Gruppo Enel possiede un portafoglio ben diversificato in termini di tecnologie, distribuzione geografica e dimensione degli asset e, di conseguenza, anche l'esposizione del portafoglio ai rischi naturali è diversificata. il Gruppo mette in atto varie misure di mitigazione del rischio che, come verrà descritto di seguito, includono sia le coperture assicurative sia altre azioni manageriali e operative atte a ridurre ulteriormente il profilo di rischio dell'Azienda.
Infatti, le evidenze empiriche riportano ripercussioni trascurabili di tali rischi, come dimostrano i dati relativi agli ultimi cinque anni. Considerando gli eventi più rilevanti, definiti come gli accadimenti con impatto lordo >10 milioni di euro, il valore cumulato dell'impatto lordo ammonta a ~130 milioni di euro, che rappresenta meno dello 0,06% dei valori assicurati del Gruppo al 2023, pari a ~220 miliardi di euro.

Acute Events Risk Index (AERI)

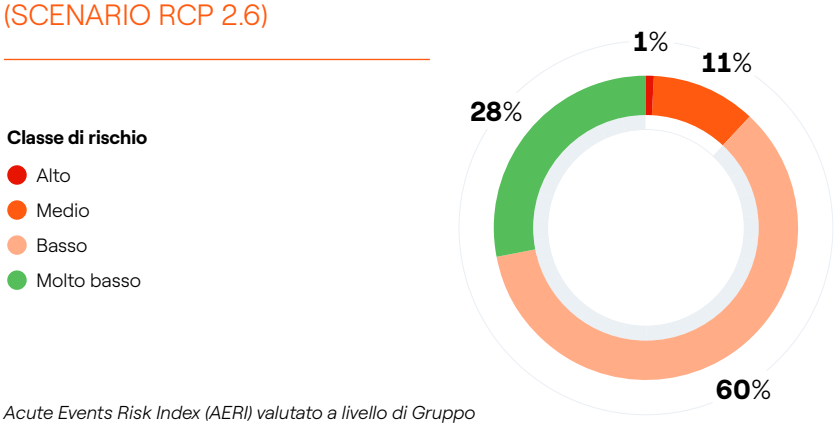
Come mostrato in precedenti pubblicazioni, il Gruppo ha sviluppato un indice di climate change chiamato Acute Events Risk Index (AERI)[35] per dare un'indicazione di alto livello della variazione del rischio degli impianti di generazione di energia rinnovabile dovuto al cambiamento climatico per i fenomeni acuti. In particolare, i risultati mostrano la quota di capacità installata che, in base alle proiezioni climatiche (RCP 2.6), si troverà in zone caratterizzate da una classe di rischio più o meno alta in funzione dell'incremento dell'hazard atteso a causa del cambiamento climatico nel periodo 2030-2050 rispetto al periodo storico.

L'AERI considera gli impianti idroelettrici, solari ed eolici del Gruppo (Enel Green Power ed Enel X) e nel 2023 è stato aggiornato affinché includa anche gli impianti COD 2022[36]. L'indice utilizza le metriche climatiche e l'approccio seguito per il preliminary screening, che saranno descritti anche in seguito, allo scopo di identificare gli asset che saranno soggetti ai cambiamenti climatici più intensi. L'obiettivo di questa valutazione è definire le priorità per le analisi di dettaglio necessarie per l'individuazione delle azioni di adattamento. Viene data una rappresentazione sintetica di uno screening effettuato per ogni impianto e fenomeno fisico rilevante, rispetto al quale verranno valutate le priorità per analisi più dettagliate.

In particolare, per ogni impianto vengono considerati i fenomeni fisici rilevanti, rispetto ai quali si calcola il livello di cambiamento climatico futuro e attraverso un'opportuna ponderazione viene assegnata a ciascun asset una classe di rischio (alta, media, bassa, molto bassa). A questo punto è possibile aggregare i risultati e arrivare al valore di AERI di Gruppo declinato per ogni categoria di rischio.

Come mostrato nella figura seguente, nello scenario RCP 2.6 solamente poco più dell'1% della capacità totale analizzata del Gruppo Enel è localizzato in zone classificate ad alto rischio da climate change: per questi impianti un'analisi dettagliata è prioritaria per identificare possibili misure di adattamento. L'11% circa, invece, si troverà in aree a medio rischio. Ciò significa che la situazione degli asset deve essere analizzata su base rolling per valutare se procedere con analisi più approfondite e dati a più alta risoluzione, allo scopo di definire le necessità di adattamento rispetto a fenomeni specifici. Infine, alla restante capacità installata (88%) è associato un rischio basso o molto basso: gli impianti in queste categorie non dovrebbero essere soggetti a cambiamenti climatici rilevanti nello scenario RCP 2.6. Per questi, dunque, restano adeguati i criteri e le azioni già implementate e le analisi di dettaglio avranno priorità minore. Le analisi saranno comunque aggiornate e affinate su base continua per garantire il monitoraggio del cambiamento climatico atteso su tutti gli impianti.

RAGGRUPPAMENTO DELLA CAPACITÀ DI GRUPPO (%) IN DIVERSE CATEGORIE DI RISCHIO DA CAMBIAMENTO CLIMATICO (SCENARIO RCP 2.6)



Acute Events Risk Index (AERI) valutato a livello di Gruppo per lo scenario RCP 2.6

(35) Con l'AERI si valuta la percentuale di capacità a rischio nel futuro a lungo termine (2030-2050) rispetto allo storico. Si assume così che gli impianti del Gruppo siano resilienti ai fenomeni osservati nel recente passato.
(36) Gli impianti in Perù non sono inclusi nella stima dell'indice. Nel 2023 è stata affinata anche la metodologia di calcolo dell'indice in modo da tener conto meglio dell'incertezza intrinseca del dato climatico.

Il Gruppo sta inoltre lavorando per estendere l'analisi anche alle reti di distribuzione e avere così anche per Enel Grids un'informazione quali-quantitativa dei rischi climatici associati agli asset della Linea di Business.

Le assicurazioni nel Gruppo Enel

Il Gruppo, annualmente, definisce programmi globali di assicurazione per i propri business, presenti nei diversi Paesi in cui opera. I due programmi principali, in termini di ampiezza di copertura e di volumi, sono i seguenti:

- il Programma Property ("Property Damage and Business Interruption Insurance Program") per ciò che concerne i danni materiali che possono subire gli asset e l'interruzione del business che ne deriva. Quindi, oltre al costo per la ricostruzione a nuovo dell'asset (o di sue parti), si remunerano, entro i limiti e le condizioni definite nelle polizze, anche le perdite economiche dovute ai loro fermi in termini di produzione e/o di distribuzione dell'energia elettrica;
- il Programma Liability ("General & Environmental Liability Insurance Program") che copre i danni a terze parti, conseguenti anche agli impatti che possono avere eventi estremi sugli asset e sul business del Gruppo.

A partire da una efficace valutazione del rischio, si possono dunque definire adeguati limiti e condizioni assicurative all'interno delle polizze di copertura e questo vale anche nel caso di eventi estremi naturali, legati al cambiamento climatico. Infatti, in quest'ultimo caso gli impatti sul business possono essere notevoli ma, come si è verificato nei casi accaduti in passato e in diverse località del mondo, il Gruppo ha mostrato una grande resilienza, grazie agli ampi limiti di copertura assicurativa che sono anche conseguenza di una solida struttura di ri-assicurazione, rispetto alla società captive del Gruppo.
In un tale contesto di efficace copertura assicurativa non sono comunque meno rilevanti le azioni che il Gruppo pone in essere nell'ambito della prevenzione manutentiva degli asset di produzione e distribuzione dell'energia elettrica. Infatti, se da un lato gli effetti di tali attività hanno immediato riscontro nella mitigazione degli impatti dovuti agli eventi estremi, dall'altro sono presupposto necessario per ottimizzare il risk financing e minimizzare, rispetto al mercato assicurativo, i costi dei propri programmi globali di copertura, tra cui anche il rischio legato agli eventi catastrofali naturali. Tale strategia adattiva si sostanzia in strategie e azioni manageriali, non solo assicurative, che si modificano con le condizioni al contorno; per esempio, il Gruppo è riuscito a sterilizzare gran parte del trend in forte rialzo dei premi sui mercati assicurativi tramite modifiche alle politiche di retention del rischio sugli asset, nonché tramite politiche di trasferimento interno del rischio che premiano le Linee di Business più virtuose dal punto di vista della risk mitigation. In quest'ottica, assumono un ruolo cruciale il metodo e le informazioni estratte dalle analisi degli eventi ex post che permettono di definire processi e pratiche per la mitigazione di eventi simili in futuro.

Le attività di adattamento al cambiamento climatico nel Gruppo Enel

Il Gruppo implementa soluzioni di adattamento al cambiamento climatico secondo un approccio complessivo che, come descritto nel capitolo "Climate change strategy", agisce valutando i potenziali impatti al fine di calibrare opportunamente le misure necessarie per potenziare la capacità di risposta agli eventi avversi (Response Management) e per aumentare la resilienza del business (Resiliency Measures), riducendo quindi il rischio di futuri impatti negativi di eventi avversi. Inoltre, le competenze e gli strumenti sviluppati per analizzare gli effetti del cambiamento climatico possono essere impiegati per creare valore, per esempio ideando nuove opzioni di business, volte a offrire soluzioni per facilitare l'adattamento delle comunità e di tutti gli stakeholder.

Le soluzioni di adattamento possono comprendere sia azioni, policy e best practice implementate nel breve termine, sia decisioni a lungo termine.
Per i nuovi investimenti, in linea con l'approccio generale, si può inoltre agire già nella fase di progettazione e costruzione, per ridurre by design l'impatto dei rischi climatici, per esempio tenendo conto in fase di progettazione degli scenari climatici e delle analisi della vulnerabilità degli asset rispetto a fenomeni specifici per implementare soluzioni resilienti.

Nella tabella seguente è riportata una sintesi di alto livello che vuole rappresentare il tipo di azioni che Enel attua per una corretta gestione degli eventi avversi e per aumentare la resilienza a fronte di fenomeni meteo e della loro evoluzione a causa del cambiamento climatico. Nei paragrafi successivi alcune attività vengono descritte in maggiore dettaglio.

Linea di Business	A. Resiliency Measures – Potenziamento resilienza degli asset	B. Response Management – Gestione eventi avversi
Enel Green Power and Thermal Generation	**Asset esistenti** 1. Linee guida per risk assessment e design tecnologia idraulica 2. Processi di "Lesson learned feedback" da O&M verso E&C e BD **Nuove costruzioni** In aggiunta a quanto fatto per gli asset esistenti: 1. Climate Change Risk Assessment (CCRA) inclusi nei documenti di impatto ambientale (pilota)	**Asset esistenti** 1. Gestione incidenti ed eventi critici 2. Piani e procedure di gestione emergenze sito-specifici 3. Tool specifici per la previsione di eventi estremi imminenti e allerte maltempo
Enel Grids	**Asset esistenti e nuove costruzioni** 1. Linee guida per la definizione di piani di incremento della resilienza delle reti (per esempio "Network Resilience Enhancement Plan" e-distribuzione) 2. Strategie e linee guida su azioni di Risk Prevention sulla rete di distribuzione 3. Il "Piano Resilienza" in Italia e il "Network Strength" in Colombia	**Asset esistenti** 1. Strategie e linee guida su azioni di Readiness, Response, Recovery sulla rete di distribuzione 2. Linee guida globali per la gestione emergenze ed eventi critici 3. Misure di prevenzione del rischio e di preparazione in caso di incendi su installazioni elettriche (linee, trasformatori ecc.)
Enel X Global Retail	**Asset esistenti** 1. Analisi preliminare degli impatti dei cambiamenti climatici a medio-lungo termine	**Asset esistenti** 1. Enel X Critical Event Management

Enel ha inoltre portato a termine un progetto dedicato alla costruzione di un catalogo di azioni di intervento pratiche, volte a potenziare la resilienza degli asset e la loro capacità di response ai possibili effetti del cambiamento climatico.
Tale catalogo comprende azioni mirate per ognuno degli eventi rilevanti riportati nelle matrici dei fenomeni rilevanti, mostrate nelle sezioni precedenti, per ogni area geografica di interesse del Gruppo e differenziate in base alle diverse tecnologie degli asset detenuti in tali aree.
Il catalogo delle possibili azioni di adattamento, manutenuto e aggiornato ciclicamente in base a necessità emergenti e all'affinamento delle analisi antistanti al loro concepimento, comprende più di 100 possibili azioni, tra cui:

- weather alerting (che include l'utilizzo di diversi tool volti al monitoraggio e alla gestione sia degli asset sia delle risorse naturali);
- automazione (per esempio sulle reti di media tensione per ridurre l'impatto dei guasti sui clienti in termini di SAIDI e SAIFI);
- rinforzo strutturale su tutto il parco asset con particolare attenzione alle componenti critiche;
- formazione continua del personale.
- interventi di manutenzione sulla vegetazione e di cura dell'ambiente immediatamente circostante agli asset.

Il catalogo è un elemento importante che raccoglie le opzioni di adattamento possibili, a partire dalle quali è possibile fare stime di costo e rischio evitato relative ad applicazioni su specifici siti. Tali informazioni consentono di scegliere sulla scorta di analisi di costo-beneficio l'azione più conveniente da intraprendere in base ai rischi attesi da scenario in ogni specifica situazione.

Come Enel garantisce la resilienza della generazione

Per quanto riguarda la generazione, nel tempo il Gruppo ha sia effettuato interventi mirati su siti specifici sia instaurato attività e processi di gestione *ad hoc*.
Tra le azioni su siti specifici negli ultimi anni, citiamo per esempio:

- miglioramento dei sistemi di gestione delle acque di raffreddamento di alcuni impianti per compensare fenomeni derivanti dall'abbassamento dei fiumi, come per esempio il Po in Italia;
- specifici interventi tecnologici ("fogging systems") per migliorare il flusso dell'aria in ingresso e compensare la riduzione di potenza dovuta all'aumento della temperatura ambiente nei CCGT;
- installazione di pompe di drenaggio, sollevamento del terrapieno, pulizia periodica dei canali, e interventi per rafforzare i terreni adiacenti agli impianti rispetto a eventi franosi e per mitigare i rischi di alluvione;
- rivalutazione periodica sito-specifica per gli impianti idroelettrici degli scenari di alluvione attraverso simulazioni numeriche. Gli scenari elaborati sono gestiti con azioni di mitigazione e interventi sulle opere civili, sulle dighe e sulle opere di presa.

Per la corretta gestione dei fenomeni meteo avversi nell'ambito della generazione di energia elettrica, il Gruppo adotta una serie di best practice come le seguenti.

Practice di Gruppo per la gestione dei fenomeni meteo nell'ambito della generazione

Ambiti principali:

Maintenance

O&M Operation

Dams and Hydraulic Infrastructure Safety

Critical Event Management

- Previsioni meteo per monitorare la disponibilità della risorsa rinnovabile e il verificarsi degli eventi estremi, con sistemi di allerta che garantiscano la protezione di persone e asset.
- Simulazioni idrologiche, rilievi del territorio (anche con droni), monitoraggio di eventuali vulnerabilità attraverso sistemi digitali GIS (Geographic Information System) e misure satellitari.
- Monitoraggio avanzato di oltre 100.000 parametri (con oltre 160 milioni di misure storiche) rilevati su dighe e opere civili idroelettriche.
- Monitoraggio in tempo reale da remoto degli impianti di produzione elettrica.
- Safe room nelle zone esposte a tornado e uragani, come per esempio gli impianti eolici in Oklahoma, negli Stati Uniti.
- Adozione di linee guida specifiche per l'esecuzione di studi idrologici e idraulici sin dalle prime fasi di sviluppo, volte a valutare i rischi interni di impianto e verso le aree esterne all'impianto, con applicazione in fase di progettazione delle opere di drenaggio e di mitigazione del principio di invarianza idraulica.
- Verifica di potenziali trend climatici per i principali parametri di progetto al fine di tenerne conto nel dimensionamento dei sistemi per progetti rilevanti (per esempio: valutazioni sulla temperatura della sorgente fredda al fine di garantire maggiore flessibilità nel raffreddamento nei nuovi CCGT) e di opere civili specifiche (per esempio: valutazioni sulla piovosità per il progetto dei sistemi di drenaggio in impianti solari).
- Stima di velocità del vento estreme utilizzando database aggiornati contenenti i registri e le traiettorie storiche di uragani e tempeste tropicali, con conseguente selezione della tecnologia delle turbine eoliche più adatta alle condizioni emerse.

In aggiunta, per reagire prontamente agli eventi avversi, il Gruppo adotta procedure dedicate per la gestione delle emergenze con protocolli di comunicazione in tempo reale, pianificazione e gestione di tutte le attività per il ripristino delle attività operative in breve tempo e check-list standard per la valutazione dei danni e il ritorno in servizio in sicurezza in tutti gli impianti nel tempo più breve possibile. Una soluzione per minimizzare gli impatti dei fenomeni climatici è rappresentata dal processo di "Lesson Learned Feedback", che viene implementato dalle Funzioni tecniche ed è regolato dal modello operativo esistente e influenza i progetti futuri.

L'analisi degli impatti climatici futuri per identificare le necessità di adattamento

Nella Linea di Business Generazione, partendo dalla mappatura dei fenomeni rilevanti a livello globale (matrice riportata precedentemente) si stanno conducendo analisi dei rischi climatici acuti e cronici per stimare l'impatto futuro nel medio-lungo termine sugli impianti di generazione del Gruppo.

In particolare, l'analisi sugli eventi acuti è stata eseguita in due fasi:

- preliminary screening dell'hazard ed esposizione per tutti gli impianti hydro, wind e solar con l'obiettivo di classificare la flotta esistente, considerando le specifiche vulnerabilità, e identificare gli impianti con un maggior rischio dove poi effettuare un'analisi di dettaglio;
- detailed analysis sugli impianti prioritari per un maggior rischio, consentendo la futura identificazione di eventuali azioni di adattamento e di misure per la prevenzione dei danni dovuti agli eventi acuti e della perdita di produzione.

L'analisi di dettaglio è stata sviluppata per tener conto del possibile incremento di frequenza e intensità degli eventi estremi e individuare di conseguenza gli asset esposti al relativo fenomeno.

L'analisi di dettaglio sui siti pilota ha messo in evidenza un numero limitato di asset a rischio alto, nel lungo termine, per tutto il set di fenomeni considerato.

Precipitazioni intense

- È stata condotta un'analisi su un numero rilevante di impianti che ha evidenziato un'elevata correlazione della geo-morfologia del sito rispetto all'impatto del

fenomeno sull'asset e ha confermato la necessità di un'analisi sito-specifica, in particolare per quegli asset maggiormente esposti al fenomeno (tra le tecnologie quella fotovoltaica e a livello geografico l'America Latina).
- Analisi più approfondite hanno permesso di identificare possibili misure di adattamento strutturali utili ad abbassare il livello di rischio idraulico a una soglia accettabile e la cui implementazione richiederà un'analisi costo-beneficio. Tali interventi di adattamento strutturali possono per esempio essere relativi alla costruzione di opere di mitigazione idraulica (principalmente argini, riprofilature di alveo, adattamento canali di drenaggio, vasche di espansione e laminazione) e innalzamento delle componenti a rischio tramite movimentazione terra e aumento della lunghezza delle strutture di supporto nel caso di pannelli fotovoltaici.

Ondate di calore
- Si è approfondito il fenomeno delle ondate di calore per gli impianti fotovoltaici, evento critico caratterizzato dal permanere per più giorni di alte temperature in corrispondenza di assenza di precipitazioni.
- Nonostante l'aumento della frequenza e dell'intensità del fenomeno climatico non si evidenziano impatti rilevanti sull'asset, ma solo una riduzione della performance dell'inverter per derating in determinati periodi dell'anno e in specifiche località.

Tempeste di vento
- Relativamente al rischio tempeste di vento, nonostante gli scenari evidenzino un aumento dell'incidenza del fenomeno, l'analisi d'impatto mostra un'elevata resilienza by design soprattutto degli impianti eolici analizzati.
- L'implementazione di eventuali misure di adattamento richiederà valutazioni sito-specifiche sulla base di un'analisi costo-beneficio, considerando il limitato impatto che il fenomeno ha sugli impianti Enel Green Power.

Incendi
- Relativamente al rischio incendio la Linea di Business ha condotto uno studio per individuare le aree a maggior rischio e in ottica di prevenzione e/o di riduzione delle tempistiche di intervento sono state individuate alcune possibili misure di adattamento da adottare in fase progettuale o di esercizio dell'impianto, come per esempio rimozione aggiuntiva della vegetazione attorno all'area di progetto, predisposizione di strisce tagliafuoco, coordinamento extra con autorità locali su modalità di intervento in caso di incendio.

Le metodologie sviluppate saranno progressivamente affinate con l'obiettivo di applicarle anche al design e sviluppo di nuovi impianti Enel Green Power. Infatti, l'applicazione di queste valutazioni in fase di design può contribuire a incrementare ulteriormente la resilienza, prevedendo i rischi e preservando il valore dei nuovi progetti.
Queste analisi consentiranno di quantificare le necessità di adattamento in termini di Risk Prevention (per esempio l'adozione di un design adattivo), e in termini di Event Management e gestione del rischio residuale.

La resilienza delle reti al centro della strategia Enel
La Linea di Business Enel Grids, seguendo le Policy di Gruppo sopra menzionate ("Climate change risks and opportunities"), ha emesso una specifica policy (Climate Change Risk Assessment) al fine di fornire criteri generali, metodologia e requisiti adottati per l'identificazione, l'analisi e la valutazione di rischi inerenti al cambiamento climatico, relativamente agli asset gestiti e alle attività svolte, al fine di monitorare il rischio e le azioni da mettere in atto per mitigarne gli impatti.
Nella Linea di Business Enel Grids il Gruppo Enel, per far fronte agli eventi climatici estremi, ha adottato un approccio denominato "4R" che in un'opportuna policy (che vuole assicurare una strategia innovativa per la resilienza delle reti di distribuzione) definisce le misure da adottare sia in fase di preparazione di un'emergenza sulla rete, sia per un repentino ripristino del servizio *ex post*, ovvero una volta che gli eventi climatici hanno causato danni agli asset e/o disalimentazioni. La strategia delle 4R si articola in quattro fasi.

1. Risk Prevention: include azioni che consentano di ridurre la probabilità di perdere elementi di rete a causa di un evento e/o a minimizzare i suoi effetti, ovvero sia interventi atti ad aumentare la robustezza dell'infrastruttura sia interventi di manutenzione. La scelta delle soluzioni tecniche per incrementare la resilienza è indirizzata da un catalogo che individua il miglior intervento per evento climatico e geografia.
2. Readiness: comprende tutti gli interventi finalizzati a migliorare la tempestività con cui viene identificato un evento potenzialmente critico, ad assicurare il coordinamento con la Protezione Civile e le istituzioni locali, nonché a predisporre le necessarie risorse una volta che un disservizio si sia verificato sulla rete.

3. Response: rappresenta la fase in cui viene valutata la capacità operativa di far fronte a un'emergenza al verificarsi di un evento estremo, direttamente correlata alla capacità di mobilitare risorse operative sul campo e alla possibilità di effettuare manovre telecomandate di rialimentazione tramite collegamenti resilienti di backup.
4. Recovery: è l'ultima fase, nella quale si ha l'obiettivo di far tornare la rete, quanto prima, in condizioni di funzionamento ordinarie, nei casi in cui l'evento meteo estremo abbia determinato interruzioni del servizio nonostante tutte le misure di incremento della resilienza precedentemente adottate.

La Linea di Business, seguendo tale approccio, ha predisposto diverse policy su azioni specifiche volte a trattare i vari aspetti e i diversi rischi inerenti al climate change. In particolare:

Guidelines for Readiness Response and Recovery actions during emergencies	Una policy relativa alle ultime tre fasi dell'approccio 4R indica le linee guida e le misure volte a migliorare le strategie di preparazione, a mitigare l'impatto delle interruzioni totali e, infine, a ripristinare il servizio al maggior numero possibile di clienti nel più breve tempo possibile.
Guideline for Network Resilience Enhancement Plan	Una policy dedicata si prefigge l'obiettivo di identificare gli eventi climatici straordinari più impattanti sulla rete, di valutare specifici KPI della rete AS-IS e il miglioramento degli stessi in base a interventi proposti per poterne, infine, valutare l'ordine di priorità. In tal modo si vanno a selezionare le azioni che, poste in atto, minimizzano l'impatto sulla rete di eventi estremi particolarmente critici in una determinata area/regione. La policy si colloca, quindi, nelle prime due fasi dell'approccio 4R, suggerendo misure in merito a Risk Prevention e Readiness. In Italia, questa policy si traduce nel Piano Resilienza che e-distribuzione predispone annualmente dal 2017 e che rappresenta un *addendum* del Piano di Sviluppo nel quale si prevedono investimenti ad hoc, su un orizzonte di tre anni, che mirano a ridurre l'impatto di eventi estremi appartenenti a determinati cluster critici: ondate di calore, manicotto di ghiaccio e tempeste di vento (caduta di alberi ad alto fusto). Nel periodo 2017-2021 sono stati già investiti circa 672 milioni di euro e circa ulteriori 262 milioni di euro verranno impiegati anche nel triennio successivo, come specificato nell'*addendum* al Piano 2022-2024. A fronte di questi rischi sono stati pianificati investimenti come la sostituzione mirata dei conduttori nudi con cavo isolato, in alcuni casi interramento dei cavi, oppure soluzioni che prevedano vie di rialimentazione non vulnerabili ai fenomeni sopra citati. Così come in Italia, anche negli altri Paesi, sia in Europa sia in Sud America, si stanno approfondendo temi analoghi, per poter predisporre un processo di pianificazione investimenti *ad hoc*, in grado di incrementare il grado di resilienza delle reti agli eventi estremi, sempre tenendo conto delle diverse peculiarità di ogni realtà territoriale.
Measures for Risk Prevention and Preparation in case of wildfires affecting the electrical installations	Una policy dedicata al rischio incendi definisce un approccio integrato di gestione delle emergenze applicato al fenomeno incendi boschivi, sia nei casi in cui siano originati da fenomeni esterni alle reti e sia nei casi, per quanto rari, in cui siano causati dalle reti stesse e, comunque, in ogni caso siano potenzialmente pericolosi per gli impianti Enel. Il documento fornisce linee guida, da calare nelle diverse realtà di presenza, al fine di individuare aree/impianti a rischio, di definire specifiche misure di prevenzione (per esempio valutazione di specifici piani manutentivi ed eventuali interventi di rafforzamento) e, nel caso di manifestazione dell'incendio, di gestire in maniera ottimale l'emergenza per limitarne l'impatto e ripristinare quanto prima il servizio.
Azioni di supporto	Implementazione di sistemi di previsione meteorologica, di monitoraggio dello stato della rete e di valutazione dell'impatto dei fenomeni climatici critici sulla rete, predisposizione di piani operativi e organizzazione di apposite esercitazioni. In tal senso, particolare rilevanza è rappresentata da accordi preventivi per la mobilitazione di risorse straordinarie – preventivamente identificate per far fronte all'emergenza – sia interne sia di imprese contrattiste. Per esempio, in Italia, oltre ad aver installato e reso operative tre stazioni sperimentali con l'obiettivo di osservare e approfondire il fenomeno di formazione del manicotto di ghiaccio sui conduttori MT, sono stati avviati trial di sensoristica IoT per il monitoraggio di linee aree localizzate in zone particolarmente esposte ai fenomeni di neve e vento (progetto Newman).

Enel Grids sta contribuendo in maniera significativa alla stesura delle prime pubblicazioni del settore sull'importanza e le possibili azioni in merito alla resilienza e all'adattamento al cambiamento climatico, come per esempio il report *ad hoc* emesso da Eurelectric-EPRI[37] nel dicembre 2022 "The Coming Storm: building electricity resilience to extreme weather".

In aggiunta, nell'ottica del miglioramento continuo, Enel Grids effettua attività di scouting, direttamente contattando startup, esperti del settore e attraverso challenge proposte dalla Funzione del Gruppo Enel che si occupa di innovazione, al fine di identificare soluzioni tecnologiche innovative per supportare le analisi di impatto climatico e le misure di adattamento per incrementare la resilienza della rete.

L'analisi degli impatti climatici futuri per identificare le necessità di adattamento

La Linea di Business Enel Grids, partendo dalla mappatura dei fenomeni rilevanti a livello globale, monitora l'andamento dei fenomeni maggiormente critici nei diversi Paesi di presenza, per stimarne l'impatto futuro del cambiamento climatico sulla rete nel medio-lungo termine. Per fare ciò, è necessario effettuare innanzitutto una valutazione preliminare degli eventi meteo estremi verificatisi in passato con i relativi impatti sulla rete (anche in termini di guasti associati). La mappatura che associa a ogni "core country" gli eventi acuti maggiormente critici è rappresentata in figura. Questa consente l'identificazione delle analisi prioritarie, al fine di individuare le eventuali misure di adattamento.



A partire da tali valutazioni sono state quindi condotte analisi di dettaglio per specifici fenomeni e geografie. Di seguito alcuni esempi.

Precipitazioni intense/tempeste di vento

- È stata effettuata un'analisi per approfondire il fenomeno della ciclogenesi esplosiva (data dalla combinazione di vento e pioggia intensi) in Spagna, con proiezioni degli eventi fino al 2050, valutando i possibili impatti futuri sugli asset di rete. I primi risultati suggeriscono un andamento sostanzialmente in linea con lo storico osservato, a eccezione delle aree costiere della Catalogna, dove si prevede una possibile intensificazione degli eventi.

(37) EPRI: Electric Power Research Institute.

- Anche in Colombia sono state eseguite analisi sugli impatti delle precipitazioni, nell'area sia di Bogotà sia di Cundinamarca, valutandone i possibili scenari al 2050. Gli approfondimenti effettuati mostrano una sostanziale persistenza nel tempo degli effetti negativi associati a tale fenomeno. In virtù di tali prime risultanze, si prevede la pianificazione di interventi perlopiù volti a impermeabilizzare le cabine secondarie nelle aree urbane, in risposta al rischio di alluvioni, così come l'irrobustimento delle infrastrutture aeree per limitare le conseguenze legate all'impatto diretto delle precipitazioni.
- È stata condotta una prima analisi in Cile sugli impatti delle tempeste di vento nell'area di concessione a Santiago del Cile. I risultati delle analisi di scenario al 2050 hanno evidenziato una persistenza del fenomeno che viene tenuto sotto osservazione per la futura pianificazione di interventi di rinforzo della rete aerea tramite la sostituzione di conduttore nudo con cavo.

Ondate di calore

- Si è ulteriormente approfondito il fenomeno delle ondate di calore in Italia a partire dalle prime analisi già condotte nel 2020. Tale evento critico è caratterizzato dal permanere per più giorni di alte temperature in corrispondenza di assenza di precipitazioni e, ostacolando lo smaltimento del calore delle linee in cavo interrato, provoca un anomalo incremento del rischio di guasti multipli sulle reti soprattutto nelle aree urbane e nei centri di turismo estivo. Le analisi condotte hanno evidenziato come il fenomeno climatico si intensificherà nei prossimi decenni di un 10-40% al 2050 (in base allo scenario climatico), richiedendo azioni di adattamento adeguate, come già previsto dal crescente impegno testimoniato sia dal Piano Resilienza sopra riportato sia dalla partecipazione al bando del PNRR (Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza) della quota (0,3 miliardi di euro) afferente all'incremento della resilienza delle infrastrutture.

Incendi

- Relativamente al rischio incendio la Linea di Business, unitamente alla policy sopra descritta, sta predisponendo un aggiornamento della policy sulla prevenzione a rischio incendi, applicando un indice che valuta il rischio incendio delle aree in base alle caratteristiche orografiche e ambientali (FWI: Fire Weather Index) come strumento di supporto con proiezione degli scenari al 2050 sull'evoluzione del fenomeno. A oggi ciascun Paese ha condotto uno studio per individuare le aree a maggior rischio incendio in ambito forestale. Tale studio oggi si avvale anche di una mappatura GIS (Geographic Information System) per la più precisa individuazione delle reti rispetto ai diversi contesti ambientali (aree naturali protette, forestali, habitat). In tal modo è possibile adottare interventi progettuali costruttivi o manutentivi ancor più efficaci in ottica di prevenzione del rischio incendi.

Attività di adattamento – Enel X Global Retail

La Linea di Business Enel X Global Retail, per far fronte agli eventi climatici estremi, ha continuato i lavori per stimare i potenziali impatti dei fenomeni fisici allo scopo di definire le relative azioni di adattamento ai cambiamenti climatici, attraverso l'identificazione dei rischi e delle opportunità per i Paesi/asset prioritari.

Per gli asset di proprietà, che rappresentano una quota minoritaria, è stata effettuata un'analisi degli impatti; mentre per quanto riguarda i clienti Business to Business e Business to Government sono in corso di valutazione potenziali rischi e le possibili soluzioni di resilienza.

Il lavoro sull'adaptation si è concentrato sulla definizione della metodologia per valutare la vulnerabilità degli asset di Enel X Global Retail estendendo gli studi sviluppati da Enel Green Power and Thermal Generation ed Enel Grids per la valutazione e la gestione degli eventi meteorologici acuti per il solare (Distributed Energy PV), lo storage e per il Public Lighting.

Per il solare è stato realizzato uno screening preliminare del rischio climatico nei Paesi/asset individuati come prioritari su eventi acuti rilevanti quali: vento estremo, forti precipitazioni/alluvioni, rischio incendio. Per questa tecnologia, il lavoro svolto considerando sia i risultati ottenuti grazie al preliminary screening, sia analisi di maggior dettaglio, non evidenzia al momento criticità legate al cambiamento climatico. L'analisi verrà estesa anche ai siti in cui sono previste nuove costruzioni. Per lo storage, dal lavoro svolto finora, non emergono criticità riguardanti gli eventi climatici acuti. Infine, per quanto riguarda il Public Lighting, sono in fase di studio i fenomeni acuti rilevanti per questo tipo di asset.

Introduzione delle Nature Based Solutions nelle soluzioni di resilienza di Enel X Global Retail

L'attenzione agli effetti del cambiamento climatico viene esplicitata da Enel X Global Retail sia negli spazi extra urbani sia in quelli urbani con una filosofia di approccio alle sfide di sviluppo sostenibile ispirato e supportato dalla natura. Enel X Global Retail è, dunque, impegnata nel promuovere un approccio integrato tra i servizi e prodotti dell'offerta commerciale e le Nature Based Solutions (NBS), ossia l'insieme di tecniche e interventi progettuali che impiegano la natura e i processi a essa ispirati per fornire servizi integrati atti ad aumentare la resilienza delle città al cambiamento climatico, mitigando il microclima, la qualità dell'aria e migliorando in generale la qualità della vita. Per promuovere le NBS, Enel X Global Retail ha sviluppato l'Enel X "NBS Biodiversity Handbook" e l'Enel X "Urban Biodiversity Scoring Model" che consentono di integrare le soluzioni NBS nelle soluzioni di business e valutarne la generazione di impatti positivi sul clima, sulle risorse naturali e sull'esperienza umana.
L'introduzione delle soluzioni NBS nel portfolio d'offerta di Enel X Global Retail è stata diffusa attraverso un ampio set di indicatori scientifici (pubblicati nell'Enel X "NBS Handbook for Urban Contexts") consigliati per misurare gli impatti positivi e accompagnare i clienti nell'adozione di queste pratiche riconosciute a livello internazionale come validi strumenti di adattamento ai fenomeni climatici acuti. In pratica, le NBS possono essere integrate con le soluzioni tecnologiche di Enel X Global Retail per fornire servizi ecosistemici a supporto della natura. Tali soluzioni contribuiscono anche all'adattamento e mitigazione del cambiamento climatico e al miglioramento della qualità della vita nei centri urbani.

Inclusione degli effetti del cambiamento climatico nella valutazione di nuovi progetti

Molte attività legate alla valutazione e realizzazione di nuovi progetti possono beneficiare delle analisi climatiche, sia generali sia sito-specifiche, che il Gruppo sta iniziando a integrare con quelle già considerate nella valutazione dei nuovi progetti. Per esempio:

- studi preliminari: in questa fase i dati climatici possono offrire screening preliminari, attraverso l'analisi di specifici fenomeni climatici, come quelli mostrati precedentemente nell'analisi degli scenari fisici e sintetizzati in indicatori come l'Acute Event Risk Index, e indicatori sintetici come quello di Climate Risk Index, integrato nell'Open Country Risk. Questi dati forniscono una misura preliminare dei fenomeni maggiormente rilevanti nell'area, tra quelli identificati come di interesse per ogni tecnologia;
- stima della producibilità attesa: gli scenari climatici saranno progressivamente integrati per consentire di valutare come il cambiamento climatico modificherà la disponibilità della risorsa rinnovabile sul sito specifico. Nel capitolo "Analisi sull'impatto dei cambiamenti climatici cronici sulla generazione rinnovabile" viene descritto l'approccio applicato sul portafoglio di generazione;
- analisi di impatto ambientale: il Gruppo ha cominciato a integrare, nel set della documentazione prodotta, il Climate Change Risk Assessment, che contiene una rappresentazione dei principali fenomeni fisici e del loro cambiamento atteso nell'area;
- design resiliente: come descritto, tra le attività di adattamento al cambiamento climatico, assumono grande rilevanza quelle rivolte alla progettazione di asset resilienti by design; il Gruppo sta lavorando per considerare progressivamente le analisi basate sui dati climatici, per esempio l'incremento di frequenza e intensità degli eventi acuti. Queste ultime integreranno le analisi esistenti basate sui dati storici già in uso al fine di aumentare la resilienza degli asset futuri, comprendendo tutte le azioni di adattamento eventualmente necessarie nel corso della vita utile del progetto.

Panorama competitivo

L'analisi del panorama competitivo è uno degli elementi significativi dell'analisi del contesto in cui il Gruppo opera e definisce le sue ambizioni di business.
I rischi legati alle tendenze evolutive del mercato vengono mitigati anche dal monitoraggio periodico delle performance comparate a livello industriale e finanziario dei competitor. L'attività di assessment è svolta mediante un framework finalizzato a (i) identificare i competitor e i peer più rilevanti, (ii) analizzarne risultati, i principali driver di business, gli obiettivi strategici e industriali, (iii) comprenderne il posizionamento attuale e prospettico.
Il processo di identificazione delle aziende di riferimento è periodicamente aggiornato per garantire tempestività nella raccolta di informazioni, KPI ed elementi segnaletici utili alle attività di posizionamento e pianificazione strategica del Gruppo. In particolare, l'assessment comparato dei piani strategici

e industriali dei competitor è particolarmente rilevante per valutare potenziali rischi derivanti da possibili mutamenti del contesto competitivo e, soprattutto, fornire elementi di benchmark economico e industriale per contribuire a migliorare le performance del Gruppo.

Rischi finanziari

Nell'esercizio della sua attività, Enel è esposta a diversi rischi di natura finanziaria che, se non opportunamente mitigati, possono direttamente influenzarne il risultato.

In linea con il catalogo dei rischi del Gruppo, i rischi inclusi nella categoria in oggetto sono i seguenti:

- Tasso di interesse
- Commodity
- Tasso di cambio
- Credito e Controparte
- Liquidità

Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi (SCIGR), prevede la definizione di policy che identificano i ruoli e le responsabilità per i processi di gestione, monitoraggio e controllo dei rischi nel rispetto del principio della separazione organizzativa fra le strutture preposte alla gestione e quelle responsabili del monitoraggio e del controllo dei rischi.
La governance dei rischi finanziari prevede, inoltre, la definizione di un sistema di limiti operativi, a livello di Gruppo e di singole Regioni e Paesi, per ogni rischio, periodicamente monitorati dalle unità deputate al controllo dei rischi. Il sistema dei limiti operativi costituisce per il Gruppo un supporto alle decisioni finalizzato al raggiungimento degli obiettivi.
Per un maggiore approfondimento sulla gestione dei rischi finanziari si rimanda alla nota 49 del Bilancio consolidato.

Tasso di interesse

Il Gruppo è esposto al rischio che variazioni del livello dei tassi di interesse comportino variazioni inattese degli oneri finanziari netti o del valore di attività e passività finanziarie valutate al fair value.
L'esposizione al rischio di tasso di interesse deriva principalmente dalla variabilità delle condizioni di finanziamento, in caso di accensione di un nuovo debito, e dalla variabilità dei flussi di cassa relativi agli interessi prodotti dalla porzione di debito a tasso variabile.
La politica di gestione del rischio di tasso di interesse mira al contenimento degli oneri finanziari e della loro volatilità mediante l'ottimizzazione del portafoglio di passività finanziarie del Gruppo e anche attraverso la stipula di contratti finanziari derivati sui mercati OTC.
Il controllo del rischio attraverso specifici processi, indicatori di rischio e limiti operativi consente di contenere i possibili impatti finanziari avversi e, al contempo, di ottimizzare la struttura del debito con un adeguato grado di flessibilità.

Commodity

Enel opera sui mercati energetici e per questa sua attività è esposta al rischio di subire perdite economiche o finanziarie sia a causa di una maggiore volatilità dei prezzi delle commodity energetiche – tra cui energia elettrica, gas e combustibili – e delle materie prime, come minerali e metalli (rischio di prezzo), sia per la mancanza di domanda, sia per l'indisponibilità di commodity energetiche e materie prime (rischio di volume).
Questi rischi, se non efficacemente gestiti, ne possono influenzare in modo significativo i risultati.
Per mitigare tale esposizione, il Gruppo ha sviluppato una strategia di stabilizzazione dei margini che prevede il ricorso alla contrattualizzazione anticipata sia dell'approvvigionamento dei combustibili e dei materiali sia delle forniture ai clienti finali e agli operatori del mercato all'ingrosso.

Enel si è dotata, inoltre, di una procedura formale che prevede la misurazione del rischio residuo, la definizione di un limite di rischio massimo accettabile e la realizzazione di operazioni di copertura mediante il ricorso a contratti derivati sui mercati regolamentati e sui mercati Over the Counter (OTC).
Il processo di controllo del rischio di commodity consente di limitare l'impatto sui margini delle variazioni impreviste dei prezzi di mercato e, al contempo, garantisce un adeguato margine di flessibilità che consente di cogliere opportunità nel breve termine.
Allo scopo di mitigare il rischio di interruzione delle forniture di combustibili e materie prime, il Gruppo ha sviluppato una strategia di diversificazione delle fonti di approvvigionamento ricorrendo a fornitori dislocati in differenti aree geografiche.

Nel 2023, seppur in un perdurante quadro di tensione economica su scala globale a causa dei livelli di inflazione, dei conflitti Russia-Ucraina e israelo-palestinese e dei mutamenti climatici, i livelli dei prezzi delle commodity energetiche e delle materie prime sono diminuiti gradualmente restando comunque più alti dei valori pre-pandemici. Enel ha registrato nel corso dell'anno per le commodity energetiche rischi al di sotto dei limiti stabiliti nel 2023, che ha contenuto grazie a un'attenta e tempestiva attività di gestione e mitigazione, alla diversificazione geografica del business e delle rotte di approvvigionamento al fine di ridurre la dipendenza dal gas russo. Infine, l'adozione di strategie globali e locali, quali per esempio l'elasticità nelle clausole contrattuali e tecniche di proxy hedging (nel caso in cui gli strumenti derivati di copertura non siano disponibili sul mercato o non siano sufficientemente liquidi), ha consentito di ottimizzare i risultati anche in un contesto di mercato altamente dinamico.

Rischio di tasso di cambio

In ragione della diversificazione geografica, dell'accesso ai mercati internazionali per l'emissione di strumenti di debito e dell'operatività sulle commodity, le società del Gruppo sono esposte al rischio che variazioni dei tassi di cambio tra la divisa di conto e le altre divise generino variazioni inattese delle grandezze economiche e patrimoniali riportate nei rispettivi bilanci di esercizio.
Dato l'attuale assetto di Enel, l'esposizione al rischio di tasso di cambio è principalmente legata al dollaro statunitense e deriva da:

- flussi di cassa connessi alla compravendita di combustibili ed energia;
- flussi di cassa relativi a investimenti, a dividendi derivanti da consociate estere e a flussi relativi alla compravendita di partecipazioni;
- flussi di cassa connessi a rapporti commerciali;
- attività e passività finanziarie.

I possibili impatti del rischio cambio si riflettono su:

- costi e ricavi denominati in valuta estera rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo o è stata presa la decisione di investimento (rischio economico);
- rivalutazioni o adeguamenti al fair value di attività e passività finanziarie sensibili al tasso di cambio (rischio di transazione);
- il consolidamento delle società controllate aventi valute contabili diverse (rischio di conversione).

La politica di gestione del rischio di tasso di cambio è orientata alla copertura sistematica delle esposizioni alle quali sono soggette le società del Gruppo, a eccezione del rischio di conversione.
Appositi processi operativi garantiscono la definizione e l'attuazione di opportune strategie di hedging, che tipicamente impiegano contratti finanziari derivati stipulati sui mercati OTC.
Il controllo del rischio attraverso specifici processi e indicatori consente di limitare i possibili impatti finanziari avversi e, al contempo, di ottimizzare la gestione dei flussi di cassa dei portafogli gestiti.
Nel corso dell'anno la gestione del rischio tasso di cambio è proseguita nell'ambito del rispetto della citata politica di gestione dei rischi, senza difficoltà da rilevare nell'accesso al mercato dei derivati.

Credito e Controparte

Le operazioni commerciali su commodity e di natura finanziaria espongono il Gruppo al rischio di credito, ovvero all'eventualità che un peggioramento del merito creditizio delle controparti o l'inadempimento degli obblighi contrattuali di pagamento determini l'interruzione dei flussi di cassa in entrata e l'aumento dei costi di incasso (rischio di regolamento) nonché minori flussi di ricavi dovuti alla sostituzione di operazioni originarie con analoghe negoziate a condizioni di mercato sfavorevoli (rischio di sostituzione). Si può incorrere inoltre in rischi reputazionali ed economici derivanti da un'esposizione significativa verso una singola controparte, gruppi di clienti correlati o controparti operanti nello stesso settore ovvero appartenenti alla stessa area geografica.

L'esposizione al rischio di credito è riconducibile alle seguenti tipologie di operatività:

- vendita e distribuzione di energia elettrica e gas nei mercati liberi e regolamentati e fornitura di beni e servizi (crediti commerciali);
- attività di negoziazione che comportano uno scambio fisico od operazioni su strumenti finanziari con sottostante commodity (portafoglio commodity);
- attività di negoziazione di strumenti derivati, depositi bancari e più in generale di strumenti finanziari (portafoglio finanziario).

La politica di gestione del rischio di credito derivante da attività commerciali e transazioni su commodity prevede la valutazione preliminare del merito creditizio delle controparti e l'adozione di strumenti di mitigazione quali l'acquisizione di garanzie.
Il processo di controllo basato su specifici indicatori di rischio e, dove possibile, di limiti, consente di assicurare che gli impatti economico-finanziari, legati al possibile deterioramento del merito creditizio, siano contenuti entro livelli sostenibili. Al contempo, viene salvaguardata la necessaria flessibilità per ottimizzare la gestione dei portafogli.
Inoltre, il Gruppo pone in essere operazioni di cessione dei crediti senza rivalsa (*pro soluto*), che danno luogo all'integrale eliminazione dal bilancio delle corrispondenti attività oggetto di cessione.
Con riferimento, infine, all'operatività finanziaria e su commodity, la mitigazione del rischio è perseguita attraverso la diversificazione di portafoglio (prediligendo controparti con merito creditizio elevato) nonché l'adozione di specifici framework contrattuali standardizzati che prevedono clausole di mitigazione del rischio (per esempio netting) ed eventualmente lo scambio di cash collateral.
Nel corso dell'anno, dopo un peggioramento temporaneo delle curve di incasso su alcuni segmenti di clientela, le stesse sono tornate sostanzialmente in linea con l'anno precedente. Il portafoglio di Gruppo ha dimostrato – fino a oggi – resilienza al contesto macroeconomico e allo scenario prezzi attuale. Tutto ciò grazie a un rafforzamento dei canali di incasso digitali e a una solida diversificazione della customer base.

Liquidità

Il rischio di liquidità è il rischio che il Gruppo, pur essendo solvibile, non sia in grado di far fronte tempestivamente ai propri impegni, che sia in grado di farlo solo a condizioni economiche sfavorevoli, o che sia in presenza di vincoli al disinvestimento di attività con conseguenti minusvalenze, a causa di situazioni di tensione o crisi sistemica (per esempio credit crunch, crisi del debito sovrano ecc.) o della mutata percezione della sua rischiosità da parte del mercato.

La politica di gestione del rischio di liquidità di Enel è finalizzata al mantenimento di disponibilità liquide sufficienti a fronteggiare gli impegni attesi per un determinato orizzonte temporale senza far ricorso a ulteriori fonti di finanziamento, nonché al mantenimento di una riserva prudenziale di liquidità, sufficiente a far fronte a eventuali impegni inattesi. Inoltre, al fine di rispettare gli impegni di medio e lungo termine, Enel persegue una strategia di gestione dell'indebitamento che prevede una struttura diversificata delle fonti di finanziamento, cui ricorre per la copertura dei propri fabbisogni finanziari, e un profilo di scadenze equilibrato.

Tra i fattori che definiscono la rischiosità percepita dal mercato, il merito creditizio, assegnato a Enel dalle agenzie di rating, riveste un ruolo determinante poiché influenza la sua possibilità di accedere alle fonti di finanziamento e le relative condizioni economiche. Un peggioramento di tale merito creditizio potrebbe, pertanto, costituire una limitazione all'accesso al mercato dei capitali e/o un incremento del costo delle fonti di finanziamento, con conseguenti effetti negativi sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.
Nel corso del 2023 il profilo di rischio di Enel ha subíto variazioni rispetto a dicembre 2022 per Standard & Poor's, passando da "BBB+" con outlook stabile a "BBB" con outlook stabile, e per Moody's, passando da "Baa1" con outlook stabile a "Baa1" con outlook negativo; si conferma Fitch a "BBB+" con outlook stabile.

Al fine di garantire una efficiente gestione della liquidità, l'attività di tesoreria è in larga parte accentrata a livello di Holding, provvedendo al fabbisogno di liquidità primariamente con i flussi di cassa generati dalla gestione ordinaria e assicurando un'opportuna gestione delle eventuali eccedenze.

Relativamente all'incremento del prezzo del gas, avvenuto nel 2022 a seguito del conflitto russo-ucraino e delle relative sanzioni applicate dall'Unione Europea alla Russia, con grande impatto sulle marginazioni aventi a oggetto i derivati su commodity, nel 2023, nonostante la guerra e le sanzioni siano ancora in essere, la liquidità assorbita dalle marginazioni è diminuita sensibilmente. L'indice di rischio di liquidità, monitorato per il Gruppo, si conferma a fine anno ampiamente entro i limiti fissati per l'anno 2023.

Tecnologia digitale

I rischi rappresentati in questa sezione sono i seguenti:

- Cyber security
- Digitalizzazione, efficacia IT e continuità del servizio

Cyber security

La velocità dello sviluppo tecnologico, suscettibile di generare sfide sempre nuove, la frequenza e l'intensità degli attacchi informatici in costante aumento, così come la tendenza a colpire infrastrutture critiche e settori industriali strategici, evidenziano il rischio che, in casi estremi, la normale operatività aziendale possa subire una battuta d'arresto. Gli attacchi informatici sono cambiati radicalmente negli ultimi anni: il numero è cresciuto esponenzialmente, così come il loro grado di complessità e impatto. Nell'ambito del Gruppo la gestione del rischio cyber è tra le altre cose conseguente ai numerosi contesti in cui esso si trova a operare (dati, industria e persone), una circostanza che deve essere sommata alla complessità intrinseca e all'interconnessione delle risorse digitali che, peraltro, nel corso degli anni sono state sempre più integrate nei quotidiani processi operativi del Gruppo. In tale contesto, è evidente che il rischio cyber deve essere gestito senza esitazioni e in maniera integrata. In estrema sintesi, la trasformazione tecnologica non potrebbe esistere senza una grande attenzione alla sicurezza informatica.

Per presidiare il rischio cyber, il Gruppo ha definito il modello operativo di Cyber Security e il relativo Framework di processi. Nello specifico, il modello operativo definisce ruoli e responsabilità per l'implementazione dei processi del Framework, prevedendo un'unità ad hoc, la cui responsabilità è affidata al CISO (Responsabile Cyber Security) e integrata a matrice anche verso le aree di business del Gruppo. In aggiunta, il Gruppo ha disegnato e adottato un Framework di processi olistici volto alla gestione delle tematiche di cyber security, trasversalmente applicabile ai settori IT (Information Technology), OT (Operational Technology) e IoT (Internet of Things). Il Framework definisce un modello di governance basato sull'impegno del top management, sulla direzione strategica globale e sul coinvolgimento di tutte le aree di business nonché delle unità impegnate nel disegno e nell'implementazione dei sistemi IT, OT e IoT, costituendosi solida base per la piena fusione di tecnologie, processi e persone. Il Framework si basa su due princípi essenziali, ossia il "risk-based approach" e la "cyber security by design". Il primo stabilisce che la valutazione del rischio sia il prerequisito per le decisioni strategiche e per lo sviluppo e il mantenimento sicuro di tutti gli asset dell'organizzazione aziendale; il secondo garantisce l'adozione dei princípi di cyber security sin dall'inizio e durante l'intero ciclo di vita delle soluzioni, servizi e infrastrutture in tutti gli ambiti, ovvero IT, OT e IoT. Nell'ambito dell'applicazione del Framework, è stata definita la metodologia di gestione del rischio cyber, anch'essa applicabile a tutti gli ambienti IT, OT e IoT, che racchiude le fasi necessarie per effettuare l'analisi dei rischi e definire il relativo piano di mitigazione, in coerenza con gli obiettivi di cyber security stabiliti. Per bilanciare i vantaggi ottenuti dall'operatività e dall'uso dei sistemi IT/OT/IoT con il rischio che da questi può potenzialmente derivare, sono infatti fondamentali decisioni ben informate che siano basate sul rischio.
Enel ha, inoltre, creato il proprio Cyber Emergency Readiness Team (CERT), al fine di rispondere e gestire in modo proattivo eventuali incidenti di sicurezza informatica.

Per misurare i possibili impatti del rischio cyber in termini economico-finanziari, e renderne la gestione più efficace, Enel ha sviluppato la metodologia Cyber Value-at-Risk ("Cyber V@R Enel Group©"), in fase di evoluzione come metrica, per calcolare il Value-at-Risk in diversi scenari di attacco.

Digitalizzazione, efficacia IT e continuità del servizio

Il Gruppo sta effettuando una completa trasformazione digitale della gestione dell'intera catena del valore dell'energia, sviluppando nuovi modelli di business e digitalizzando i suoi processi aziendali, integrando i sistemi e adottando nuove tecnologie. Una conseguenza di tale trasformazione digitale è che il Gruppo è via via sempre più esposto 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 a interruzioni del servizio o a perdite di dati.

Il presidio di tali rischi è garantito da una serie di misure interne sviluppate dal Gruppo allo scopo di guidare la trasformazione digitale. In particolare, è stato predisposto un sistema di controllo interno che, introducendo punti di controllo lungo tutta la catena del valore dell'Information Technology, consente di evitare il concretizzarsi di rischi relativi ad aspetti quali la realizzazione di servizi non aderenti alle esigenze del business, la mancanza di adozione di adeguate misure di sicurezza e le interruzioni di servizio. Il sistema di controllo interno presidia sia le attività svolte internamente sia quelle affidate a collaboratori e provider esterni. Enel sta inoltre promuovendo la diffusione di cultura e competenze digitali all'interno del Gruppo, al fine di guidare con successo la trasformazione digitale e minimizzare i rischi associati.

Rischi operativi

I rischi rappresentati in questa sezione sono i seguenti:

- Salute e sicurezza
- Ambiente
- Procurement, logistica e supply chain
- Persone e organizzazione

Salute e sicurezza

Generare una cultura della sicurezza forte e sostenibile, condivisa da tutti i membri dell'organizzazione è un obiettivo strategico. Per questo, Enel si impegna a definire processi, condizioni e ambienti di lavoro sempre più salutari e sicuri per i propri dipendenti, per le imprese che collaborano con essa, per i propri clienti e per le comunità terze con cui si interfaccia quotidianamente, promuovendo anche percorsi formativi dedicati.

I principali rischi per la salute e la sicurezza ai quali è esposto il personale di Enel e delle imprese appaltatrici sono da ricondursi allo svolgimento delle attività operative presso i siti e gli asset del Gruppo. Questi rischi possono variare, o addirittura cambiare, a seconda delle tendenze economiche e sociali, nonché dell'introduzione della digitalizzazione nei processi e nelle attività operative. Un'altra tipologia di rischi connessi alla salute e sicurezza è costituita da quelli dovuti al non rispetto delle leggi, dei regolamenti e delle normative vigenti che hanno un impatto sulla salute e sulla sicurezza delle persone, e che possono portare a sanzioni amministrative o giudiziarie, e quindi a impatti economico-finanziari e reputazionali nei confronti del Gruppo Enel.

Per questo motivo, ogni Linea di Business del Gruppo è dotata di un proprio Sistema di Gestione della Salute e della Sicurezza conforme allo standard internazionale UNI ISO 45001, che considera anche il rigore nella selezione e nella gestione degli appaltatori e dei fornitori. Il Sistema di Gestione si basa sull'identificazione dei pericoli, sulla valutazione qualitativa e quantitativa dei rischi, compresi quelli economico-finanziari e reputazionali, sulla pianificazione e attuazione delle misure di prevenzione e protezione, sulla verifica dell'efficacia di tali misure e sulle eventuali azioni correttive. Questi sistemi permettono di garantire la compliance normativa, di verificare l'efficacia dei processi e delle relative azioni rimediali e, infine, di assicurare la diffusione e disseminazione di un approccio "risk based" oltre che di una robusta cultura organizzativa e individuale sui temi più generali in materia di salute e sicurezza. Il documento cardine di questi sistemi è la Politica sulla Salute e Sicurezza del Gruppo, condivisa con il Consiglio i 'Amministrazione e sottoscritta dall'Amministratore Delegato, che descrive i princípi guida, gli obiettivi strategici, l'approccio e le direttrici e priorità di azione per il continuo miglioramento delle prestazioni in materia di salute e sicurezza sul lavoro.

Dal punto di vista operativo, i rischi per la salute e sicurezza vengono valutati in maniera specifica in ciascun sito o asset aziendale sulla base delle attività che vengono svolte dai lavoratori e delle condizioni ambientali esterne. Tale valutazione permette di individuare misure di prevenzione e protezione per la sicurezza sul luogo di lavoro e di pianificarne l'attuazione, il miglioramento e il controllo al fine di verificarne l'efficacia e l'efficienza. A livello di Gruppo, l'analisi degli eventi degli ultimi tre anni mostra che, in termini di probabilità di accadimento, i rischi di tipo meccanico (cadute, urti, schiacciamenti e tagli) sono i più comuni, mentre, in termini di potenziale impatto associato, i rischi di tipo elettrico sono quelli che comportano le conseguenze più gravi, ovvero infortuni mortali, Life Change e HiPo (High Potential, che differiscono dagli eventi Fatali e Life Changing solo per le conseguenze sul lavoratore ma non per dinamica).

Il monitoraggio continuo dei comportamenti e il rispetto delle procedure e dei metodi di lavoro in campo finalizzati alla corretta gestione dei rischi per la salute e sicurezza sul lavoro sia di personale interno sia degli appaltatori sono assicurati in Enel da un processo di ispezioni, gestito sia da personale interno sia da imprese certificate, finalizzato all'individuazione di situazioni a rischio (non conformità) e dei relativi piani contenenti le azioni di rimedio, tra cui anche corsi di formazione, coaching e diffusione della cultura della sicurezza.

Per quanto concerne nello specifico le imprese appaltatrici, l'approccio di Enel è di considerarle come partner con i quali condividere i princípi cardine della salute e sicurezza per i propri lavoratori, che vengono quindi considerati alla pari di dipendenti interni nell'applicazione di tali princípi e nell'attenzione verso le tematiche di salute e sicurezza sul lavoro. Pertanto, la sicurezza è integrata nei processi di appalto e le performance delle imprese sono monitorate sia in fase preventiva, tramite il sistema di qualificazione, sia in fase di esecuzione del contratto, attraverso numerosi processi di controllo e strumenti come il Contractor Assessment (analisi eseguite sulle imprese appaltatrici in fase di qualifica oppure nei casi in cui emergano criticità o basso punteggio nella valutazione degli indicatori) o gli Evaluation Group (incontri periodici interfunzionali, distribuiti in tutte le Linee di Business Globali e le geografie, che consentono di valutare le performance di sicurezza dei fornitori e decidere azioni di consequence management).

Oltre agli aspetti procedurali e operativi, un altro driver importante nella corretta gestione dei rischi per la salute e sicurezza è legato alle attività di formazione, sensibilizzazione e informazione delle persone. Per favorire l'accrescimento delle competenze tecniche e della cultura della sicurezza, supportando i processi di cambiamento e rispondendo in modo tempestivo alle necessità che emergono dal business, il Gruppo Enel si è dotato di uno strutturato processo di gestione della formazione, che mira a trasformare le conoscenze in competenze e quindi in comportamenti.

Inoltre, Enel favorisce il processo di informazione e sensibilizzazione del personale, in maniera sistematica, attraverso diversi canali aziendali quali news sulla intranet, mail informative, newsletter e magazine, realizzando periodicamente survey per raccogliere i feedback dei colleghi sul miglioramento dei processi o iniziative di comunicazione volte a sensibilizzare tutti i lavoratori sull'osservanza delle procedure di sicurezza e a ritagliare alcuni momenti di riflessione collettiva sulle dinamiche e le cause che hanno prodotto infortuni gravi o fatali.

Infine, Enel è anche impegnata costantemente in momenti di confronto esterni con le aziende top player internazionali, operanti nel settore energetico e non solo, attraverso la partecipazione a tavoli interaziendali definiti per condividere, in ottica di miglioramento continuo, le migliori prassi in materia di salute e sicurezza, in termini sia di processi operativi sia di iniziative innovative.

Ambiente

Nel corso degli ultimi anni, si è sviluppata una crescente consapevolezza all'interno della società riguardo ai rischi derivanti da modelli di sviluppo che comportano impatti sull'ambiente e sugli ecosistemi, con un'enfasi particolare sul riscaldamento globale e il sempre maggiore sfruttamento e degrado delle risorse idriche. Questi impatti hanno portato a una maggiore preoccupazione per la qualità dell'ambiente e per la salute degli ecosistemi, con una consapevolezza crescente dei rischi associati.
L'analisi dei rischi ambientali connessi alle attività di Enel è stata condotta mediante un approccio integrato e multifunzionale, basato sui risultati dell'analisi di materialità per impatti e dipendenze. La valutazione ha permesso di identificare i principali rischi operativi ed economico-finanziari conseguenti ai potenziali impatti ambientali e sociali associati alle diverse attività e tecnologie, tra i quali l'impatto legato all'occupazione del suolo e alla trasformazione degli ecosistemi, il depauperamento delle risorse naturali, incluso l'impatto correlato a condizioni di scarsità idrica, e l'inquinamento delle matrici ambientali.
Oltre ai rischi operativi sono stati valutati anche i rischi reputazionali e transizionali, conseguenti a possibili modifiche del quadro normativo, tecnologico o di mercato, e le opportunità associate.

Enel si impegna nella prevenzione e minimizzazione degli impatti e dei rischi ambientali in ogni attività e lungo l'intero ciclo di vita dei progetti. L'adozione di Sistemi di Gestione Ambientale certificati ai sensi della ISO 14001 nel Gruppo garantisce inoltre la presenza di politiche e procedure strutturate per l'identificazione e la gestione dei rischi e delle opportunità ambientali. Un piano di controlli strutturato abbinato ad azioni e obiettivi di miglioramento ispirati alle migliori pratiche ambientali mitiga i potenziali impatti sulla matrice ambientale e conseguentemente i danni reputazionali e i contenziosi legali. Enel, inoltre, ha messo in atto molteplici azioni per il raggiungimento degli sfidanti obiettivi di miglioramento ambientale, riguardanti per esempio le emissioni atmosferiche, i rifiuti prodotti, i prelievi idrici, soprattutto in aree a elevato stress idrico, e gli impatti su habitat naturali e specie.
L'impatto nelle aree ad alto stress idrico è mitigato direttamente dalla strategia di sviluppo di Enel, basata sulla crescita della generazione da fonti rinnovabili che sostanzialmente non sono dipendenti dalla disponibilità di acqua per il loro esercizio, oltre che attraverso l'adozione di soluzioni avanzate per ridurre il consumo negli impianti termici tradizionali.
Per quanto riguarda gli ecosistemi, Enel adotta misure per proteggere e conservare la biodiversità e gli habitat naturali, seguendo la gerarchia di mitigazione (evitare, ridurre, rimediare e compensare) e monitorando l'efficacia delle azioni. In particolare, la collaborazione con le autorità locali di gestione dei bacini idrici favorisce strategie efficaci per la gestione sostenibile degli asset di generazione idroelettrica.
Enel partecipa inoltre attivamente al dibattito internazionale sulle tematiche di natura e biodiversità con stakeholder e network influenti, come Business for Nature, la Taskforce on Nature-related Financial Disclosure, World Business Council for Sustainable Development e Science Based Targets for Nature.

Procurement, logistica e supply chain

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 coniugare la realizzazione degli obiettivi economici di business al pieno rispetto dei princípi 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.
Tali princípi sono stati declinati nei processi e nei presidi organizzativi di cui Enel, in via di autoregolamentazione, ha deciso di dotarsi allo scopo di instaurare rapporti di fiducia con tutti i propri stakeholder, nonché definire relazioni stabili e costruttive che non garantiscano esclusivamente competitività economica ma che tengano conto delle migliori pratiche in ambiti essenziali per il Gruppo, quali la tutela del lavoro minorile, le condizioni di salute e sicurezza sul lavoro e la responsabilità ambientale. Grazie alla maggiore interazione e integrazione con il mondo esterno e con le diverse parti dell'organizzazione aziendale, il processo di acquisto assume sempre più un ruolo centrale nella creazione del valore.
Il Global Procurement contribuisce a creare una catena di fornitura resiliente e sostenibile esortando a ragionare in ottica di economia circolare, e a favorire l'innovazione, condividendo i valori e gli obiettivi del Gruppo con i fornitori che, in questo modo, diventano abilitatori del raggiungimento dei target di Enel. Più specificamente, nelle gare è possibile applicare fattori premianti o requisiti obbligatori volti a generare comportamenti virtuosi da parte dei nostri fornitori. Tra questi troviamo: 1) fattori premianti relativi alla misurazione e riduzione della carbon footprint dei fornitori, che incoraggiano gli stessi a intraprendere percorsi di miglioramento; 2) fattori premianti relativi agli aspetti sociali, quali formazione e impiego occupazionale di persone appartenenti alle comunità locali e azioni volte al rispetto della diversità di genere; 3) requisito obbligatorio sui diritti umani inerente alla mappatura della potenziale filiera coinvolta nelle forniture delle categorie merceologiche strategiche.

Dal punto di vista del processo di approvvigionamento, le diverse Unità adottano lo strumento della gara, assicurando così la massima concorrenza e pari opportunità di accesso a tutti gli operatori che siano in possesso dei requisiti tecnici, economico-finanziari, ambientali, di sicurezza, di diritti umani, legali ed etici. L'approvvigionamento con affidamento diretto e senza procedura competitiva può avvenire solamente in casi eccezionali, opportunamente motivati, nel rispetto della normativa vigente in materia.
Inoltre, il sistema globale di qualificazione dei fornitori, unico per tutto il Gruppo Enel, ancora prima che il processo di approvvigionamento abbia inizio, verifica che i potenziali fornitori che intendano partecipare alle procedure di acquisto siano in linea con la visione strategica aziendale e le policy adottate.

Relativamente al sistema di governance dei rischi, il Global Procurement è focalizzato sull'applicazione delle metriche che indichino il livello di rischio prima e dopo l'azione di mitigazione, al fine di attuare azioni precauzionali per ridurre l'incertezza a un livello tollerabile o mitigare gli eventuali impatti in tutte le aree di business, tecnologiche e geografiche.

L'efficacia della gestione del rischio della supply chain viene monitorata attraverso specifici indicatori che includono diversi fattori – tra i quali la probabilità di insolvenza, la concentrazione dei contratti verso singoli fornitori o gruppi industriali, la dipendenza del fornitore verso Enel, l'indice di performance sulla correttezza dei comportamenti in sede di gara, qualità, puntualità e sostenibilità nell'esecuzione del contratto, il country risk ecc. – per i quali si definiscono soglie che indirizzano la definizione della strategia di approvvigionamento, di negoziazione e di aggiudicazione di una gara, consentendo scelte consapevoli di rischio e beneficio potenziale.

Per contrastare le conseguenze della situazione geopolitica in Ucraina che ha aumentato la volatilità dei mercati stressando ulteriormente la supply chain, già messa a dura prova nel periodo della pandemia COVID-19 durante il quale si è proceduto alla differenziazione delle fonti di approvvigionamento per evitare interruzioni nella catena di fornitura, il Global Procurement monitora costantemente le attività inerenti alla catena di fornitura/logistica, anche con la partecipazione attiva dei fornitori stessi, attraverso uno specifico obbligo contrattuale di monitoraggio, per mitigare i rischi derivanti da shortage di mercato, da criticità logistiche e interruzioni di attività.

Persone e organizzazione

Le profonde trasformazioni sociali, economiche, demografiche e culturali che stiamo vivendo, dalla transizione energetica ai processi di digitalizzazione e innovazione tecnologica, e la rapida diffusione dell'Intelligenza Artificiale, incidono profondamente anche sul mondo del lavoro, rinnovandone i paradigmi e imponendo importanti cambiamenti di carattere culturale e organizzativo, che richiedono nuovi profili e competenze professionali.
Per affrontare il cambiamento è indispensabile agire in maniera inclusiva, mettendo al centro la Persona nella sua dimensione sociale e lavorativa, con strumenti adeguati ad affrontare questa trasformazione epocale.
Le organizzazioni sono chiamate sempre più a orientarsi verso nuovi modelli di lavoro e di business agili, flessibili e sostenibili lungo l'intera catena del valore; è altresì fondamentale l'adozione di politiche di valorizzazione delle diversità e dei talenti di ciascuno, nella consapevolezza che il contributo del singolo rappresenta un tassello essenziale per la creazione di valore diffuso e condiviso.

Centralità della persona, ascolto costante, condivisione, potenziamento dell'imprenditorialità dei singoli, coinvolgimento, sono alcune delle parole chiave che guidano il nostro modo di lavorare e di vivere l'Azienda.

Grazie a un'organizzazione sempre più efficiente e snella e alla semplificazione operativa, assumono un ruolo fondamentale, per l'attuazione della strategia industriale del Gruppo, la gestione del capitale umano e la centralità delle persone, in quanto fattore abilitante cui sono legati specifici obiettivi, tra cui i principali sono: lo sviluppo costante di capacità e competenze; la promozione di programmi di reskilling e upskilling per le nostre persone (continui, personalizzati, flessibili, accessibili e trasversali) al fine di consentire a ciascuno di agire il cambiamento ed essere protagonista con il proprio contributo distintivo al raggiungimento dei risultati a fronte di una crescente soddisfazione per le persone intesa come motivazione e benessere; la realizzazione di modelli di valutazione dell'ambiente lavorativo e delle performance; la diffusione e rigorosa valutazione degli effetti in tutti i Paesi di presenza del Gruppo della politica di diversità e inclusione, nonché di una cultura organizzativa inclusiva fondata sui princípi di non discriminazione e pari opportunità, driver fondamentali per attrarre e mantenere talenti.
Il Gruppo è impegnato nel potenziamento della resilienza e della flessibilità dei modelli organizzativi attraverso la semplificazione organizzativa e procedurale e la digitalizzazione dei processi, al fine di abilitare autonomia e responsabilità di singoli e team rafforzando i processi di people empowerment e favorendo l'approccio imprenditoriale che valorizzi i talenti, le attitudini e le aspirazioni delle persone.
La modalità di lavoro ibrido e la promozione della mobilità interna, così come il ricorso a modelli organizzativi innovativi e flessibili, sono strumenti volti proprio a sostenere questa evoluzione della cultura organizzativa in chiave di fiducia e responsabilità, proattività e imprenditorialità.

Compliance

In questa sezione è riportato il rischio indicato di seguito.

- Protezione dati

Rischi connessi alla protezione dei dati personali

Il Gruppo, presente in più di 43 Paesi, ha la più ampia base di clienti nel settore dei servizi pubblici (oltre 70 milioni di utenti finali), mentre circa 61.000 persone sono attualmente impiegate dalla Società; di conseguenza, il modello di business del Gruppo richiede la gestione di un volume di dati personali sempre più importante e crescente, per raggiungere i risultati finanziari e di business previsti nel Piano Strategico 2024-2026.
Ciò implica un'esposizione ai rischi legati alla protezione dei dati personali che si possono concretizzare in una perdita di confidenzialità, integrità e disponibilità dei dati personali di clienti, dipendenti e terze parti, causando sanzioni proporzionate al fatturato globale, interdizioni di processi e conseguenti perdite economiche o finanziarie, nonché danni reputazionali.
Al fine di gestire e mitigare questo rischio, Enel ha adottato un modello di governance globale di dati personali mediante l'attribuzione di ruoli di privacy a tutti i livelli (inclusa la nomina dei Responsabili della Protezione dei Dati personali, RPD, a livello globale e di Paese), nonché strumenti di compliance digitale per mappare applicativi e processi e gestire rischi rilevanti ai fini della protezione dei dati personali, nel rispetto delle specificità delle normative di settore locali.





RELAZIONE
SULLA GESTIONE

4.
LE PERFORMANCE DEL GRUPPO

- **Solidi risultati nel 2023 con EBITDA ordinario a 22 miliardi di euro (+11,6%) e utile netto ordinario a 6,5 miliardi di euro (+20,7%)**

  L'incremento è riconducibile, prevalentemente, al risultato positivo dei Business Integrati e delle attività di distribuzione, al netto delle variazioni di perimetro e delle operazioni di Stewardship rispetto al precedente esercizio.

- **Indebitamento finanziario netto/EBITDA ordinario pari a circa 2,7x (rispetto a 3,1x a fine 2022)**

  I positivi flussi di cassa generati dalla gestione operativa, la cessione di talune partecipazioni ritenute non più strategiche, gli effetti derivanti dall'emissione di prestiti obbligazionari non convertibili subordinati ibridi perpetui e la rilevazione dei contributi a sostegno degli investimenti hanno più che compensato il fabbisogno generato dagli investimenti del periodo e il pagamento dei dividendi.

- **Una politica dei dividendi semplice, prevedibile e interessante**

  Il dividendo complessivo proposto per l'intero esercizio 2023 è pari a 0,43 euro per azione (di cui 0,215 euro per azione già corrisposti quale acconto a gennaio 2024), in crescita del 7,5% rispetto al dividendo complessivo di 0,40 euro per azione riconosciuto per l'intero esercizio 2022.

DEFINIZIONE DEGLI INDICATORI DI PERFORMANCE

Al fine di illustrare i risultati economici e finanziari del Gruppo, analizzandone la struttura patrimoniale e finanziaria, sono stati predisposti distinti schemi riclassificati diversi dai prospetti previsti dai princípi contabili IFRS-EU adottati dal Gruppo e contenuti nel Bilancio consolidato. Tali schemi riclassificati contengono indicatori di performance alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del Bilancio consolidato, in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. In particolare, il management ritiene tali indicatori utili ai fini dell'analisi e del monitoraggio dell'andamento del Gruppo, nonché rappresentativi dei risultati economici e finanziari prodotti dal business, assicurando una migliore comparabilità nel tempo.

In merito a tali indicatori, il 29 aprile 2021 la CONSOB ha emesso il Richiamo di Attenzione n. 5/2021 che rende applicabili gli Orientamenti emanati il 4 marzo 2021 dalla European Securities and Markets Authority (ESMA) in materia di obblighi di informativa ai sensi del Regolamento UE 2017/1129 (c.d. "Regolamento sul Prospetto"), che trovano applicazione dal 5 maggio 2021 e sostituiscono i riferimenti alle raccomandazioni CESR e quelli presenti nella Comunicazione n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006 in materia di posizione finanziaria netta.
Gli Orientamenti aggiornano le precedenti Raccomandazioni CESR (ESMA/2013/319, nella versione rivisitata del 20 marzo 2013) a esclusione di quelle riguardanti gli emittenti che svolgono attività speciali di cui all'Allegato n. 29 del Regolamento Delegato (UE) 2019/980, le quali non sono state convertite in Orientamenti e rimangono tuttora applicabili.
Tali Orientamenti sono volti a promuovere l'utilità e la trasparenza degli indicatori alternativi di performance inclusi nelle informazioni regolamentate o nei prospetti rientranti nell'ambito d'applicazione della Direttiva 2003/71/CE, al fine di migliorarne la comparabilità, l'affidabilità e la comprensibilità.
Nel seguito sono forniti, in linea con le comunicazioni sopra citate, i criteri utilizzati per la costruzione di tali indicatori per il Gruppo Enel.

Margine operativo lordo (o EBITDA): rappresenta un indicatore della performance operativa ed è calcolato sommando al "Risultato operativo" gli "Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti" e gli "Ammortamenti e altri impairment".

Margine operativo lordo ordinario (o EBITDA ordinario): è definito come il "Margine operativo lordo" riconducibile alla sola gestione caratteristica, collegata ai modelli di business di Ownership, Partnership e Stewardship con cui il Gruppo opera, integrato con il margine operativo lordo ordinario riferibile alle discontinued operation, ove presenti. Sono esclusi inoltre, dal margine operativo lordo ordinario gli oneri associati a piani di ristrutturazione aziendale e i contributi straordinari solidaristici stabiliti dai governi locali all'estero a carico delle imprese del settore energetico.

Risultato operativo ordinario: è determinato partendo dal "Risultato operativo" integrato con i risultati operativi ordinari delle discontinued operation e depurato dagli effetti delle operazioni non legate alla gestione caratteristica commentate relativamente al margine operativo lordo ordinario. Sono inoltre esclusi gli impairment significativi (inclusi i relativi ripristini di valore), rilevati sugli asset e/o gruppi di asset, all'esito di un processo valutativo circa la recuperabilità del loro valore iscritto, in base allo "IAS 36 - Impairment of assets" o all'"IFRS 5 - Non current assets held for sale and discontinued operation".

Risultato netto del Gruppo ordinario: è determinato rettificando il "Risultato netto del Gruppo" dalle componenti precedentemente commentate nel "Risultato operativo ordinario", tenuto conto degli eventuali effetti fiscali e delle interessenze di terzi.
Sono escluse inoltre talune componenti finanziarie non strettamente riconducibili alla gestione caratteristica del Gruppo, nonché il contributo straordinario solidaristico a carico delle imprese del settore energetico in Italia.

Attività immobilizzate nette: determinate quale differenza tra le "Attività non correnti" e le "Passività non correnti" a esclusione:

- delle "Attività per imposte anticipate";
- della voce "Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto" compresa nelle "Altre attività finanziarie non correnti";

- dei "Finanziamenti a lungo termine";
- dei "Benefíci ai dipendenti";
- dei "Fondi rischi e oneri (quota non corrente)";
- delle "Passività per imposte differite";
- delle "Altre passività finanziarie non correnti".

Capitale circolante netto: definito quale differenza tra le "Attività correnti" e le "Passività correnti" a esclusione:

- della voce "Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto" compresa nelle "Altre attività finanziarie correnti";
- delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti";
- dei "Finanziamenti a breve termine" e delle "Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine";
- dei "Fondi rischi e oneri (quota corrente)";
- della voce "Altri debiti finanziari correnti inclusi nell'indebitamento finanziario netto" compresa nelle "Altre passività finanziarie correnti".

Attività nette possedute per la vendita: definite come somma algebrica delle "Attività classificate come possedute per la vendita" e delle "Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita".

Capitale investito netto: determinato quale somma algebrica delle "Attività immobilizzate nette" e del "Capitale circolante netto", dei "Fondi rischi e oneri", dei "Benefíci ai dipendenti", delle "Passività per imposte differite" e delle "Attività per imposte anticipate", nonché delle "Attività nette possedute per la vendita".

Indebitamento finanziario netto: rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato:

- dai "Finanziamenti a lungo termine", dai "Finanziamenti a breve termine", dalle "Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine", dalle "Altre passività finanziarie non correnti" e dalla voce "Altri debiti finanziari correnti inclusi nell'indebitamento finanziario netto" inclusa nelle "Altre passività finanziarie correnti";
- al netto delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti";
- al netto della voce "Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto", compresa nelle "Altre attività finanziarie correnti", che accoglie: (i) la quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine, (ii) i titoli, (iii) i crediti finanziari e (iv) altre attività finanziarie correnti;
- al netto della voce "Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto", compresa nella voce "Altre attività finanziarie non correnti", che accoglie: (i) i titoli e (ii) i crediti finanziari;

Più in generale, l'indebitamento finanziario netto del Gruppo Enel è determinato conformemente a quanto previsto dall'Orientamento n. 39, emanato il 4 marzo 2021 dall'ESMA, applicabile dal 5 maggio 2021, e in linea con il sopra citato Richiamo di Attenzione n. 5/2021 emesso dalla CONSOB il 29 aprile 2021.
La riconciliazione dell'indebitamento finanziario del Gruppo determinato con i criteri sopra indicati e l'indebitamento finanziario determinato secondo i criteri della Comunicazione CONSOB n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006 è riportata nella nota 47 al Bilancio consolidato.

Principali variazioni dell'area di consolidamento

Nei due esercizi in analisi l'area di consolidamento ha subíto alcune modifiche per la cui descrizione si rinvia alla successiva nota 9 "Principali acquisizioni e cessioni dell'esercizio" del Bilancio consolidato.



RISULTATI DEL GRUPPO

207,33 TWh

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA[1]

di cui 126,98 TWh rinnovabile

45,2 milioni

UTENTI FINALI CON SMART METER ATTIVI

utenti finali digitalizzati pari al 64,3%

68,2%

POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA RINNOVABILE

per un totale di 55,5 GW

1,9 milioni di km

RETE DI DISTRIBUZIONE E TRASMISSIONE DI ENERGIA ELETTRICA

61,1 milioni

CLIENTI RETAIL

di cui 24,3 mln mercato libero

24.281 n.

PUNTI DI RICARICA PUBBLICI[2]

+20,1% rispetto al 2022[3]

(1) Nel caso si includesse anche la produzione netta gestita attraverso joint venture, la produzione Total al 31 dicembre 2023 ammonterebbe a 220,6 TWh; analogamente, la produzione da fonte rinnovabile sarebbe uguale al 31 dicembre 2023 a 140,3 TWh (123,7 TWh al 31 dicembre 2022).
(2) Si precisa che i dati esposti, nel caso includessero anche i punti di ricarica delle società gestite in joint venture, sarebbero pari a 25.337 al 31 dicembre 2023 e a 22.617 al 31 dicembre 2022.
(3) Il dato del 2022 tiene conto di una più puntuale determinazione.

Di seguito si illustrano i risultati operativi, ambientali ed economici del Gruppo.

Dati operativi

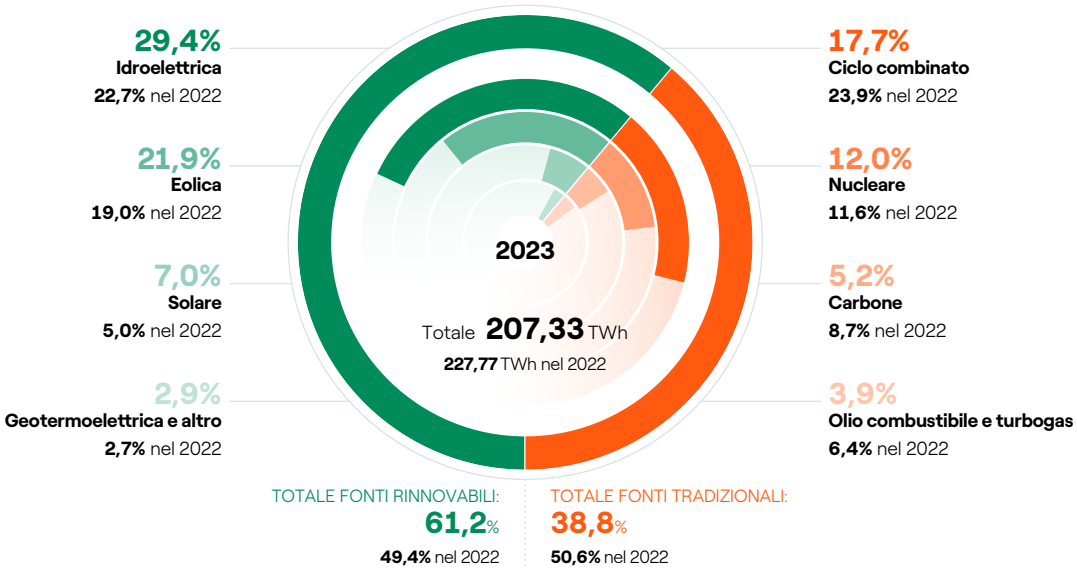
SDG		2023	2022	2023-2022
	Produzione netta di energia elettrica (TWh)[1]	207,33	227,77	(20,44)
	di cui:			
7	*- rinnovabile (TWh)[1]*	*126,98*	*112,45*	*14,53*
	Potenza efficiente netta installata totale (GW)	81,4	84,6	(3,2)
7	Potenza efficiente netta installata rinnovabile (GW)	55,5	53,6	1,9
7	Potenza efficiente netta installata rinnovabile (%)	68,2%	63,3%	4,9%
7	Potenza efficiente installata aggiuntiva rinnovabile (GW)	4,03	4,96	(0,93)
9	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh)	489,2	507,5[2]	(18,3)
9	Utenti finali con smart meter attivi (n.)[3]	45.172.959	45.824.963	(652.004)
9	Rete di distribuzione e trasmissione di energia elettrica (km)	1.899.419	2.024.038	(124.619)
	Utenti finali (n.)	70.291.727	72.655.170	(2.363.443)
	Energia venduta da Enel (TWh)	300,9	321,1	(20,2)
	Vendite di gas alla clientela finale (miliardi di m^3)	8,3	10,2	(1,9)
	Clienti retail (n.)	61.118.024	66.784.895	(5.666.871)
	- di cui mercato libero	*24.320.725*	*27.864.392*	*(3.543.667)*
11	Demand response (MW)	9.588	8.476	1.112
11	Punti di ricarica pubblici (n.)[4]	24.281	22.112[2]	2.169
11	Storage (MW)	1.730	760	970

(1) Nel caso si includesse anche la produzione netta gestita attraverso joint venture, la produzione totale al 31 dicembre 2023 ammonterebbe a 220,6 TWh; analogamente, la produzione da fonte rinnovabile sarebbe uguale al 31 dicembre 2023 a 140,3 TWh (123,7 TWh al 31 dicembre 2022).
(2) Il dato del 2022 tiene conto di una più puntuale determinazione.
(3) Di cui smart meter di seconda generazione 28,7 milioni nel 2023 e 25,2 milioni nel 2022.
(4) Si precisa che i dati esposti, nel caso includessero anche i punti di ricarica delle società gestite in joint venture, sarebbero pari a 25.337 al 31 dicembre 2023 e a 22.617 al 31 dicembre 2022.

L'**energia netta prodotta** da Enel nel 2023 registra una diminuzione di 20,44 TWh rispetto al valore registrato nel 2022 da attribuire a una minore produzione da fonte termoelettrica (-34,97 TWh) connessa essenzialmente alla riduzione delle quantità prodotte da impianti a olio combustibile e turbogas (-6,63 TWh) e da impianti a ciclo combinato (-17,73 TWh), tenuto conto delle cessioni delle attività in Russia, Argentina (Enel Generación Costanera e Central Dock Sud) e Brasile (CGTF - Central Geradora Termelétrica Fortaleza), nonché al decremento della generazione da impianti a carbone (8,97 TWh) principalmente in Italia.

L'incremento di energia prodotta da fonti rinnovabili (14,53 TWh) è attribuibile essenzialmente alla maggiore produzione da fonte idroelettrica (9,26 TWh), beneficiando della maggiore idraulicità diffusa in diversi Paesi, e alla produzione da fonte solare (3,30 TWh) prevalentemente in Cile, Stati Uniti e Iberia.

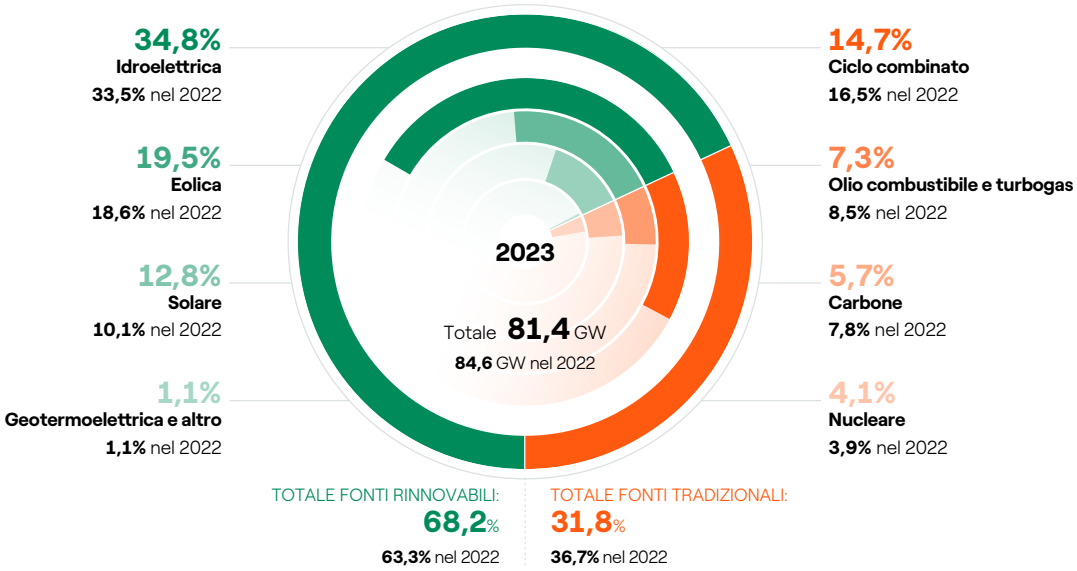
ENERGIA ELETTRICA NETTA PRODOTTA PER FONTE (2023)



A fine dicembre 2023 la **potenza efficiente netta installata totale** del Gruppo è pari a 81,4 GW, in diminuzione rispetto al 2022 di 3,2 GW.

Come già accennato per l'energia prodotta, anche la riduzione della potenza efficiente netta installata è riconducibile principalmente alla vendita degli asset da fonte termoelettrica in Argentina. Tuttavia, detta diminuzione è mitigata dall'incremento della potenza efficiente netta rinnovabile (+1,9 GW), quest'ultima come risultante degli investimenti fatti dal Gruppo nel corso dell'anno negli impianti da fonti rinnovabili (+4,03 GW), in parte compensato dalle cessioni in Romania, Grecia, Australia, Cile e India.

POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA PER FONTE (2023)



A fine dicembre 2023 la **potenza efficiente netta installata rinnovabile** del Gruppo ha raggiunto i 55,5 GW, in aumento rispetto al 2022 di 1,9 GW, e rappresenta il 68,2% del totale della potenza efficiente netta installata.

Distribuzione e accesso all'energia elettrica, ecosistemi e piattaforme

		2023	2022	2023-2022	
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel	TWh	489,2	507,5[1]	(18,3)	-3,6%
SAIDI	minuti medi	217,6	230,5[1]	(12,9)	-5,6%
SAIFI	n. medio	2,5	2,6	(0,1)	-3,8%
Utenti finali con smart meter attivi[2]	n.	45.172.959	45.824.963	(652.004)	-1,4%
Utenti finali digitalizzati	%	64,3	63,1	1,2	1,9%
Energia venduta da Enel	TWh	300,9	321,1	(20,2)	-6,3%
- di cui mercato libero	TWh	*194,5*	*198,3*	*(3,8)*	*-1,9%*
Clienti retail	n.	61.118.024	66.784.895	(5.666.871)	-8,5%
- di cui mercato libero	n.	*24.320.725*	*27.864.392*	*(3.543.667)*	*-12,7%*
Vendite di gas naturale	milioni di m^3	8.324	10.243	(1.919)	-18,7%
Punti di ricarica pubblici[3]	n.	24.281	22.112	2.169	9,8%
Demand response	MW	9.588	8.476	1.112	13,1%
Storage	MW	1.730	760	970	-

(1) Il dato del 2022 tiene conto di una più puntuale determinazione.
(2) Di cui smart meter di seconda generazione 28,7 milioni nel 2023 e 25,2 milioni nel 2022.
(3) Si precisa che i dati esposti, nel caso includessero anche i punti di ricarica delle società gestite in joint venture, sarebbero pari a 25.337 al 31 dicembre 2023 e a 22.617 al 31 dicembre 2022.

L'**energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel** è pari a 489,2 TWh nel 2023 e ha registrato una diminuzione di 18,5 TWh (-3,6%) rispetto all'esercizio precedente riferita prevalentemente al Brasile (-11,6 TWh), soprattutto per la cessione di fine 2022 di Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás), nonché alla diminuzione delle quantità in Italia (-6,3 TWh), in Cile (-3,1 TWh) e in Romania (-3,0 TWh), per l'uscita dal perimetro di consolidamento. Tali effetti sono stati leggermente compensati dagli incrementi registrati in Spagna (+4,7 TWh).

Il **numero degli utenti finali di Enel con smart meter attivi** registra nel 2023 un decremento di 652.004 unità, dovuto all'uscita dal perimetro di consolidamento della Romania (-1.285.969). Tali effetti sono stati parzialmente compensati degli incrementi registrati in Brasile (+412.667), Italia (+129.439) e Spagna (+87.218).

L'**energia venduta** da Enel nel 2023 è pari a 300,9 TWh e registra una riduzione di 20,2 TWh (-6,3%) rispetto all'esercizio precedente.

I minori volumi di energia elettrica venduti nel 2023 si concentrano principalmente sul mercato regolato in Brasile (-9,7 TWh) per effetto della cessione di Enel Goiás e in Italia (-6,8 TWh) per il progressivo passaggio dei clienti al mercato libero, anche dovuto all'imminente superamento del mercato di maggior tutela previsto per giugno 2024.
Avendo riguardo al mercato libero, si segnala una diminuzione dei volumi prevalentemente in Italia (-3,1 TWh) e Spagna (-0,6 TWh), parzialmente compensata dall'aumento registrato in Brasile (+2,2 TWh) e Cile (+0,6 TWh).

Inoltre, le **vendite di gas naturale** nel 2023 sono pari a 8.324 milioni di metri cubi, in riduzione di 1.919 milioni di metri cubi rispetto all'esercizio precedente principalmente in Spagna (-1.107 milioni di metri cubi) e in Italia (-577 milioni di metri cubi).

I **punti di ricarica pubblici** per le auto elettriche attivi al 31 dicembre 2023 sono pari a 24.281, in crescita di 2.169 rispetto al 2022, prevalentemente in Spagna (+1.824) e in Italia (+846).

Le attività di **demand response** nel 2023 risultano pari a 9.588 MW, in aumento di 1.112 MW rispetto all'esercizio precedente, principalmente in Giappone (+494 MW), Nord America (+273 MW) e Italia (+256 MW).

Infine, lo **storage** al 31 dicembre 2023 è pari a 1.730 MW, registrando un incremento di 970 MW, dovuto soprattutto all'installazione di nuove batterie negli impianti di energia elettrica da fonte rinnovabile (+931 MW) prevalentemente in Nord America (+736 MW) e Italia (+159 MW).

Lotta al cambiamento climatico e sostenibilità ambientale

35,4 mln m³

CONSUMO DI ACQUA TOTALE

-21,7% rispetto al 2022

73,2%

GENERAZIONE A ZERO EMISSIONI

(incidenza % sul totale)

€ 17.982 milioni

EBITDA ORDINARIO PER PRODOTTI, SERVIZI E TECNOLOGIA LOW CARBON(1)

€ 12.837 milioni

CAPEX PER PRODOTTI, SERVIZI E TECNOLOGIA LOW CARBON

(1) L'EBITDA ordinario per prodotti, servizi e tecnologia low carbon rappresenta il margine operativo lordo ordinario dell'insieme dei prodotti, servizi e tecnologie low carbon ricompresi nelle seguenti Linee di Business: Enel Green Power, Enel Grids, Enel X e Mercati finali (escludendo il gas).

Principali indicatori legati al cambiamento climatico e alla sostenibilità ambientale

		2023	2022	2023-2022	
Emissioni dirette di gas serra - Scope 1	$MtCO_{2eq}$	34,51	53,07	(18,56)	-35,0%
Emissioni indirette di gas serra - Scope 2 - location based(1)	$MtCO_{2eq}$	3,28	3,82	(0,54)	-14,1%
Emissioni indirette di gas serra - Scope 2 - market based(1)	$MtCO_{2eq}$	4,51	5,10	(0,59)	-11,6%
Emissioni indirette di gas serra - Scope 3(2)	$MtCO_{2eq}$	56,53	71,04	(14,51)	-20,4%
- di cui emissioni relative a vendite di gas(2)	$MtCO_{2eq}$	*16,79*	*20,63*	*(3,84)*	*-18,6%*
Intensità emissioni GHG Scope 1 relative alla produzione di energia(3)	gCO_{2eq}/kWh	160	229	(69)	-30,1%
Intensità emissioni GHG Scope 1 e 3 relative all'Integrated Power(4)	gCO_{2eq}/kWh	168	210	(42)	-20,0%
Emissioni specifiche SO_2	g/kWh_{eq}	0,09	0,07	0,02	28,6%
Emissioni specifiche NO_x	g/kWh_{eq}	0,26	0,32	(0,06)	-18,8%
Emissioni specifiche polveri	g/kWh_{eq}	0,006	0,005	0,001	20,0%
Incidenza Generazione a zero emissioni sul totale	%	73,2	61,0	12,2	20,0%
Totale consumi diretti di combustibile	Mtep	19,3	26,5	(7,2)	-27,2%
Rendimento medio parco termoelettrico(5)	%	42,0	42,8	(0,8)	-1,9%
Prelievo di acqua in zone water stressed	%	23,3	19,3	4,0	20,7%
Prelievo specifico complessivo di acqua dolce	l/kWh	0,20	0,23	(0,03)	-13,0%
Prezzo di riferimento della CO_2	€/t	71	86	(15)	-17,4%
EBITDA ordinario per prodotti, servizi e tecnologia low carbon(6)	milioni di euro	17.982	13.900	4.082	29,4%
Capex per prodotti, servizi e tecnologia low carbon	milioni di euro	12.837	13.351	(514)	-3,8%
Incidenza Capex per prodotti, servizi e tecnologie low carbon sul totale	%	94,6	92,1	2,5	2,7%

(1) Il dato 2022 è stato rideterminato in relazione a un aggiornamento della metodologia di calcolo del consumo energetico negli asset di distribuzione e dei fattori di emissione dei sistemi elettrici nazionali.
(2) Il dato 2022 è stato rideterminato in relazione a un aggiornamento nella metodologia di calcolo in base al potere calorifico dei volumi di gas naturale venduti ai clienti finali e dei fattori di emissione dei sistemi elettrici nazionali.
(3) KPI corrispondente con il target certificato dalla SBTi nel 2022, calcolato considerando le emissioni dirette (Scope 1) dalla produzione di elettricità rapportate al totale della produzione rinnovabile, nucleare e termoelettrica, esclusa la produzione a pompaggio. Il dato 2022 è stato rideterminato in relazione a un aggiornamento dei fattori di emissione dei sistemi elettrici nazionali.
(4) KPI corrispondente con il target certificato dalla SBTi nel 2022, calcolato considerando le emissioni dirette (Scope 1) dalla produzione di elettricità e le emissioni indirette dall'acquisto di energia per vendita al cliente finale (Scope 3) rapportate al totale della produzione rinnovabile, nucleare e termoelettrica, esclusa la produzione a pompaggio, e anche l'energia acquistata.
(5) Il calcolo non considera gli impianti O&G italiani in fase di dismissione/marginali. Il valore medio di rendimento è calcolato sugli impianti del parco ed è pesato sui valori di produzione.
(6) L'EBITDA ordinario per prodotti, servizi e tecnologia low carbon rappresenta il margine operativo lordo ordinario dell'insieme dei prodotti, servizi e tecnologie low carbon ricompresi nelle seguenti Linee di Business: Enel Green Power, Enel Grids, Enel X e Mercati finali (escludendo il gas).

Nel 2023, le **emissioni assolute totali dirette e indirette** (Scope 1, 2 e 3) sono state pari a 94,3 $MtCO_{2eq}$, raggiungendo il volume più basso di sempre e superando la tendenza all'aumento registrata nel 2021 e nel 2022 a seguito della crisi energetica globale. In particolare, le emissioni assolute totali sono state ridotte del 26,3% rispetto al 2022 (127,9 $MtCO_{2eq}$).
Ciò è dovuto principalmente a un miglioramento complessivo delle principali metriche di performance operativa, che hanno contribuito a ridurre le emissioni dirette e indirette lungo l'intera catena del valore, tra cui la riduzione della produzione termoelettrica del 38%, per una minore produzione a carbone e a CCGT in Italia e in Iberia e la vendita degli impianti termoelettrici in Russia nel 2022 e in Argentina nel 2023, la riduzione del volume di gas naturale venduto ai clienti finali del 19% e la riduzione del rapporto tra emissioni di gas serra e spesa della catena di fornitura del 24%, rispetto al 2022. Inoltre, anche la digitalizzazione e l'automazione delle reti elettriche hanno contribuito a ridurre le perdite di rete e a consentire lo sviluppo delle fonti rinnovabili, giocando un ruolo chiave nella performance di decarbonizzazione del Gruppo, nonché nella decarbonizzazione dei sistemi energetici in cui il Gruppo opera.
Per quanto riguarda le **emissioni GHG di Scope 1**, queste ammontano a 34,51 $MtCO_{2eq}$ nel 2023, rappresentando il 36,6% delle emissioni GHG totali, in diminuzione del 35% rispetto al 2022, pari a 53,07 $MtCO_{2eq}$. Il 94,9% di queste emissioni è legato al processo di combustione dei combustibili per la generazione di energia elettrica, che ha beneficiato della riduzione della produzione termoelettrica e dell'aumento della produzione da fonti rinnovabili.
L'**energia prodotta** da Enel nel 2023 da **fonti a emissioni zero** si attesta al 73,2% della produzione totale, aumentando considerabilmente rispetto al 2022, pari al 61,0%, grazie principalmente all'incremento dell'apporto della produzione di energia elettrica da fonte idroelettrica e solare.

L'impegno costante a migliorare la qualità dell'aria nelle aree dove Enel opera è testimoniato dall'attenzione posta alla riduzione delle emissioni dei principali inquinanti atmosferici associati alla produzione termoelettrica: gli ossidi di zolfo (SO_2), gli ossidi di azoto (NO_x) e le polveri.
Nel 2023 si è registrata una diminuzione rispetto al 2022 delle emissioni di NO_x, in termini sia assoluti sia specifici, legata alla concomitante minore produzione complessiva degli impianti a gas e CCGT in Italia e in Iberia e alla vendita degli impianti in Argentina. Le emissioni di SO_2 e polveri sono invece aumentate rispetto allo scorso anno, come conseguenza della maggiore produzione a carbone in America Latina (Colombia), normalmente non attiva, per esigenze di produzione puntuali conseguenti a fenomeni di intensa siccità dovuti agli effetti di El Niño che hanno causato un'alterazione significativa degli equilibri nelle precipitazioni. In particolare, le emissioni specifiche di SO_2 sono state pari a 0,09 g/kWh_{eq} (+28,6% rispetto al valore 2022 di 0,07 g/kWh_{eq}), quelle di NO_x a 0,26 g/kWh_{eq} (-18,8% rispetto al valore 2022 di 0,32 g/kWh_{eq}) e quelle di polveri a 0,006 g/kWh_{eq} (+20,0% rispetto al valore 2022 di 0,005 g/kWh_{eq}).

Protezione e valorizzazione del capitale naturale

La protezione del capitale naturale e la lotta ai cambiamenti climatici sono considerati fattori strategici e integrati nella pianificazione, nell'esercizio e nello sviluppo delle attività, per promuovere lo sviluppo economico sostenibile delle comunità in cui il Gruppo opera, nonché determinanti per consolidare la leadership di Enel nei mercati dell'energia.
Come utility energetica, le attività operative dipendono dalle risorse naturali, ma allo stesso tempo hanno un impatto su di esse; per questo motivo Enel integra valutazioni di rischio e opportunità nei processi decisionali allineati ai framework internazionali e nella governance del Gruppo, attraverso la definizione di target misurabili e con tempistiche definite.
La decarbonizzazione del mix energetico, insieme agli obiettivi di riduzione degli impatti sulla natura, di recupero di habitat e della condivisione dei benefici dei servizi ecosistemici con le comunità con cui Enel interagisce, sono elementi cardine della strategia di sostenibilità.

Gestione responsabile della risorsa idrica

		2023	2022	2023-2022	
Totale prelievi	Mm^3	55,0	76,0	(21,0)	-27,6%
Prelievo di acqua in zone water stressed	%	23,3	19,3	4,0	20,7%
Prelievo specifico complessivo di acqua dolce	l/kWh_{eq}	0,20	0,23	(0,03)	-13,0%
Consumo di acqua totale	Mm^3	35,4	45,2	(9,8)	-21,7%
Consumo di acqua in zone water stressed	%	22,1	20,5	1,6	7,8%

I fabbisogni complessivi di acqua per l'attività produttiva vengono coperti attraverso il prelievo da fonti cosiddette non scarse (acqua di mare utilizzata tal quale nei processi di raffreddamento a ciclo aperto o sottoposta a processi di desalinizzazione per l'ottenimento di acqua demineralizzata e industriale) e, solo ove necessario, da fonti scarse (acque dolci superficiali, sotterranee e a uso civile). Nel corso del 2023 si è registrata una significativa riduzione del valore dei prelievi totali di acqua (-27,6% da 76 milioni di metri cubi del 2022 a 55 milioni di metri cubi del 2023) dovuta a una minor produzione degli impianti termoelettrici in Italia, Iberia e America Latina e nucleari in Spagna, cui corrisponde una riduzione del 13% del prelievo specifico complessivo di acqua dolce (0,20 l/kWh_{eq} nel 2023 rispetto a 0,23 l/kWh_{eq} nel 2022). Tale diminuzione si è verificata anche per i prelievi d'acqua dolce in aree water stressed[38], passando da 12,4 $x10^3$ milioni di litri nel 2022 a 10,3 $x10^3$ milioni di litri (-17%), sebbene in misura meno marcata della riduzione registrata sui prelievi totali, con un incremento della percentuale relativa di acqua prelevata in aree water stressed sul totale dei prelievi (+20,7%, dal 19,3% nel 2022 al 23,3% del 2023).

Circa l'11,6% del totale dell'energia prodotta dal Gruppo Enel ha utilizzato acqua dolce in aree water stressed, principalmente da impianti termoelettrici e nucleari.

L'impegno di Enel per la biodiversità

Enel ha una consolidata esperienza nella gestione e tutela della biodiversità nei pressi dei propri siti produttivi in un numero sempre crescente di Paesi. Come presidio generale, Enel si è dotata dal 2019 di una Linea Guida di Gruppo, che delinea i princípi e le procedure per la gestione degli impatti sulla Biodiversità e Servizi Ecosistemici (BES) durante l'intero ciclo di vita degli impianti, dalla fase di sviluppo fino all'esercizio e al decommissioning.

L'identificazione dei potenziali impatti sulla biodiversità e la natura è fondamentale al fine di definire le strategie più efficaci per evitare, minimizzare, rimediare o compensare gli effetti associati, attraverso l'applicazione della cosiddetta "Gerarchia di Mitigazione". Analogamente, l'identificazione delle dipendenze dalla biodiversità e dal capitale naturale consente di identificar le strategie più opportune per ridurre i rischi a questi associati.

Nel 2023 sono stati portati avanti 183 progetti per la tutela delle specie e degli habitat naturali negli impianti in esercizio, di cui 57 sviluppati in partnership con enti governativi, organizzazioni non governative e università, per un investimento complessivo di 10,8 milioni di euro. I progetti sono realizzati in tutte le geografie.

In aggiunta, nel 2023 sono stati realizzati ulteriori 60 progetti relativi a cantieri di costruzione di impianti, prevalentemente in Brasile, Cile, Colombia, Italia e Spagna, volti alla conservazione e monitoraggio delle specie autoctone impattate, per un investimento complessivo di oltre 9 milioni di euro.

(38) Mappatura effettuata in linea con i criteri del GRI con riferimento alle condizioni di "(baseline) Water Stress" indicate dal World Resources Institute Aqueduct Water Risk Atlas.

Risultati economici del Gruppo

€ 20.255 milioni

MARGINE OPERATIVO LORDO

€ 19.918 milioni nel 2022

€ 10.832 milioni

RISULTATO OPERATIVO

-3,2% rispetto al 2022

€ 3.438 milioni

RISULTATO NETTO DEL GRUPPO

€ 1.682 milioni nel 2022

€ 14.042 milioni

RISULTATO OPERATIVO ORDINARIO(1)

di cui 27,2% da Enel Green Power

€ 6.508 milioni

RISULTATO NETTO DEL GRUPPO ORDINARIO

€ 5.391 milioni nel 2022

€ 21.969 milioni

MARGINE OPERATIVO LORDO ORDINARIO(1)

di cui 59,7% ammissibile e allineato secondo la tassonomia europea

(1) I margini del Conto economico ordinario sono calcolati secondo quanto indicato nel paragrafo "Definizione degli indicatori di performance". Nella sintesi dei risultati si riporta la riconciliazione tra dati reported e dati ordinari per le seguenti grandezze economiche: margine operativo lordo, risultato operativo e risultato netto dell'esercizio del Gruppo (quota di interessenza del Gruppo).

Milioni di euro	Conto economico ordinario(1)				Conto economico			
	2023	2022	2023-2022		2023	2022	2023-2022	
Ricavi	98.163	143.009	(44.846)	-31,4%	95.565	140.517	(44.952)	-32,0%
Costi	73.232	125.692	(52.460)	-41,7%	72.344	122.964	(50.620)	-41,2%
Risultati netti da contratti su commodity	(2.962)	2.366	(5.328)	-	(2.966)	2.365	(5.331)	-
Margine operativo lordo	**21.969**	**19.683**	**2.286**	**11,6%**	**20.255**	**19.918**	**337**	**1,7%**
Ammortamenti e impairment	7.927	7.554	373	4,9%	9.423	8.725	698	8,0%
Risultato operativo	**14.042**	**12.129**	**1.913**	**15,8%**	**10.832**	**11.193**	**(361)**	**-3,2%**
Proventi finanziari	6.062	8.305	(2.243)	-27,0%	6.049	8.287	(2.238)	-27,0%
Oneri finanziari	9.440	10.812	(1.372)	-12,7%	9.424	10.743	(1.319)	-12,3%
Totale proventi/(oneri) finanziari netti	**(3.378)**	**(2.507)**	**(871)**	**-34,7%**	**(3.375)**	**(2.456)**	**(919)**	**-37,4%**
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto(2)	**226**	**27**	**199**	**-**	**(41)**	**(60)**	**19**	**31,7%**
Risultato prima delle imposte	**10.890**	**9.649**	**1.241**	**12,9%**	**7.416**	**8.677**	**(1.261)**	**-14,5%**
Imposte	3.211	2.622	589	22,5%	2.778	3.523	(745)	-21,1%
Risultato netto delle continuing operation(2)	**7.679**	**7.027**	**652**	**9,3%**	**4.638**	**5.154**	**(516)**	**-10,0%**
Risultato netto delle discontinued operation(2)	**-**	**-**	**-**	**-**	**(371)**	**(2.234)**	**1.863**	**83,4%**
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)	**7.679**	**7.027**	**652**	**9,3%**	**4.267**	**2.920**	**1.347**	**46,1%**
Quota di interessenza del Gruppo	6.508	5.391	1.117	20,7%	3.438	1.682	1.756	-
Quota di interessenza di terzi	1.171	1.636	(465)	-28,4%	829	1.238	(409)	-33,0%

(1) I margini del Conto economico ordinario sono calcolati secondo quanto indicato nel paragrafo "Definizione degli indicatori di performance". Nella sintesi dei risultati si riporta la riconciliazione tra dati reported e dati ordinari per le seguenti grandezze economiche: margine operativo lordo, risultato operativo e risultato netto dell'esercizio del Gruppo (quota di interessenza del Gruppo).

(2) Il dato riferito all'esercizio 2022 è stato rideterminato per tener conto della classificazione tra le "discontinued operation" della "Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto" riferita a Rusenergosbyt LLC, società russa ceduta a dicembre 2023.

Ricavi

Milioni di euro				
	2023	2022	2023-2022	
Vendite energia elettrica	52.465	69.340	(16.875)	-24,3%
Trasporto energia elettrica	11.123	11.096	27	0,2%
Corrispettivi da gestori di rete	1.142	979	163	16,6%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	1.570	1.667	(97)	-5,8%
Vendite gas	7.983	8.970	(987)	-11,0%
Trasporto gas	68	80	(12)	-15,0%
Vendite di combustibili	3.458	5.605	(2.147)	-38,3%
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	877	826	51	6,2%
Ricavi per lavori e servizi su ordinazione	995	1.672	(677)	-40,5%
Vendite di commodity con consegna fisica e relativi risultati da valutazione di contratti chiusi nel periodo	10.383	32.987	(22.604)	-68,5%
Vendite relative al business dei servizi a valore aggiunto	1.653	1.384	269	19,4%
Altri proventi	3.848	5.911	(2.063)	-34,9%
Totale	**95.565**	**140.517**	**(44.952)**	**-32,0%**

Nel 2023 i **ricavi** registrano un decremento di 44.952 milioni di euro (-32,0%), rispetto ai 140.517 milioni di euro del 2022. In particolare, tale riduzione è connessa sia alle minori quantità di energia vendute sui mercati wholesale e retail sia alla dinamica dei prezzi medi di vendita delle commodity nei due esercizi a confronto che ha impattato significativamente la contabilizzazione dei contratti di vendita con consegna fisica. La riduzione dei ricavi ha inoltre risentito anche degli effetti derivanti dall'uscita dal perimetro di consolidamento di talune società cedute nel corso del secondo semestre 2022 (in particolare Enel Transmisión Chile, Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás) e Fortaleza CGT in Brasile) e nei primi mesi del 2023 (Enel Generación Costanera e Central Dock Sud in Argentina), i cui effetti sono stati solo in parte compensati dai maggiori ricavi registrati nelle attività di generazione da fonti rinnovabili, soprattutto in Italia e in Spagna, dagli impianti idroelettrici, e in America Latina dagli impianti eolici e solari. Si segnala, inoltre, che gli "Altri proventi", rilevati nel corso del 2023, accolgono, per complessivi 557 milioni di euro, i proventi derivanti dalla cessione parziale, con perdita di controllo, delle attività in Australia (103 milioni di euro) e in Grecia (160 milioni di euro), dalla vendita di talune società operanti nelle rinnovabili in Cile (195 milioni di euro) e dal provento di fine concessione di Enel CIEN per 99 milioni di euro. Nel 2022 sono stati rilevati proventi derivanti dalla cessione delle attività di trasmissione in Cile (1.051 milioni di euro) nonché proventi ordinari connessi a operazioni di stewardship e riferite alla cessione di una quota della partecipazione detenuta in Ufinet (220 milioni di euro), in Gridspertise (per complessivi 520 milioni di euro) e di alcune società a Mooney Group SpA (67 milioni di euro).

Costi

Milioni di euro				
	2023	2022	2023-2022	
Acquisto di energia elettrica	24.668	46.955	(22.287)	-47,5%
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	6.385	9.286	(2.901)	-31,2%
Combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali	15.324	40.742	(25.418)	-62,4%
Materiali	2.747	3.534	(787)	-22,3%
Costo del personale	5.030	4.571	459	10,0%
Servizi e godimento beni di terzi	15.450	16.606	(1.156)	-7,0%
Oneri per certificati ambientali	2.603	2.510	93	3,7%
Altri oneri connessi al sistema elettrico e gas	568	172	396	-
Altri oneri per imposte e tasse	1.529	1.107	422	38,1%
Minusvalenze e altri oneri da cessione di partecipazioni	404	363	41	11,3%
Contributi straordinari di solidarietà	208	-	208	-
Altri costi operativi	813	533	280	52,5%
Costi capitalizzati	(3.385)	(3.415)	30	0,9%
Totale	**72.344**	**122.964**	**(50.620)**	**-41,2%**

I **costi** si decrementano di 50.620 milioni di euro prevalentemente per la generale riduzione dei prezzi medi delle commodity energetiche connessa anche a una riduzione dei volumi.
Tale riduzione risente anche del decremento dei costi per vettoriamenti in Italia per i minori volumi e in Spagna per la variazione delle tariffe, dei minori costi accessori al business del gas in Cile connessi alle minori vendite, dei minori costi per servizi in concessione in Brasile, dei minori acquisti di quote CO_2 e dei minori costi di approvvigionamento di materiali conseguenti alle variazioni di perimetro.
Tali effetti sono stati parzialmente compensati dai maggiori costi per incentivi all'esodo e dagli effetti dei provvedimenti regolatori legati al clawback, in Italia e Spagna, nonché, in Spagna, da maggiori oneri per 515 milioni di euro connessi al lodo arbitrale con un fornitore di gas del Qatar.
Si segnala, inoltre, che nel corso del 2023 sono stati rilevati gli oneri derivanti dalle cessioni di Enel Generación Costanera SA, Central Dock Sud SA, oltre che dell'impianto di El Chocón, in Argentina per complessivi 363 milioni di euro e dall'adeguamento del prezzo relativo alla cessione di Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás) (23 milioni di euro).

Margine operativo lordo ordinario

La seguente tabella espone l'andamento del margine operativo lordo ordinario per Linea di Business:

Milioni di euro				
	2023	**2022**	**2023-2022**	
Generazione Termoelettrica e Trading	3.594	6.094	(2.500)	-41,0%
Enel Green Power	5.568	3.779	1.789	47,3%
Enel Grids	7.851	8.276	(425)	-5,1%
Mercati finali[1]	5.275	1.702	3.573	-
Holding e Servizi[1]	(319)	(168)	(151)	-89,9%
Totale	**21.969**	**19.683**	**2.286**	**11,6%**

(1) I dati del 2022 relativi alla Linea di Business Mercati finali sono stati rideterminati per tener conto anche dei valori di Enel X ed Enel X Way. Quest'ultima in precedenza era esposta nel settore Holding, Servizi e Altro.

Il **margine operativo lordo ordinario** del 2023 ammonta a 21.969 milioni di euro, in aumento di 2.286 milioni di euro rispetto al 2022 (+11,6%) principalmente per effetto dell'incremento del risultato derivante dalla gestione operativa dei Business Integrati (come combinazione dei business di Generazione Termoelettrica e Trading, Enel Green Power e Mercati finali) pari a 2.627 milioni di euro, e del risultato di Enel Grids, dove la variazione di perimetro rispetto allo scorso esercizio, per la cessione di alcuni asset di distribuzione in Brasile e Cile, è stata più che compensata dagli effetti positivi degli adeguamenti tariffari rilevati in America Latina.
Si evidenzia, inoltre, che il margine dei Business Integrati include la rilevazione nel corso del 2023 degli oneri connessi alla definizione di un lodo arbitrale per la fornitura di gas in Spagna (515 milioni di euro) e il beneficio registrato nel corso del 2022 per 481 milioni di euro a seguito di un accordo con Shell in Cile. Se si escludono queste due componenti le performance dei Business Integrati sono in aumento di 3.623 milioni di euro.
La variazione complessiva del margine operativo lordo ordinario risente, inoltre, dei diversi proventi derivanti dalle operazioni di Stewardship perfezionate nei due esercizi a confronto. In particolare, gli effetti positivi connessi alle cessioni perfezionate nel 2023 di Enel Green Power Australia (103 milioni di euro) ed Enel Green Power Hellas (422 milioni di euro) sono stati più che compensati dai proventi delle operazioni eseguite nel 2022 relativi alle cessioni di Ufinet (220 milioni di euro), delle società del comparto finanziario di Enel X a Mooney Group (67 milioni di euro) e della cessione parziale di Gridspertise (520 milioni di euro).

Business Integrati

Enel ha scelto di perseguire una strategia integrata nei Paesi denominati "core" (Italia, Spagna, Stati Uniti, Brasile, Cile e Colombia), in cui il Gruppo è presente in maniera capillare, a partire da una base clienti finali cui commercializzare l'energia generata.
La strategia integrata ha l'obiettivo di massimizzare la marginalità dell'energia venduta soprattutto facendo leva sulla progressiva riduzione del costo di sourcing (costo di generazione e/o di approvvigionamento della commodity), connessa all'aumento delle fonti rinnovabili nel mix di generazione, in aggiunta all'ampliamento dei volumi legato all'elettrificazione dei consumi, con conseguente vantaggio per il Gruppo, per i clienti e in generale per tutti gli stakeholder.
Il margine operativo lordo ordinario relativo ai Business Integrati appartenenti alla strategia sopracitata (c.d. "margine dei Business Integrati") nasce pertanto dall'integrazione della catena del valore del business elettrico e include i risultati della generazione di energia elettrica (Enel Green Power, Generazione Termoelettrica e Trading) e della vendita di energia elettrica e servizi (Mercati finali).
Più in dettaglio le principali attività incluse nel margine dei Business Integrati sono di seguito esposte.

1. Energia elettrica - mercato libero, si compone di:
   - Business Integrati dell'energia: includono l'attività commerciale nel mercato libero dell'energia, la generazione da fonti rinnovabili e termoelettrica;
   - Enel X: include tutti i servizi forniti alla clientela;
   - Mobility: accoglie le attività di innovazione, sviluppo e commercializzazione di soluzioni sulla mobilità elettrica.
2. Energia elettrica - mercato regolato, si riferisce alle attività di generazione regolata (mercato delle capacità, impianti essenziali, incentivi ricevuti sulla generazione da fonte rinnovabile ecc.) e a quelle di commercializzazione dell'energia in mercati regolamentati.
3. Gas, include la commercializzazione di gas naturale al dettaglio e all'ingrosso.
4. Trading e servizi, include le attività di ottimizzazione del portafoglio e dei servizi di bilanciamento di generazione.

Tali attività si riconducono ai business inclusi nel margine dei Business Integrati che, come detto, sono i seguenti:
- Generazione Termoelettrica e Trading;
- Enel Green Power;
- Mercati finali che include Retail, Enel X ed Enel X Way.

Nella seguente tabella è riportato il margine dei Business Integrati per Linee di Business coinvolte e per aree geografiche, escludendo gli impatti delle operazioni riconducibili al modello di Stewardship.

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading			Enel Green Power			Mercati finali			Totale		
	2023	2022	2023-2022	2023	2022	2023-2022	2023	2022	2023-2022	2023	2022	2023-2022
Italia	2.718	2.735	(17)	555	(562)	1.117	4.039	531	3.508	7.312	2.704	4.608
Iberia	739	2.583	(1.844)	826	631	195	780	417	363	2.345	3.631	(1.286)
Resto del Mondo	113	762	(649)	4.213	3.697	516	460	445	15	4.786	4.904	(118)
Altro	24	14	10	(26)	13	(39)	(4)	309	(313)	(6)	336	(342)
Margine dei Business Integrati incluse le stewardship	**3.594**	**6.094**	**(2.500)**	**5.568**	**3.779**	**1.789**	**5.275**	**1.702**	**3.573**	**14.437**	**11.575**	**2.862**
Stewardship	-	-	-	511	(9)	520	-	285	(285)	511	276	235
Margine dei Business Integrati	**3.594**	**6.094**	**(2.500)**	**5.057**	**3.788**	**1.269**	**5.275**	**1.417**	**3.858**	**13.926**	**11.299**	**2.627**

Il **margine dei Business Integrati** si è incrementato di 2.627 milioni di euro prevalentemente per il miglioramento dei margini sulle vendite del mercato libero, soprattutto in Italia e Spagna in un regime di prezzi medi di vendita crescenti rispetto all'esercizio precedente, caratterizzato da una significativa instabilità, i cui effetti sono solo parzialmente compensati dalle variazioni di perimetro nei due esercizi a confronto, nonché dalla riduzione del margine di generazione. In particolare, con riferimento alla generazione, la maggiore produzione di energia da impianti rinnovabili (+14,5 TWh), prevalentemente da fonte idroelettrica in Italia, Cile, Colombia e Spagna, unitamente al diverso prezzo di vendita nelle attività di trading, ha parzialmente compensato gli effetti delle minori quantità di energia prodotte da fonte convenzionale e la rilevazione dei provvedimenti regolatori legati al clawback in Italia per 357 milioni di euro.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	2023					
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Holding e Servizi	Totale
Margine operativo lordo ordinario	**3.594**	**5.568**	**7.851**	**5.275**	**(319)**	**21.969**
Risultati non ordinari su operazioni di Merger & Acquisition	(349)[1]	181[2]	(23)	-	-	(191)
Contributi straordinari di solidarietà	-	-	-	-	(208)	(208)
Transizione energetica e digitalizzazione	(178)	(6)	(43)	(58)	(81)	(366)
Adeguamenti di valore	-	(60)	-	-	-	(60)
Risultati ordinari su discontinued operation	-	(505)	(324)	(59)	(1)	(889)
Margine operativo lordo	**3.067**	**5.178**	**7.461**	**5.158**	**(609)**	**20.255**

(1) Il saldo si riferisce per 194 milioni di euro alla minusvalenza relativa alla cessione di Central Dock Sud, per 132 milioni di euro alla minusvalenza sulla vendita di Enel Generación Costanera rilevata su Enel Argentina, per 21 milioni di euro allo stralcio crediti rilevati da Enel SpA riferiti a Enel Generación Costanera e per 2 milioni di euro alla svalutazione del credito rilevato da Enel Américas sempre nei confronti di Enel Generación Costanera.
(2) Il saldo si riferisce alla perdita su vendita di motogeneratori di El Chocón per 14 milioni di euro e alla plusvalenza sulla vendita di Arcadia per 195 milioni di euro.

Milioni di euro	2022[1]					
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Holding e Servizi	Totale
Margine operativo lordo ordinario	**6.094**	**3.779**	**8.276**	**1.702**	**(168)**	**19.683**
Risultati non ordinari su operazioni di Merger & Acquisition	(137)	-	839	-	-	702
Transizione energetica e digitalizzazione	(212)	(51)	(23)	(3)	(8)	(297)
Risultati ordinari su discontinued operation	(42)	(246)	38	105	8	(137)
Costi da COVID-19	(6)	(5)	(16)	(2)	(4)	(33)
Margine operativo lordo	**5.697**	**3.477**	**9.114**	**1.802**	**(172)**	**19.918**

(1) I dati del 2022 relativi alla Linea di Business Mercati finali sono stati rideterminati per tener conto anche dei valori di Enel X ed Enel X Way. Quest'ultima in precedenza era esposta nel settore Holding, Servizi e Altro.

Il **margine operativo lordo** del 2023 ammonta a 20.255 milioni di euro, in aumento di 337 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. In particolare, tale variazione risente essenzialmente degli effetti menzionati precedentemente nel commento del margine operativo lordo ordinario, escludendo gli effetti attribuibili alle attività classificate come discontinued operation, nonché dei risultati non ordinari relativi principalmente alle operazioni di dismissione di taluni investimenti nei due esercizi a confronto. In particolare, questi ultimi sono riconducibili per il 2023 alle cessioni della generazione termica in Argentina (onere complessivo pari a 363 milioni di euro) e alla cessione di taluni impianti rinnovabili in Cile (provento pari a 195 milioni di euro), mentre per il 2022 sono relativi alla cessione delle società Enel Transmisión Chile in Cile e delle società di generazione termoelettrica CGT Fortaleza e di distribuzione Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás) in Brasile. Tali ultime dismissioni hanno comportato la rilevazione di un provento di 1.051 milioni di euro per Enel Transmisión Chile e di un onere per Enel Goiás (208 milioni di euro) e per CGT Fortaleza (135 milioni di euro).

Risultato operativo ordinario

Milioni di euro	2023	2022	2023-2022	
Generazione Termoelettrica e Trading	2.812	5.253	(2.441)	-46,5%
Enel Green Power	3.815	2.230	1.585	71,1%
Enel Grids	4.743	5.254	(511)	-9,7%
Mercati finali[1]	3.241	(210)	3.451	-
Holding e Servizi[1]	(569)	(398)	(171)	-43,0%
Totale	**14.042**	**12.129**	**1.913**	**15,8%**

(1) I dati del 2022 relativi alla Linea di Business Mercati finali sono stati rideterminati per tener conto anche dei valori di Enel X ed Enel X Way. Quest'ultima in precedenza era esposta nel settore Holding, Servizi e Altro.

Il **risultato operativo ordinario** del 2023 si incrementa di 1.913 milioni di euro per effetto di quanto commentato precedentemente per il margine operativo lordo ordinario, tenuto conto dei maggiori ammortamenti rilevati nel corso dell'anno 2022 nell'ambito della distribuzione, soprattutto in Italia e Spagna, e dei maggiori adeguamenti di valore sui crediti commerciali rispetto all'esercizio precedente nelle medesime geografie.

Risultato operativo

Milioni di euro	2023					
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Holding e Servizi	Totale
Risultato operativo ordinario	**2.812**	**3.815**	**4.743**	**3.241**	**(569)**	**14.042**
Risultati non ordinari su operazioni di Merger & Acquisition	(349)[1]	147[2]	(23)	-	-	(225)
Contributi straordinari di solidarietà	-	-	-	-	(208)	(208)
Transizione energetica e digitalizzazione	(192)	(6)	(43)	(58)	(81)	(380)
Adeguamenti di valore	(91)	(1.465)	-	(126)	-	(1.682)
Risultati ordinari su discontinued operation	-	(449)	(251)	(15)	-	(715)
Risultato operativo	**2.180**	**2.042**	**4.426**	**3.042**	**(858)**	**10.832**

(1) Il saldo si riferisce per 194 milioni di euro alla minusvalenza relativa alla cessione di Central Dock Sud, per 132 milioni di euro alla minusvalenza sulla vendita di Enel Generación Costanera rilevata su Enel Argentina, per 21 milioni di euro allo stralcio crediti rilevati da Enel SpA riferiti a Enel Generación Costanera e per 2 milioni di euro alla svalutazione del credito rilevato da Enel Américas sempre nei confronti di Enel Generación Costanera.
(2) Il saldo si riferisce alla perdita su vendita di motogeneratori di El Chocón per 14 milioni di euro e alla plusvalenza sulla vendita di Arcadia per 195 milioni di euro, e per 34 milioni di euro all'impairment sugli impianti geotermici in Nord America.

Milioni di euro	2022[1]					
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Holding e Servizi	Totale
Risultato operativo ordinario	**5.253**	**2.230**	**5.254**	**(210)**	**(398)**	**12.129**
Risultati non ordinari su operazioni di Merger & Acquisition	(500)	-	12	-	-	(488)
Transizione energetica e digitalizzazione	(287)	(51)	(23)	(3)	(8)	(372)
Risultati ordinari su discontinued operation	(28)	(193)	120	134	9	42
Costi da COVID-19	(6)	(5)	(16)	(2)	(4)	(33)
Altre operazioni	(47)	(11)	(15)	(12)	-	(85)
Risultato operativo	**4.385**	**1.970**	**5.332**	**(93)**	**(401)**	**11.193**

(1) I dati del 2022 relativi alla Linea di Business Mercati finali sono stati rideterminati per tener conto anche dei valori di Enel X ed Enel X Way. Quest'ultima in precedenza era esposta nel settore Holding, Servizi e Altro.

Il **risultato operativo** si riduce di 361 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione tiene conto di quanto già commentato nel margine operativo lordo, i cui effetti sono stati più che compensati dai maggiori ammortamenti e impairment registrati nel corso del 2023.

In particolare, nel corso dell'esercizio sono stati effettuati adeguamenti di valore netti per complessivi 1.736 milioni di euro, di cui 1.234 milioni di euro relativi a taluni impianti di generazione eolica e fotovoltaica negli Stati Uniti. Tali impianti sono stati assoggettati alle verifiche di recuperabilità dei valori di carico per effetto, principalmente, del perdurare di condizioni economiche svantaggiose legate agli oneri di dispacciamento dell'energia prodotta su taluni mercati di riferimento, progressivamente consolidate nel corso del 2023, accompagnate da un generale peggioramento dello scenario macroeconomico nonché dall'avvio e dall'implementazione da parte del management di specifici piani di ristrutturazione nel Paese, che hanno impattato in maniera significativa sui valori recuperabili delle suddette attività.
Si evidenzia che, sempre in Nord America, sono stati rilevati gli adeguamenti di valore pari a 57 milioni di euro sulle attività di Enel X e di 69 milioni di euro sulle attività di Enel X Way.
Si segnala infine che nel corso dell'esercizio 2023 è stato rilevato un impairment pari a 171 milioni di euro sul progetto eolico colombiano di Windpeshi, oggetto di riclassifica tra le "Attività nette possedute per la vendita", secondo le disposizioni dell'IFRS 5.
Gli adeguamenti di valore, registrati nel 2022, complessivamente pari a 1.361 milioni di euro, sono stati effettuati, in accordo con quanto previsto dall'IFRS 5, sulle attività oggetto di operazioni di dismissioni e afferenti principalmente, in Brasile, a Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás) (827 milioni di euro) e a CGT Fortaleza (73 milioni di euro), e, in Argentina, a Enel Generación Costanera (174 milioni di euro) e a Central Dock Sud (116 milioni di euro).

Risultato netto delle discontinued operation

Il risultato netto delle discontinued operation è negativo per 371 milioni di euro e accoglie, nel 2023, i risultati economici relativi alle attività nette discontinuate delle società che compongono le aree geografiche di Russia, Romania e Grecia classificate come tali in base ai requisiti previsti dall'"IFRS 5 - Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate".

Milioni di euro								
	2023	**Russia**	**Grecia**	**Romania**	**2022[1]**	**Russia[1]**	**Grecia**	**Romania**
Totale ricavi	**2.535**	**-**	**122**	**2.413**	**3.543**	**290**	**125**	**3.128**
Costi	2.126	-	75	2.051	3.585	243	70	3.272
Impairment	215	-	-	215	1.230	534	-	696
Totale costi	**2.341**	**-**	**75**	**2.266**	**4.815**	**777**	**70**	**3.968**
Risultato operativo	**194**	**-**	**47**	**147**	**(1.272)**	**(487)**	**55**	**(840)**
Proventi/(Oneri) finanziari	(62)	-	(49)	(13)	(43)	(9)	(35)	1
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	58	58	-	-	83	64	19	-
Risultato prima delle imposte delle discontinued operation	**190**	**58**	**(2)**	**134**	**(1.232)**	**(432)**	**39**	**(839)**
Imposte correnti	67	-	8	59	(15)	8	2	(25)
Imposte anticipate e differite	(38)	-	-	(38)	(37)	-	-	(37)
Imposte	**29**	**-**	**8**	**21**	**(52)**	**8**	**2**	**(62)**
Risultato netto Russia, Grecia e Romania	**161**	**58**	**(10)**	**113**	**(1.180)**	**(440)**	**37**	**(777)**
Plusvalenze/(Minusvalenze) da alienazione attività operative cessate	(532)	(124)	262	(670)	(1.054)	(1.054)	-	-
Risultato netto delle discontinued operation	**(371)**	**(66)**	**252**	**(557)**	**(2.234)**	**(1.494)**	**37**	**(777)**

(1) Il dato riferito all'esercizio 2022 è stato rideterminato per tener conto della classificazione tra le "discontinued operation" della "Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto" riferita a Rusenergosbyt LLC, società russa ceduta a dicembre 2023.

Si evidenzia che il valore include, oltre ai risultati economici delle società, positivi per 161 milioni di euro, gli oneri relativi alla cessione delle attività possedute in Romania per 670 milioni e gli oneri derivanti dalla cessione di Rusenergosbyt in Russia per 124 milioni di euro. Tali effetti sono stati in parte compensati dalla plusvalenza conseguita a fine 2023 per la cessione delle attività in Grecia (262 milioni di euro).
Si precisa che nel 2022 tale voce includeva, oltre ai risultati economici delle società, negativi per 1.180 milioni di euro, gli effetti della cessione della Russia con un impatto negativo pari a 1.054 milioni di euro.

Risultato netto del Gruppo ordinario

Il **risultato netto del Gruppo ordinario** del 2023 ammonta a 6.508 milioni di euro, in aumento di 1.117 milioni di euro (+20,7%) rispetto ai 5.391 milioni di euro dell'esercizio precedente.
L'andamento positivo della gestione operativa ordinaria e la minore incidenza delle interessenze dei terzi sul risultato netto ordinario hanno più che compensato l'incremento degli oneri finanziari netti, dovuto all'evoluzione dei tassi di interesse. In termini assoluti le imposte aumentano anche a seguito del miglioramento del risultato netto *ante* imposte, mentre l'incidenza fiscale si incrementa principalmente per effetto della svalutazione di imposte anticipate negli Stati Uniti, in Messico e in Perù (180 milioni di euro).

Risultato netto del Gruppo

Il **risultato netto del Gruppo** del 2023 ammonta a 3.438 milioni di euro (1.682 milioni di euro nel 2022), con un incremento di 1.756 milioni di euro rispetto al 2022. Nella seguente tabella è rappresentata la riconciliazione tra risultato netto del Gruppo ordinario e risultato netto del Gruppo, con evidenza degli elementi non ordinari e dei rispettivi effetti sul risultato, al netto dei relativi effetti fiscali e delle interessenze di terzi.

Milioni di euro

	2023	2022
Risultato netto del Gruppo ordinario	**6.508**	**5.391**
Adeguamenti di valore	(1.216)	-
Risultati non ordinari su discontinued operation	(959)	(1.992)
Risultati non ordinari su operazioni di Merger & Acquisition	(278)	(716)
Transizione energetica e digitalizzazione	(259)	(189)
Adeguamento di valore di talune attività riferite alla cessione della partecipazione in Slovenské elektrárne	(209)	(18)
Contributi straordinari di solidarietà	(149)	(724)
Altre operazioni	-	(47)
Costi da COVID-19	-	(23)
Risultato netto del Gruppo	**3.438**	**1.682**

Si segnala l'impatto sul risultato netto del Gruppo dei contributi per il caro bollette e di solidarietà introdotti in Italia, Spagna e Romania per complessivi 149 milioni di euro nel 2023 e per complessivi 724 milioni di euro nel 2022.

VChain IMC WEF

VALORE ECONOMICO GENERATO E DISTRIBUITO PER GLI STAKEHOLDER

Milioni di euro				
	2023	**2022**	**2023-2022**	
Valore economico generato direttamente	**96.159**	**140.821**	**(44.662)**	**-31,7%**
Valore economico distribuito direttamente				
Costi operativi	67.631	114.384	(46.753)	-40,9%
Costo del personale e benefit	4.126	3.646	480	13,2%
Pagamenti a finanziatori di capitale (azionisti e finanziatori)	8.890	7.691	1.199	15,6%
Pagamenti alla Pubblica Amministrazione(1)	6.221	5.103	1.118	21,9%
	86.868	**130.824**	**(43.956)**	**-33,6%**
Valore economico trattenuto	**9.291**	**9.997**	**(706)**	**-7,1%**

(1) Il dato del 2022 tiene conto di una più puntuale determinazione. L'importo include il prevalentemente "Total Tax Borne", che rappresenta l'importo complessivamente versato dal Gruppo Enel (incluse le società greche e rumene per entrambi gli esercizi) per le imposte rilevate a Conto economico. Per maggiori approfondimenti sul Total Tax Borne, si rimanda al Bilancio di Sostenibilità e Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario 2023.

Il valore economico generato e distribuito direttamente da Enel fornisce un'utile indicazione di come il Gruppo abbia creato ricchezza per tutti gli stakeholder.
La riduzione del valore economico generato direttamente è riferita prevalentemente alla riduzione dei ricavi di vendita delle commodity energetiche, in particolare del gas e dell'energia elettrica, dovuta sia alle minori quantità intermediate nei mercati wholesale e retail sia alla riduzione dei prezzi medi.

Il decremento dei costi operativi è dovuto soprattutto alla riduzione dei costi d'acquisto di energia e gas per la diminuzione dei volumi e dei prezzi medi, nonché per il decremento dei costi per vettoriamenti e per le quote CO_2.
I pagamenti ai finanziatori di capitale si incrementano prevalentemente per l'incremento degli interessi passivi, principalmente dovuto all'aumento dei tassi di interesse. Inoltre si registra un incremento dei dividendi pagati rispetto all'esercizio precedente.

ANALISI PATRIMONIALE E FINANZIARIA DEL GRUPPO

€ 105.272 milioni

CAPITALE INVESTITO NETTO

€ 102.743 milioni nel 2022

€ 60.163 milioni

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO(1)

-0,8% rispetto al 2022

64,0%

FINANZIAMENTI SOSTENIBILI

su indebitamento lordo
€ 74.949 milioni

€ 12.714 milioni

TOTALE INVESTIMENTI(2)

84,4% ammissibili e allineati secondo la tassonomia europea

(1) Al fine di facilitare l'analisi dell'andamento dell'indebitamento finanziario netto del Gruppo, assicurando una migliore comparabilità dell'indicatore nel tempo, il management ha ritenuto di escludere dalla relativa determinazione il fair value degli strumenti derivati di cash flow hedge e fair value hedge utilizzati a copertura del rischio di cambio sui finanziamenti. Conseguentemente, ai fini di una migliore comparabilità dei dati, si è reso necessario rideterminare l'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2022.
(2) La voce non include 849 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" (156 milioni di euro nel 2022).

Capitale investito netto e relativa copertura

Milioni di euro	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022	
Attività immobilizzate nette:				
- attività materiali e immateriali	106.953	106.135	818	0,8%
- avviamento	13.042	13.742	(700)	-5,1%
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.650	1.281	369	28,8%
- altre attività/(passività) non correnti nette(1)	(3.363)	(4.778)	1.415	29,6%
Totale attività immobilizzate nette	**118.282**	**116.380**	**1.902**	**1,6%**
Capitale circolante netto:				
- crediti commerciali	17.773	16.605	1.168	7,0%
- rimanenze	4.290	4.853	(563)	-11,6%
- crediti netti verso operatori istituzionali di mercato	(4.317)	(1.083)	(3.234)	-
- altre attività/(passività) correnti nette(1)	(9.907)	(10.959)	1.052	9,6%
- debiti commerciali	(15.821)	(17.641)	1.820	10,3%
Totale capitale circolante netto	**(7.982)**	**(8.225)**	**243**	**3,0%**
Capitale investito lordo	**110.300**	**108.155**	**2.145**	**2,0%**
Fondi diversi:				
- benefíci ai dipendenti	(2.320)	(2.202)	(118)	-5,4%
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette(2)	(6.311)	(5.999)	(312)	-5,2%
Totale fondi diversi	**(8.631)**	**(8.201)**	**(430)**	**-5,2%**
Attività nette possedute per la vendita	3.603	2.789	814	29,2%
Capitale investito netto	**105.272**	**102.743**	**2.529**	**2,5%**
Patrimonio netto complessivo(2)	**45.109**	**42.080**	**3.029**	**7,2%**
Indebitamento finanziario netto(1)	**60.163**	**60.663**	**(500)**	**-0,8%**

(1) Al fine di facilitare l'analisi dell'andamento dell'indebitamento finanziario netto del Gruppo, assicurando una migliore comparabilità dell'indicatore nel tempo, il management ha ritenuto di escludere dalla relativa determinazione il fair value degli strumenti derivati di cash flow hedge e fair value hedge utilizzati a copertura del rischio di cambio sui finanziamenti. Conseguentemente, ai fini di una migliore comparabilità dei dati, si è reso necessario rideterminare l'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2022.
(2) I dati relativi al 31 dicembre 2022 sono stati rideterminati per tenere conto degli effetti dell'Amendment allo IAS 12, in vigore successivamente al 1° gennaio 2023. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 8 del Bilancio consolidato "Rideterminazione dei dati comparativi".

Le *attività materiali e immateriali* aumentano essenzialmente per gli investimenti del periodo (11.919 milioni di euro), per le capitalizzazioni degli oneri finanziari (300 milioni di euro), per l'attivazione di nuovi diritti d'uso IFRS 16 (684 milioni di euro) e per l'effetto degli adeguamenti di valore connessi all'iperinflazione delle attività detenute in Argentina (914 milioni di euro). Tali impatti, sono stati parzialmente compensati dalla classificazione di talune attività come "Attività possedute per la vendita" (4.293 milioni di euro), riferibili essenzialmente alle attività di distribuzione e generazione in Perù, dagli ammortamenti e svalutazioni rilevate nell'esercizio (7.825 milioni di euro) e dall'impatto negativo dei cambi (1.226 milioni di euro), riferito essenzialmente al perimetro America Latina.

L'*avviamento* si riduce prevalentemente per le sopra citate classificazioni di talune società peruviane tra quelle disponibili per la vendita (616 milioni di euro) e per le svalutazioni effettuate sulle attività di Enel X ed Enel X Way negli Stati Uniti (126 milioni di euro). Tali effetti sono parzialmente compensati dal positivo andamento dei cambi (42 milioni di euro).

Le *partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto* si incrementano soprattutto per il consolidamento con il metodo del patrimonio netto delle joint venture in Grecia e Australia a seguito della cessione parziale con perdita di controllo delle relative società e per l'adeguamento di valore di Slovak Power Holding. Tali impatti sono stati compensati parzialmente dagli effetti derivanti dalla cessione di Rusenergosbyt.

Il **capitale circolante netto** si è incrementato, rispetto al 31 dicembre 2022, per un ammontare pari a 243 milioni di euro prevalentemente per i maggiori crediti commerciali e per la riduzione dei debiti commerciali. Tali impatti sono stati in parte compensati dai maggiori debiti verso operatori istituzionali del mercato elettrico, principalmente in Italia per il progressivo ripristino, nel corso del 2023, degli oneri relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione, e in Spagna per altre componenti verso operatori del mercato.

Le **attività nette possedute per la vendita** si sono incrementate principalmente per effetto della classificazione tra le attività nette possedute per la vendita delle società di generazione e distribuzione del Perù al netto delle cessioni avvenute nel corso dell'esercizio. Per un maggior dettaglio della composizione della voce e della relativa movimentazione si rinvia alla nota 36 del Bilancio consolidato.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2023 è pari a 105.272 milioni di euro (102.743 milioni di euro al 31 dicembre 2022) ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 45.109 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 60.163 milioni di euro. Quest'ultimo, al 31 dicembre 2023, presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 1,33 (1,44 al 31 dicembre 2022).

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto è dettagliato, in quanto a composizione e variazioni, nel seguente prospetto.

Milioni di euro				
	al 31.12.2023	**al 31.12.2022**	**2023-2022**	
Indebitamento a lungo termine:				
- finanziamenti bancari	14.500	15.261	(761)	-5,0%
- obbligazioni	43.579	50.079	(6.500)	-13,0%
- debiti verso altri finanziatori[1]	3.014	2.851	163	5,7%
Indebitamento a lungo termine	*61.093*	*68.191*	*(7.098)*	*-10,4%*
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(3.837)	(4.213)	376	8,9%
Indebitamento netto a lungo termine	**57.256**	**63.978**	**(6.722)**	**-10,5%**
Indebitamento a breve termine				
Finanziamenti bancari:				
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	1.992	890	1.102	-
- altri finanziamenti a breve verso banche	393	1.320	(927)	-70,2%
Indebitamento bancario a breve termine	*2.385*	*2.210*	*175*	*7,9%*
Obbligazioni (quota a breve)	6.763	1.612	5.151	-
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	331	333	(2)	-0,6%
Commercial paper	2.499	13.838	(11.339)	-81,9%
Cash collateral e altri finanziamenti per operatività su derivati	1.383	1.513	(130)	-8,6%
Altri debiti finanziari a breve termine[2]	495	1.721	(1.226)	-71,2%
Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine	*11.471*	*19.017*	*(7.546)*	*-39,7%*
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(1.007)	(2.838)	1.831	64,5%
Crediti finanziari - cash collateral	(2.899)	(8.319)	5.420	65,2%
Altri crediti finanziari a breve termine	(161)	(2.266)	2.105	92,9%
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(6.882)	(11.119)	4.237	38,1%
Disponibilità e crediti finanziari a breve	*(10.949)*	*(24.542)*	*13.593*	*55,4%*
Indebitamento netto a breve termine	**2.907**	**(3.315)**	**6.222**	**-**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO[3]	**60.163**	**60.663**	**(500)**	**-0,8%**
Indebitamento finanziario "Attività classificate come possedute per la vendita"	**888**	**892**	**(4)**	**-0,4%**

(1) Include gli "Altri debiti finanziari non correnti" esposti nella voce "Altre passività finanziarie non correnti" dello Stato patrimoniale.
(2) Include debiti finanziari correnti ricompresi nelle "Altre passività finanziarie correnti" dello Stato patrimoniale.
(3) Al fine di facilitare l'analisi dell'andamento dell'indebitamento finanziario netto del Gruppo, assicurando una migliore comparabilità dell'indicatore nel tempo, il management ha ritenuto di escludere dalla relativa determinazione il fair value degli strumenti derivati di cash flow hedge e fair value hedge utilizzati a copertura del rischio di cambio sui finanziamenti. Conseguentemente, ai fini di una migliore comparabilità dei dati, si è reso necessario rideterminare l'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2022.

L'**indebitamento finanziario netto**, pari a 60.163 milioni di euro al 31 dicembre 2023, registra una diminuzione di 500 milioni di euro rispetto ai 60.663 milioni di euro del 31 dicembre 2022. In particolare, i flussi di cassa generati dall'attività operativa (14.620 milioni di euro), dalle operazioni di cessione di talune partecipazioni rientranti nel piano di dismissione del Gruppo (per complessivi 2.083 milioni di euro riferibili essenzialmente alla vendita delle società rumene, di una quota partecipativa delle società in Grecia e di talune società di generazione rinnovabile in Cile e Argentina), gli effetti derivanti dall'emissione di prestiti obbligazionari non convertibili subordinati ibridi perpetui (986 milioni di euro), la rilevazione dei contributi del PNRR in Italia a sostegno degli investimenti nonché la variazione delle passività finanziarie nette associate al perimetro degli asset disponibili per la vendita (720 milioni di euro) hanno sostanzialmente compensato il fabbisogno generato dagli investimenti del periodo (12.714 milioni di euro) e dal pagamento di dividendi (5.317 milioni di euro, comprensivi di coupon pagati a titolari di obbligazioni ibride per 182 milioni di euro).

Al 31 dicembre 2023 l'**indebitamento finanziario lordo** è pari a 74.949 milioni di euro, in diminuzione di 14.469 milioni di euro rispetto all'anno precedente.

Indebitamento finanziario lordo

Milioni di euro	al 31.12.2023			al 31.12.2022		
	Indebitamento lordo a lungo termine	Indebitamento lordo a breve termine	Indebitamento lordo	Indebitamento lordo a lungo termine	Indebitamento lordo a breve termine	Indebitamento lordo
Indebitamento finanziario lordo	70.179	4.770	74.949	71.026	18.392	89.418
di cui:						
- finanziamenti sostenibili	*45.147*	*2.663*	*47.810*	*42.561*	*13.977*	*56.538*
Finanziamenti sostenibili/Totale indebitamento lordo (%)			64%			63%

Più specificamente, l'**indebitamento finanziario lordo a lungo termine** (inclusa la quota a breve termine) è pari a 70.179 milioni di euro, di cui 45.147 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili, e risulta costituito da:

- obbligazioni per 50.342 milioni di euro, di cui 30.822 milioni di euro relativi a obbligazioni sostenibili, in diminuzione di 1.349 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2022. Tale movimentazione è determinata principalmente dai rimborsi, tra i quali si segnala un prestito obbligazionario ibrido di Enel SpA per 1.250 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 1.132 milioni di euro al 31 dicembre 2023), dalle variazioni positive di cambio e dalle variazioni del perimetro di consolidamento, solo parzialmente compensati dalle nuove emissioni, tra le quali si evidenzia un Sustainability-Linked Bond multitranche emesso da Enel Finance International per un valore totale di 1.500 milioni di euro nel mese di febbraio 2023;
- finanziamenti bancari pari a 16.492 milioni di euro, di cui 14.325 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili; tali finanziamenti aumentano di 341 milioni di euro rispetto all'anno precedente per effetto principalmente dell'utilizzo di nuovi finanziamenti, solo parzialmente compensati dai rimborsi effettuati nel periodo. Tra i nuovi finanziamenti bancari si segnalano:
  - un finanziamento sustainability-linked concesso da EKF a Enel Finance America utilizzato al 31 dicembre 2023 per 370 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 335 milioni di euro al 31 dicembre 2023);
  - finanziamenti legati a obiettivi di sostenibilità concessi dalla Banca Europea per gli Investimenti a varie società del Gruppo per un controvalore totale pari a 874 milioni di euro;
- debiti verso altri finanziatori pari a 3.345 milioni di euro, in aumento di 161 milioni di euro rispetto all'anno precedente.

L'**indebitamento finanziario lordo a breve termine**, che evidenzia un decremento di 13.622 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2022, è pari a 4.770 milioni di euro ed è costituito da commercial paper, tutte legate a obiettivi di sostenibilità, pari a 2.499 milioni di euro, cash collateral pari a 1.383 milioni di euro, altri debiti finanziari a breve pari a 495 milioni di euro e altri finanziamenti a breve verso banche pari a 393 milioni di euro.

Le **disponibilità e i crediti finanziari a breve e lungo termine**, pari a 14.786 milioni di euro, registrano un decremento di 13.969 milioni di euro rispetto a fine 2022 dovuto principalmente al decremento dei crediti finanziari per cash collateral per 5.420 milioni di euro, delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti per 4.237 milioni di euro e degli altri crediti finanziari a breve e per 2.105 milioni di euro, questi ultimi riferibili principalmente al rimborso del credito vantato a fine 2022 nei confronti di Equatorial per la cessione della società brasiliana di distribuzione di energia elettrica Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás).

La finanza sustainability-linked secondo Enel

In Enel, la finanza sostenibile costituisce una leva chiave per creare valore economico e finanziario e permette di raccogliere capitali, pubblici e privati, veicolandoli verso investimenti sostenibili e promuovendo così il raggiungimento dei relativi obiettivi di sviluppo.
Le nuove emissioni obbligazionarie sustainability-linked, unitamente a tutte le operazioni di finanza sostenibile strutturate nel corso dell'ultimo anno, hanno consentito di raggiungere a fine 2023 un rapporto tra fonti di finanziamento sostenibili e debito lordo complessivo del Gruppo pari al 64%, con l'obiettivo di raggiungere circa il 70% nel 2026.

Sustainability-Linked Financing Framework
Nel 2020 Enel è stata la prima società al mondo a includere nei propri contratti di funding un meccanismo che collega il costo del finanziamento al raggiungimento di uno o più target di sostenibilità individuati nel "Sustainability-Linked Financing Framework", un documento che allarga l'approccio sustainability-linked a tutti gli strumenti di indebitamento finanziario. Il "Sustainability-Linked Financing Framework" viene aggiornato annualmente, coerentemente con gli obiettivi definiti nel Piano Strategico del Gruppo.
Nell'ultima versione, pubblicata a gennaio 2024, sono stati aggiornati i Sustainability Performance Target (SPT) dei cinque Key Performance Indicators (KPI) inseriti nel framework e che contribuiscono al raggiungimento dell'SDG 7 ("Energia pulita e accessibile") e dell'SDG 13 ("Lotta al cambiamento climatico") nonché all'Environmental Objective of Climate Change Mitigation europeo:

1. Intensità delle emissioni di GHG Scope 1 relative alla produzione di energia elettrica (gCO_{2eq}/kWh);
2. Intensità delle emissioni di GHG Scope 1 e 3 relative all'Integrated Power (gCO_{2eq}/kWh);
3. Emissioni assolute di GHG Scope 3 relative al Gas Retail ($MtCO_{2eq}$);
4. Percentuale di capacità installata rinnovabile (%);
5. Percentuale di spese per investimenti allineata alla tassonomia dell'UE (%).

KPI	Valore consuntivato	Sustainability Performance Targets (SPT)					
	2023	2023	2024	2025	2026	2030	2040
Intensità delle emissioni di GHG Scope 1 relative alla produzione di energia elettrica (gCO_{2eq}/kWh)	160	148	140	130	125	72	0
Intensità delle emissioni di GHG Scope 1 e 3 relative all'Integrated Power (gCO_{2eq}/kWh)	168			135	135	73	0
Emissioni assolute di GHG Scope 3 relative al Gas Retail ($MtCO_{2eq}$)	16,8			20,9	20,0	11,4	0
Percentuale di capacità installata rinnovabile (%)	68,2	65	69	73	74	80	100
Percentuale di Capex allineata alla tassonomia dell'UE (%)	84,8			>80 (2023-2025)[39]	>80 (2024-2026)[40]		

L'andamento dei KPI riportati in tabella è periodicamente riscontrato da un verificatore esterno ed è pubblicato da Enel nella Relazione finanziaria annuale consolidata e nel Bilancio di Sostenibilità.

A livello globale, le emissioni di gas serra (GHG) hanno continuato ad aumentare nel 2023, in gran parte a seguito della ripresa economica e di un ulteriore aumento del consumo di combustibili fossili, con la crisi energetica e gli elevati prezzi del gas naturale e del gas naturale liquefatto che hanno innescato un maggiore utilizzo del carbone come combustibile più economico ma più emissivo.

Il Gruppo, tuttavia, è riuscito a ridurre le emissioni dirette e indirette di gas serra lungo l'intera catena del valore del 26,3% complessivamente, rispetto all'anno precedente. Inoltre, il Gruppo ha anche ridotto l'intensità delle emissioni GHG di Scope 1 relative alla produzione di energia elettrica di oltre il 30,6%, passando da 229 gCO_{2eq}/kWh nel 2022 a 160 gCO_{2eq}/kWh nel 2023. Tale riduzione è il risultato di un aumento del 12,9% della produzione consolidata da fonti rinnovabili e di una riduzione del 37,5% della produzione consolidata da fonte termoelettrica, rispetto al 2022, come conseguenza della strategia del Gruppo di spostare il proprio portafoglio di mix energetico verso le fonti rinnovabili e di avanzare nel processo di decarbonizzazione.

Tuttavia, la guerra in Ucraina e le conseguenti restrizioni alle importazioni di gas dalla Russia nell'UE, che hanno causato una diminuzione della disponibilità di gas accompagnata da

(39) SPT con periodo di osservazione cumulato 2023-2025.
(40) SPT con periodo di osservazione cumulato 2024-2026.

un'impennata dei prezzi all'ingrosso dell'elettricità e del gas con gravi effetti per le famiglie e le imprese, hanno indotto i Governi dell'UE ad attuare una serie di risposte politiche per mitigare l'impatto dell'aumento dei costi e garantire la stabilità del sistema energetico.

In particolare, il Governo italiano ha risposto con un piano nazionale di contenimento dei consumi di gas naturale che prevedeva, tra le sue misure, la massimizzazione della produzione di energia elettrica nel settore termoelettrico utilizzando combustibili diversi dal gas. Ciò è avvenuto attraverso il decreto n. 14/2022 che ha imposto al gestore del sistema di trasmissione (TSO) nazionale di definire un programma volto a massimizzare la produzione di energia elettrica da centrali a carbone fino alla fine di settembre 2023. Di conseguenza, il TSO ha identificato le centrali a carbone di Enel come essenziali e ha richiesto loro di massimizzare la produzione.

In Spagna, invece, l'autorizzazione governativa per la chiusura della centrale a carbone di As Pontes, richiesta dalla controllata di Enel, Endesa, nel dicembre 2019 per giugno 2021, è stata rinviata alla fine del 2023 in quanto la centrale è stata identificata come essenziale dall'operatore del sistema di trasmissione.
A causa della crisi senza precedenti che il sistema energetico europeo ha affrontato nel 2022 e nel 2023, la riduzione delle emissioni del Gruppo effettuata nel 2023 non è stata sufficiente a raggiungere il target di intensità delle emissioni GHG di Scope 1 relative alla generazione di energia elettrica fissato per il 2023 e annunciato in occasione del Capital Markets Day tenutosi a novembre 2020 per il lancio del Piano Strategico 2021-2023. A causa della crisi energetica, l'intensità si è attestata su un valore leggermente superiore al target di 148 gCO_{2eq}/kWh. In assenza del suddetto effetto, Enel sarebbe stata in grado di raggiungere un livello di intensità di emissioni ben al di sotto del target di 148 gCO_{2eq}/kWh.

Di conseguenza, gli strumenti sustainability-linked del Gruppo che fissano il target Scope 1 di intensità di generazione di energia elettrica di 148 gCO_{2eq}/kWh per il 2023 saranno soggetti a un aumento del relativo margine ed Enel rispetterà i propri obblighi in conformità ai termini e alle condizioni della documentazione legale di tali transazioni sustainability-linked. Nonostante queste circostanze senza precedenti, l'intensità delle emissioni del Gruppo nel 2023 è rimasta allineata al percorso di 1,5 °C. Infatti, l'approccio di decarbonizzazione del settore previsto dall'iniziativa SBTi ha stabilito una soglia massima di 246 gCO_{2eq}/kWh per il 2023, ben al di sopra del dato effettivo di Enel.

In definitiva, l'impegno di Enel per la decarbonizzazione rimane confermato sia per il breve sia per il medio e lungo termine, come previsto dal nuovo Piano Strategico 2024-2026, che stabilisce un nuovo target di breve termine per il 2026 di 125 gCO_{2eq}/kWh. Questo nuovo target, inserito nel "Sustainability-Linked Financing Framework" aggiornato a gennaio 2024 e legato al primo lancio di obbligazioni sustainability-linked nel 2024, conferma l'impegno di Enel verso la transizione energetica e contribuisce alla sostenibilità ambientale e finanziaria della strategia di sviluppo del Gruppo. Restano, inoltre, confermati il target al 2030 di riduzione dell'80% dell'intensità delle emissioni GHG di Scope 1 derivanti dalla produzione di energia elettrica rispetto alla baseline del 2017 e il target finale al 2040 di riduzione del 100% di queste emissioni senza ricorrere ad alcun tipo di compensazione o meccanismi di rimozione del carbonio.

Nel 2023 il Gruppo, attraverso la sua controllata finanziaria Enel Finance International NV (EFI), ha emesso nel mese di febbraio un prestito obbligazionario per 1.500 milioni di euro sul mercato europeo, combinando, nella tranche a otto anni, un KPI collegato alla tassonomia dell'UE con un KPI collegato agli SDG delle Nazioni Unite. La seconda tranche del bond a 20 anni è stata invece collegata a due KPI associati all'indirizzo del Gruppo di completa decarbonizzazione attraverso la riduzione delle emissioni dirette e indirette di gas a effetto serra.
A novembre 2023 Enel SpA ha sottoscritto una "Sustainability-Linked Revolving Credit Facility" da 1.500 milioni di euro, della durata di tre anni, legata all'SDG 13.
A marzo 2023, Enel Finance International ha rinnovato il programma di commercial paper da 8.000 milioni di euro, legandolo al KPI "Intensità delle emissioni di GHG Scope 1 relative alla produzione di energia elettrica (gCO_{2eq}/kWh)" e al KPI "Percentuale di Capex allineata alla tassonomia dell'UE (%)".

Il ruolo di Enel sul fronte del Recovery Plan
Enel riveste un ruolo di partner strategico sul fronte Recovery Plan, con l'obiettivo di guidare una crescita sostenibile, rapida ed efficace, attraverso la realizzazione di iniziative progettuali in linea con le missioni dei singoli Piani di Ripresa e Resilienza a livello nazionale. A tal proposito, nel 2023 sono stati firmati i decreti relativi ai progetti Smart Grid e Resilienza in Italia, per un importo complessivo pari a 3.500 milioni di euro. Oltre al Recovery, il Gruppo Enel ha candidato le proprie proposte progettuali ad altre opportunità offerte a livello europeo, come per esempio l'Innovation Fund, in cui è stato firmato il Grant Agreement per la Gigafactory di Catania, il filone IPCEI (Important Projects of Common European Interest), dove sono stati presentati progetti per lo sviluppo del Green Hydrogen, e la CEF, ossia la Connecting Europe Facility, per lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica elettrica.

Finanza di Sviluppo Internazionale
Il Gruppo sta guidando un processo di innovazione volto ad accelerare la mobilitazione di capitali a sostegno della

crescita sostenibile, tramite l'impiego di strumenti finanziari sustainability-linked.
Più in particolare, nel corso del 2023 il Gruppo ha firmato prestiti agevolati per un totale di 1.800 milioni di euro che prevedono l'inclusione di meccanismi sustainability-linked legati all'SDG 13. Tra le principali operazioni si evidenzia il finanziamento sustainability-linked per complessivi 800 milioni di dollari statunitensi da parte di Enel Finance America ed EKF (agenzia di credito all'esportazione danese), primo accordo di finanziamento sustainability-linked per quest'ultima.

Flussi finanziari

Per maggiori dettagli sui flussi finanziari dell'anno si rimanda alla nota 46 del Bilancio consolidato.

Investimenti

Milioni di euro				
	2023	**2022[1]**	**2023-2022**	
Generazione Termoelettrica e Trading	761	990	(229)	-23,1%
Enel Green Power	5.345	6.386	(1.041)	-16,3%
Enel Grids	5.280	5.547	(267)	-4,8%
Mercati finali	1.138	1.205	(67)	-5,6%
Holding e Servizi	190	219	(29)	-13,2%
Totale[2]	**12.714**	**14.347**	**(1.633)**	**-11,4%**

(1) I dati del 2022 relativi alla Linea di Business Mercati finali sono stati rideterminati per tener conto anche dei valori di Enel X ed Enel X Way. Quest'ultima in precedenza era esposta nel settore Holding, Servizi e Altro..
(2) La voce non include 849 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" (156 milioni di euro nel 2022).

Gli **investimenti** diminuiscono di 1.633 milioni di euro 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 sono concentrati soprattutto nelle energie rinnovabili e nelle reti.
In particolare, per quanto riguarda le energie rinnovabili la variazione ha riguardato soprattutto l'incremento registrato in Italia (824 milioni di euro) e Colombia (15 milioni di euro), più che compensato dai minori investimenti rilevati negli Stati Uniti (1.197 milioni di euro), in Cile (236 milioni di euro), in Perù (196 milioni di euro), in Canada (181 milioni di euro) e in Spagna (51 milioni di euro).
Gli investimenti sulle reti volti a garantire l'affidabilità e la qualità del servizio attraverso reti efficienti, resilienti e digitali sono incrementati in Italia (370 milioni di euro), Spagna (25 milioni di euro) e Colombia (18 milioni di euro), mentre sono diminuiti in Brasile (335 milioni di euro), Romania (140 milioni di euro), Perù (111 milioni di euro), Argentina (60 milioni di euro) e Cile (26 milioni di euro).
Gli investimenti della Linea di Business Mercati finali sono diminuiti di 67 milioni di euro. In particolare, la diminuzione nel Retail ha riguardato l'Italia (81 milioni di euro), la Spagna (18 milioni di euro) e la Romania essenzialmente nell'attività di digitalizzazione dei processi operativi di gestione della clientela.
All'interno dei Mercati finali, ma relativi alla mobility, gli investimenti risultano in diminuzione prevalentemente in Brasile per 30 milioni di euro, solo parzialmente compensati da maggiori investimenti rilevati in Italia.
Sempre nella Linea di Business Mercati finali, ma per Enel X, aumentano gli investimenti principalmente in Italia nei business e-City e Distributed Energy e in Brasile nel business e-City.
Gli investimenti nell'ambito della Generazione Termoelettrica e Trading diminuiscono per 229 milioni di euro, soprattutto in America Latina e Italia.

RISULTATI ECONOMICI PER SETTORE PRIMARIO (LINEA DI BUSINESS) E SECONDARIO (AREA GEOGRAFICA)

La rappresentazione dei risultati economici per Linea di Business è effettuata in base all'approccio utilizzato dal management per monitorare le performance del Gruppo nei due esercizi messi a confronto, tenuto conto del modello operativo adottato e descritto in precedenza.

In merito all'informativa per settore operativo si segnala che il management comunica al mercato i propri risultati a partire dai settori di business. Il Gruppo ha adottato quindi la seguente impostazione settoriale:

- Settore primario: Linea di Business;
- Settore secondario: Area Geografica.

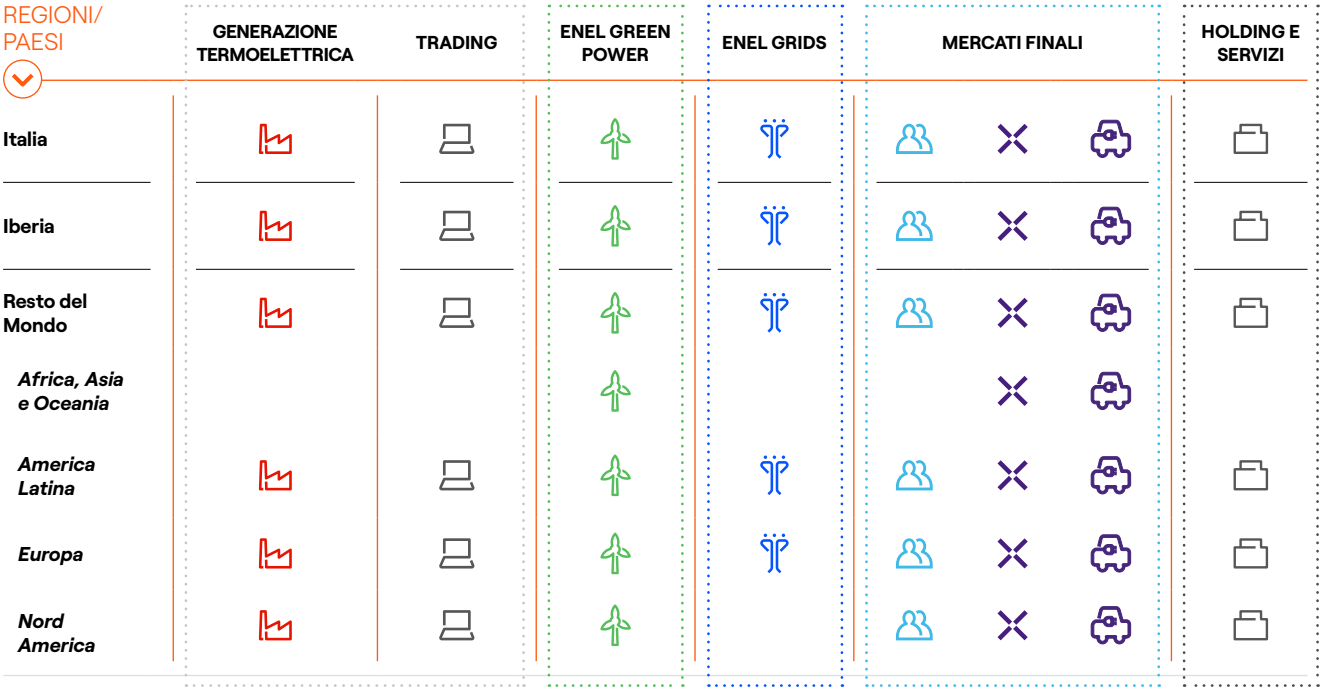
La Linea di Business, quindi, risulta essere la discriminante principale e predominante nelle analisi svolte e nelle decisioni prese dal management del Gruppo, ed è pienamente coerente con la reportistica interna predisposta a tali fini dal momento che i risultati vengono misurati e valutati *in primis* per ciascuna Linea di Business e solo successivamente si declinano per Area Geografica.
A tale riguardo, si evidenzia che il processo di semplificazione organizzativa avviato nel corso dell'esercizio 2023 ha comportato una modifica delle Linee di Business e delle Aree Geografiche, che ha fatto emergere la necessità di ridefinire i settori oggetto d'informativa. Ciò al fine di esporre i risultati dei settori in base all'approccio utilizzato dal management per monitorare e rappresentare ai mercati le performance del Gruppo.

In particolare, nell'esposizione dei dati per settore primario (Linee di Business):

- i dati relativi a Enel X, che nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2022 erano presentati in maniera separata sono confluiti nei Mercati finali;
- anche i dati relativi a Enel X Way, che nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2022 erano presentati nel settore Holding, Servizi e Altro, sono confluiti nei Mercati finali.

Nell'esposizione dei dati per settore secondario (Area Geografica), i dati relativi alle aree America Latina, Europa, Nord America, e Africa Asia e Oceania sono confluiti nell'area "Resto del Mondo".
Il modello organizzativo continua quindi a essere basato su una struttura matriciale articolata in Linee di Business (Generazione Termoelettrica e Trading, Enel Green Power, Enel Grids, Mercati finali, Holding e Servizi) e Aree Geografiche (Italia, Iberia, Resto del Mondo, Central/Holding).

La seguente rappresentazione grafica schematizza quanto sopra riportato.



A seguito delle modifiche descritte, i dati riferiti all'anno precedente sono stati rideterminati ai soli fini comparativi.

Risultati per Settore primario (Linea di Business) del 2023 e del 2022

Risultati 2023[1]

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Holding e Servizi	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	20.152	8.459	17.206	49.748	-	95.565	-	95.565
Ricavi e altri proventi intersettoriali	20.038	3.161	3.053	2.371	2.045	30.668	(30.668)	-
Totale ricavi	**40.190**	**11.620**	**20.259**	**52.119**	**2.045**	**126.233**	**(30.668)**	**95.565**
Risultati netti da contratti su commodity	(1.983)	(65)	-	(923)	5	(2.966)	-	(2.966)
Margine operativo lordo	**3.067**	**5.178**	**7.461**	**5.158**	**(609)**	**20.255**	**-**	**20.255**
Ammortamenti e impairment	887	3.136	3.035	2.116	249	9.423	-	9.423
Risultato operativo	**2.180**	**2.042**	**4.426**	**3.042**	**(858)**	**10.832**	**-**	**10.832**
Investimenti	**761[2]**	**5.345[3]**	**5.280[4]**	**1.138[5]**	**190[6]**	**12.714**	**-**	**12.714**

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri.
(2) Il dato non include 14 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(3) Il dato non include 565 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(4) Il dato non include 233 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(5) Il dato non include 34 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(6) Il dato non include 3 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Risultati 2022[1]

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Holding e Servizi	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	53.239	6.669	19.806	60.785	18	140.517	-	140.517
Ricavi e altri proventi intersettoriali	23.096	2.498	3.226	3.565	2.032	34.417	(34.417)	-
Totale ricavi	**76.335**	**9.167**	**23.032**	**64.350**	**2.050**	**174.934**	**(34.417)**	**140.517**
Risultati netti da contratti su commodity	551	183	-	1.595	(5)	2.324	41	2.365
Margine operativo lordo	**5.697**	**3.477**	**9.114**	**1.802**	**(180)**	**19.910**	**8**	**19.918**
Ammortamenti e impairment	1.312	1.507	3.782	1.895	229	8.725	-	8.725
Risultato operativo	**4.385**	**1.970**	**5.332**	**(93)**	**(409)**	**11.185**	**8**	**11.193**
Investimenti	**990[2]**	**6.386[3]**	**5.547[4]**	**1.205[5]**	**219**	**14.347**	**-**	**14.347**

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri.
(2) Il dato non include 2 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(3) Il dato non include 42 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(4) Il dato non include 110 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(5) Il dato non include 2 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Oltre a quanto già sopra evidenziato, il Gruppo monitora i risultati ottenuti anche relativamente all'area geografica, classificando i risultati in base alle diverse Regioni/Paesi. Nella seguente tabella il margine operativo lordo ordinario è presentato per i due periodi a confronto, con l'obiettivo di assicurare una visibilità dei risultati non solo per Linea di Business, ma anche per Area Geografica.

Si precisa che il margine operativo lordo ordinario non include le partite non ricorrenti; per l'eventuale riconciliazione con il margine operativo lordo si rimanda quindi al paragrafo relativo ai "Risultati economici del Gruppo".

Margine operativo lordo ordinario[1]

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading			Enel Green Power			Enel Grids		
	2023	2022	2023-2022	2023	2022	2023-2022	2023	2022	2023-2022
Italia	**2.718**	**2.735**	**(17)**	**555**	**(562)**	**1.117**	**3.589**	**3.707**	**(118)**
Iberia	**739**	**2.583**	**(1.844)**	**826**	**631**	**195**	**1.668**	**1.621**	**47**
Resto del Mondo	**113**	**762**	**(649)**	**4.213**	**3.697**	**516**	**2.598**	**2.384**	**214**
America Latina	**166**	**737**	**(571)**	**2.623**	**2.372**	**251**	**2.284**	**2.445**	**(161)**
Argentina	*5*	*76*	*(71)*	*19*	*21*	*(2)*	*(54)*	*88*	*(142)*
Brasile	*(16)*	*81*	*(97)*	*549*	*506*	*43*	*1.496*	*1.489*	*7*
Cile	*50*	*399*	*(349)*	*983*	*798*	*185*	*102*	*168*	*(66)*
Colombia	*(23)*	*29*	*(52)*	*743*	*674*	*69*	*517*	*487*	*30*
Perù	*153*	*154*	*(1)*	*224*	*203*	*21*	*223*	*213*	*10*
Panama	*(1)*	*(2)*	*1*	*70*	*102*	*(32)*	*-*	*-*	*-*
Altri Paesi	*(2)*	*-*	*(2)*	*35*	*68*	*(33)*	*-*	*-*	*-*
Europa	**4**	**45**	**(41)**	**659**	**244**	**415**	**314**	**(61)**	**375**
Romania	*4*	*(8)*	*12*	*156*	*140*	*16*	*314*	*(61)*	*375*
Russia	*-*	*53*	*(53)*	*-*	*18*	*(18)*	*-*	*-*	*-*
Altri Paesi	*-*	*-*	*-*	*503*	*86*	*417*	*-*	*-*	*-*
Nord America	**(57)**	**(20)**	**(37)**	**789**	**988**	**(199)**	**-**	**-**	**-**
Stati Uniti e Canada	*(60)*	*(19)*	*(41)*	*749*	*907*	*(158)*	*-*	*-*	*-*
Messico	*3*	*(1)*	*4*	*40*	*81*	*(41)*	*-*	*-*	*-*
Africa, Asia e Oceania	**-**	**-**	**-**	**142**	**93**	**49**	**-**	**-**	**-**
Sudafrica	*-*	*-*	*-*	*31*	*73*	*(42)*	*-*	*-*	*-*
India	*-*	*-*	*-*	*6*	*17*	*(11)*	*-*	*-*	*-*
Altri Paesi	*-*	*-*	*-*	*105*	*3*	*102*	*-*	*-*	*-*
Altro	**24**	**14**	**10**	**(26)**	**13**	**(39)**	**(4)**	**564**	**(568)**
Totale	**3.594**	**6.094**	**(2.500)**	**5.568**	**3.779**	**1.789**	**7.851**	**8.276**	**(425)**

(1) Il margine operativo lordo ordinario non include le partite non ricorrenti; per l'eventuale riconciliazione con il margine operativo lordo si rimanda al paragrafo relativo ai "Risultati economici del Gruppo".

Mercati finali			Holding e Servizi			Totale		
2023	2022	2023-2022	2023	2022	2023-2022	2023	2022	2023-2022
4.039	**531**	**3.508**	**56**	**89**	**(33)**	**10.957**	**6.500**	**4.457**
780	**417**	**363**	**39**	**(5)**	**44**	**4.052**	**5.247**	**(1.195)**
460	**445**	**15**	**(132)**	**(119)**	**(13)**	**7.252**	**7.169**	**83**
424	**560**	**(136)**	**(132)**	**(117)**	**(15)**	**5.365**	**5.997**	**(632)**
5	*35*	*(30)*	*(5)*	*(3)*	*(2)*	*(30)*	*217*	*(247)*
220	*237*	*(17)*	*(37)*	*(23)*	*(14)*	*2.212*	*2.290*	*(78)*
75	*83*	*(8)*	*(89)*	*(91)*	*2*	*1.121*	*1.357*	*(236)*
79	*151*	*(72)*	*-*	*-*	*-*	*1.316*	*1.341*	*(25)*
45	*54*	*(9)*	*(1)*	*-*	*(1)*	*644*	*624*	*20*
-	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*69*	*100*	*(31)*
-	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*33*	*68*	*(35)*
50	**(81)**	**131**	**2**	**-**	**2**	**1.029**	**147**	**882**
54	*(110)*	*164*	*2*	*-*	*2*	*530*	*(39)*	*569*
-	*1*	*(1)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*72*	*(72)*
(4)	*28*	*(32)*	*-*	*-*	*-*	*499*	*114*	*385*
(11)	**(24)**	**13**	**(2)**	**(2)**	**-**	**719**	**942**	**(223)**
(15)	*(28)*	*13*	*(2)*	*(2)*	*-*	*672*	*858*	*(186)*
4	*4*	*-*	*-*	*-*	*-*	*47*	*84*	*(37)*
(3)	**(10)**	**7**	**-**	**-**	**-**	**139**	**83**	**56**
-	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*31*	*73*	*(42)*
-	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*6*	*17*	*(11)*
(3)	*(10)*	*7*	*-*	*-*	*-*	*102*	*(7)*	*109*
(4)	**309**	**(313)**	**(282)**	**(133)**	**(149)**	**(292)**	**767**	**(1.059)**
5.275	**1.702**	**3.573**	**(319)**	**(168)**	**(151)**	**21.969**	**19.683**	**2.286**



GENERAZIONE TERMOELETTRICA E TRADING

26 GW

POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA

-29,8% da impianti a carbone rispetto al 2022

80,3 TWh

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA

-45,5% da impianti a carbone rispetto al 2022

€ 3.594 milioni

MARGINE OPERATIVO LORDO ORDINARIO

€ 6.094 milioni nel 2022

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh

	2023	2022	2023-2022	
Impianti a carbone	10.755	19.722	(8.967)	-45,5%
Impianti a olio combustibile e turbogas	8.021	14.652	(6.631)	-45,3%
Impianti a ciclo combinato	36.705	54.436	(17.731)	-32,6%
Impianti nucleari	24.865	26.508	(1.643)	-6,2%
Totale produzione netta	**80.346**	**115.318**	**(34.972)**	**-30,3%**
- di cui Italia	*20.503*	*30.149*	*(9.646)*	*-32,0%*
- di cui Iberia	*46.052*	*52.674*	*(6.622)*	*-12,6%*
- di cui Resto del Mondo	*13.791*	*32.495*	*(18.704)*	*-57,6%*
- di cui America Latina	*13.791*	*22.439*	*(8.648)*	*-38,5%*
- di cui Europa	*-*	*10.056*	*(10.056)*	*-*

Nel 2023 si è registrato un minor ricorso alla produzione da fonte termoelettrica, con un decremento di 34.972 milioni di kWh rispetto al valore registrato nel 2022 in un contesto di maggiore idraulicità e di riduzione del fabbisogno di energia elettrica, soprattutto in Italia e Iberia.

Il decremento della generazione da impianti a olio combustibile e turbogas e da impianti a ciclo combinato, rispettivamente per 6.631 milioni di kWh e 17.731 milioni di kWh, è riconducibile principalmente alla cessione dell'intera partecipazione detenuta nel capitale sociale della società russa PJSC Enel Russia (10.056 milioni di kWh), nonché alla cessione delle società argentine Enel Generación Costanera (3.989 milioni di kWh) e Central Dock Sud (2.553 milioni di kWh).

Il decremento della generazione da impianti a carbone per 8.967 milioni di kWh è riconducibile principalmente all'Italia, che aveva fatto ricorso a tale tecnologia nel 2022 e fino al primo trimestre 2023 per l'applicazione delle misure preventive poste in essere dal Governo per ridurre i consumi di gas.

Potenza efficiente netta installata

MW

	2023	2022	2023-2022	
Impianti a carbone	4.627	6.590	(1.963)	-29,8%
Impianti a olio combustibile e turbogas	5.942	7.204	(1.262)	-17,5%
Impianti a ciclo combinato	11.983	13.895	(1.912)	-13,8%
Impianti nucleari	3.328	3.328	-	-
Totale	**25.880**	**31.017**	**(5.137)**	**-16,6%**
- di cui Italia	*11.145*	*11.569*	*(424)*	*-3,7%*
- di cui Iberia	*11.347*	*12.751*	*(1.404)*	*-11,0%*
- di cui Resto del Mondo	*3.388*	*6.697*	*(3.309)*	*-49,4%*
- di cui America Latina	*3.388*	*6.697*	*(3.309)*	*-49,4%*
- di cui Europa	-	-	-	-

La potenza efficiente netta installata relativa a centrali termoelettriche al 31 dicembre 2023 si è attestata a 25.880 MW, registrando un decremento di 5.137 MW rispetto a quanto rilevato alla fine dell'esercizio 2022, principalmente a seguito della vendita degli impianti di Enel Generación Costanera e Central Dock Sud in Argentina, della dismissione di un impianto a carbone in Iberia (As Pontes) e della dismissione di due sezioni di un impianto a carbone in Italia (Fusina).

Risultati economici

Milioni di euro

	2023	2022	2023-2022	
Ricavi	40.190	76.335	(36.145)	-47,4%
Margine operativo lordo	3.067	5.697	(2.630)	-46,2%
Margine operativo lordo ordinario	3.594	6.094	(2.500)	-41,0%
Risultato operativo	2.180	4.385	(2.205)	-50,3%
Risultato operativo ordinario	2.812	5.253	(2.441)	-46,5%
Investimenti	761[1]	990[2]	(229)	-23,1%

(1) Il dato non include 14 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(2) Il dato non include 2 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Nella tabella seguente sono riportate le informazioni di dettaglio della Generazione Termoelettrica e Trading relative ai soli ricavi della generazione termoelettrica e nucleare.

Ricavi da fonte termoelettrica e nucleare[1]

Milioni di euro

	2023	2022
Ricavi		
Ricavi da generazione termoelettrica	14.054	24.155
- di cui da generazione a carbone	*2.885*	*6.500*
Ricavi da generazione nucleare	1.463	1.570
Percentuale dei ricavi da generazione termoelettrica sul totale ricavi	14,7%	17,2%
- di cui dei ricavi da generazione a carbone sul totale ricavi	*3,0%*	*4,6%*
Percentuale dei ricavi da generazione nucleare sul totale ricavi	1,5%	1,1%

(1) I ricavi oggetto di analisi si riferiscono a quelli di "settore" e comprendono le partite verso terzi e gli scambi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri.

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici del 2023 suddivisi per Area Geografica.

Ricavi

Milioni di euro

	2023	2022	2023-2022	
Italia	**26.178**	**55.389**	**(29.211)**	**-52,7%**
Iberia	**11.348**	**17.488**	**(6.140)**	**-35,1%**
Resto del Mondo	**2.809**	**4.090**	**(1.281)**	**-31,3%**
America Latina	2.548	3.858	(1.310)	-34,0%
- di cui Argentina	*7*	*145*	*(138)*	*-95,2%*
- di cui Brasile	*656*	*959*	*(303)*	*-31,6%*
- di cui Cile	*1.335*	*2.268*	*(933)*	*-41,1%*
- di cui Colombia	*317*	*218*	*99*	*45,4%*
- di cui Perù	*233*	*268*	*(35)*	*-13,1%*
- di cui altri Paesi	-	-	-	-
Nord America	261	218	43	19,7%
Europa	-	14	(14)	-
Altro	**82**	**106**	**(24)**	**-22,6%**
Elisioni e rettifiche	**(227)**	**(738)**	**511**	**69,2%**
Totale	**40.190**	**76.335**	**(36.145)**	**-47,4%**

I **ricavi** del 2023 sono pari a 40.190 milioni di euro, con un decremento di 36.145 milioni di euro rispetto al 2022. La diminuzione è da ricondurre principalmente alle minori quantità prodotte da fonte termoelettrica, anche per effetto della maggiore produzione rinnovabile, soprattutto da fonte idroelettrica, e ai prezzi medi decrescenti applicati, soprattutto, alle vendite all'ingrosso rispetto all'esercizio precedente.

Margine operativo lordo ordinario

Milioni di euro

	2023	2022	2023-2022	
Italia	**2.718**	**2.735**	**(17)**	**-0,6%**
Iberia	**739**	**2.583**	**(1.844)**	**-71,4%**
Resto del Mondo	**113**	**762**	**(649)**	**-85,2%**
America Latina	168	737	(569)	-77,2%
- di cui Argentina	*5*	*76*	*(71)*	*-93,4%*
- di cui Brasile	*(16)*	*81*	*(97)*	-
- di cui Cile	*50*	*399*	*(349)*	*-87,5%*
- di cui Colombia	*(23)*	*29*	*(52)*	-
- di cui Perù	*153*	*154*	*(1)*	*-0,6%*
- di cui altri Paesi	*(1)*	*(2)*	*1*	*50,0%*
Nord America	(57)	(20)	(37)	-
Europa	4	45	(41)	-91,1%
Altro	**24**	**14**	**10**	**71,4%**
Totale	**3.594**	**6.094**	**(2.500)**	**-41,0%**

Il decremento del **margine operativo lordo ordinario**, pari a 2.500 milioni di euro, è da ricondurre prevalentemente alla minore produzione da fonte termoelettrica combinata ai minori prezzi medi applicati nel 2023 rispetto al 2022, nonché alla rilevazione di un onere pari a 515 milioni di euro a seguito del lodo arbitrale per la revisione del prezzo di un contratto di fornitura a lungo termine di gas in Endesa.
La riduzione riflette anche la variazione del perimetro di consolidamento legata alle cessioni nel 2022 di CGT Fortaleza in Brasile e nel 2023 di Enel Generación Costanera e Central Dock Sud in Argentina.

Il **margine operativo lordo**, pari a 3.067 milioni di euro (5.697 milioni di euro nel 2022), si decrementa di 2.630 milioni di euro rispetto al 2022.
La variazione nei due esercizi a confronto, oltreché riferirsi alla minore produzione a prezzi medi decrescenti e alla rilevazione del lodo arbitrale di 515 milioni di euro in Spagna, già commentati sopra, riflette le variazioni di perimetro per le cessioni sopra citate in Argentina e Brasile (-158 milioni di euro).
Si segnala, infine, che nei due esercizi a confronto le partite non ricorrenti hanno comportato essenzialmente la rilevazione di maggiori oneri complessivi per 172 milioni di euro. In particolare, tali effetti si riferiscono agli oneri connessi alle cessioni del 2023 delle società della generazione termica in Argentina (349 milioni di euro) e agli oneri per transizione energetica e digitalizzazione (178 milioni di euro) principalmente relativi all'adeguamento di valore dei magazzini combustibili e altri materiali asserviti a impianti a carbone in Italia.
Nel 2022 le principali partite non ricorrenti includevano gli oneri connessi alla cessione di CGT Fortaleza in Brasile (137 milioni di euro), alla chiusura della centrale di Bocamina II in Cile (56 milioni di euro) nonché all'accantonamento effettuato in Enel Produzione (142 milioni di euro) a fronte degli oneri connessi alla riconversione di alcuni impianti.

Risultato operativo ordinario

Milioni di euro

	2023	2022	2023-2022	
Italia	**2.562**	**2.591**	**(29)**	**-1,1%**
Iberia	**217**	**2.068**	**(1.851)**	**-89,5%**
Resto del Mondo	**10**	**582**	**(572)**	**-98,3%**
America Latina	76	571	(495)	-86,7%
- di cui Argentina	*3*	*4*	*(1)*	*-25,0%*
- di cui Brasile	*(16)*	*75*	*(91)*	-
- di cui Cile	*16*	*361*	*(345)*	*-95,6%*
- di cui Colombia	*(40)*	*12*	*(52)*	-
- di cui Perù	*122*	*122*	-	-
- di cui altri Paesi	*(9)*	*(3)*	*(6)*	-
Nord America	(70)	(20)	(50)	-
Europa	4	31	(27)	-87,1%
Altro	**23**	**12**	**11**	**91,7%**
Totale	**2.812**	**5.253**	**(2.441)**	**-46,5%**

Il decremento del **risultato operativo ordinario** risente essenzialmente dei fenomeni commentati nel margine operativo lordo ordinario, tenuto conto dei minori ammortamenti e impairment per 59 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Il **risultato operativo** del 2023 è pari a 2.180 milioni di euro (4.385 milioni di euro nel 2022), con un decremento di 2.205 milioni di euro tenuto conto dei fenomeni già commentati nel margine operativo lordo e dei minori ammortamenti e impairment rispetto all'esercizio precedente. In particolare, il 2022 includeva adeguamenti di valore complessivi in America Latina e Spagna per 474 milioni di euro mentre nel 2023 hanno riguardato taluni progetti in Spagna per 91 milioni di euro.

Investimenti

Milioni di euro

	2023	2022	2023-2022	
Italia	**394**	**408**	**(14)**	**-3,4%**
Iberia	**306**	**272**	**34**	**12,5%**
Resto del Mondo	**61**	**310**	**(249)**	**-80,3%**
America Latina	57	289	(232)	-80,3%
Nord America	4	7	(3)	-42,9%
Europa	-	14	(14)	-
Totale	**761[1]**	**990[2]**	**(229)**	**-23,1%**

(1) Il dato non include 14 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(2) Il dato non include 2 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Il decremento degli **investimenti**, pari a 229 milioni di euro, è dovuto alla variazione di perimetro per la cessione dei già citati asset in Argentina.



ENEL GREEN POWER

55,5 GW

POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA

68,2% della potenza totale del Gruppo

127,0 TWh

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA

+29,2% da impianti solari rispetto al 2022

€ 5.345 milioni(1)

INVESTIMENTI

-16,3% rispetto al 2022

€ 5.568 milioni

MARGINE OPERATIVO LORDO ORDINARIO

€ 3.779 milioni nel 2022

(1) Il dato non include 565 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh

	2023	2022	2023-2022	
Idroelettrica	60.991	51.728	9.263	17,9%
Geotermoelettrica	6.001	6.117	(116)	-1,9%
Eolica	45.339	43.255	2.084	4,8%
Solare	14.613	11.306	3.307	29,2%
Altre fonti	42	43	(1)	-2,3%
Totale produzione netta	**126.986**	**112.449**	**14.537**	**12,9%**
- di cui Italia	*22.098*	*18.311*	*3.787*	*20,7%*
- di cui Iberia	*14.212*	*12.041*	*2.171*	*18,0%*
- di cui Resto del Mondo	*90.676*	*82.097*	*8.579*	*10,4%*
- di cui America Latina	*60.960*	*53.154*	*7.806*	*14,7%*
- di cui Europa	*2.151*	*2.458*	*(307)*	*-12,5%*
- di cui Nord America	*25.611*	*23.385*	*2.226*	*9,5%*
- di cui Africa, Asia e Oceania	*1.954*	*3.100*	*(1.146)*	*-37,0%*

La produzione netta di energia elettrica nel 2023 registra un incremento rispetto al 2022 conseguente alla maggiore produzione da fonte idroelettrica, eolica e solare.
La produzione da fonte idroelettrica ha registrato un forte aumento in conseguenza della maggiore idraulicità in Italia (+3.686 milioni di kWh), in Cile (+2.440 milioni di kWh), in Colombia (+1.630 milioni di kWh), in Argentina (+1.200 milioni di kWh) e in Spagna (+606 milioni di kWh), in parte compensata dalla minore produzione in Panama (-153 milioni di kWh) e Guatemala (-99 milioni di kWh).
La produzione da fonte solare registra un incremento prevalentemente in Cile (+1.386 milioni di kWh), negli Stati Uniti (+1.047 milioni di kWh) e in Spagna (+882 milioni di kWh).
Le variazioni più rilevanti da fonte eolica si registrano in Brasile (+1.052 milioni di kWh), negli Stati Uniti (+1.074 mi-

lioni di kWh), in Spagna (+683 milioni di kWh) e in Canada (+371 milioni di kWh), in parte compensate dalla minore produzione in Sudafrica (-529 milioni di kWh) per il deconsolidamento di alcune società, India (-208 milioni di kWh) e Perù (-136 milioni di kWh).

Potenza efficiente netta installata

MW

	2023	2022	2023-2022	
Idroelettrica	28.340	28.355	(15)	-0,1%
Geotermoelettrica	931	931	-	-
Eolica	15.853	15.735	118	0,7%
Solare	10.407	8.534	1.873	21,9%
Altre fonti	6	6	-	-
Totale potenza efficiente netta	**55.537**	**53.561**	**1.976**	**3,7%**
- di cui Italia	*14.885*	*14.683*	*202*	*1,4%*
- di cui Iberia	*9.899*	*9.293*	*606*	*6,5%*
- di cui Resto del Mondo	*30.753*	*29.585*	*1.168*	*3,9%*
- di cui America Latina	*19.685*	*17.827*	*1.858*	*10,4%*
- di cui Europa	*4*	*1.020*	*(1.016)*	*-*
- di cui Nord America	*10.335*	*9.532*	*803*	*8,4%*
- di cui Africa, Asia e Oceania	*729*	*1.206*	*(477)*	*-39,6%*

L'incremento della potenza efficiente netta di 1,98 GW risente della potenza efficiente netta installata aggiuntiva rinnovabile (+4,03 GW), registrata principalmente in America Latina (+2,3 GW), Nord America (+0,8 GW) e Spagna (+0,6 GW), in parte compensata però dagli effetti delle cessioni di impianti, per le operazioni M&A, in Romania, Grecia, Australia, Cile e India.

Risultati economici

Milioni di euro

	2023	2022	2023-2022	
Ricavi	11.620	9.167	2.453	26,8%
Margine operativo lordo	5.178	3.477	1.701	48,9%
Margine operativo lordo ordinario	5.568	3.779	1.789	47,3%
Risultato operativo	2.042	1.970	72	3,7%
Risultato operativo ordinario	3.815	2.230	1.585	71,1%
Investimenti	5.345[1]	6.386[2]	(1.041)	-16,3%

(1) Il dato non include 565 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(2) Il dato non include 42 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici del 2023 suddivisi per Area Geografica.

Ricavi

Milioni di euro

	2023	2022	2023-2022	
Italia	**3.248**	**2.149**	**1.099**	**51,1%**
Iberia	**1.217**	**935**	**282**	**30,2%**
Resto del Mondo	**7.127**	**6.095**	**1.032**	**16,9%**
America Latina	5.109	4.164	945	22,7%
- di cui Argentina	*28*	*35*	*(7)*	*-20,0%*
- di cui Brasile	*846*	*739*	*107*	*14,5%*
- di cui Cile	*2.570*	*2.076*	*494*	*23,8%*
- di cui Colombia	*1.108*	*822*	*286*	*34,8%*
- di cui Perù	*258*	*201*	*57*	*28,4%*
- di cui Panama	*201*	*178*	*23*	*12,9%*
- di cui altri Paesi	*98*	*113*	*(15)*	*-13,3%*
Nord America	1.612	1.702	(90)	-5,3%
- di cui Stati Uniti e Canada	*1.379*	*1.424*	*(45)*	*-3,2%*
- di cui Messico	*233*	*282*	*(49)*	*-17,4%*
- elisioni area	*-*	*(4)*	*4*	*-*
Europa	161	40	121	-
- di cui Romania	*-*	*28*	*(28)*	*-*
- di cui Russia	*-*	*11*	*(11)*	*-*
- di cui Grecia	*160*	*-*	*160*	*-*
- di cui altri Paesi	*1*	*1*	*-*	*-*
Africa, Asia e Oceania	255	196	59	30,1%
Elisioni Resto del Mondo	(10)	(7)	(3)	-42,9%
Altro	**299**	**288**	**11**	**3,8%**
Elisioni e rettifiche	**(271)**	**(300)**	**29**	**9,7%**
Totale	**11.620**	**9.167**	**2.453**	**26,8%**

L'incremento dei **ricavi** è riconducibile principalmente ai maggiori volumi di energia elettrica prodotti dalle centrali idroelettriche soprattutto in Italia e Colombia, cui si aggiungono le maggiori quantità prodotte dagli impianti solari entrati in funzione nel corso del periodo prevalentemente in America Latina.

Inoltre, nel corso del 2023 il Gruppo ha rilevato proventi per complessivi 458 milioni di euro relativi alla cessione di taluni impianti in Cile (progetto Arcadia per 195 milioni di euro) e, nell'ambito delle operazioni riconducibili al modello di business di Stewardship, alle cessioni delle attività nette in Australia (103 milioni di euro, di cui 24 milioni di euro per la plusvalenza e 79 milioni di euro per la rimisurazione al fair value) e delle attività nette in Grecia (per la sola quota della rimisurazione al fair value per 160 milioni di euro).

Margine operativo lordo ordinario

Milioni di euro

	2023	2022	2023-2022	
Italia	**555**	**(562)**	**1.117**	**-**
Iberia	**826**	**631**	**195**	**30,9%**
Resto del Mondo	**4.213**	**3.697**	**516**	**14,0%**
America Latina	2.623	2.372	251	10,6%
- di cui Argentina	*19*	*21*	*(2)*	*-9,5%*
- di cui Brasile	*549*	*506*	*43*	*8,5%*
- di cui Cile	*983*	*798*	*185*	*23,2%*
- di cui Colombia	*743*	*674*	*69*	*10,2%*
- di cui Perù	*224*	*203*	*21*	*10,3%*
- di cui Panama	*70*	*102*	*(32)*	*-31,4%*
- di cui altri Paesi	*35*	*68*	*(33)*	*-48,5%*
Nord America	789	988	(199)	-20,1%
- di cui Stati Uniti e Canada	*749*	*907*	*(158)*	*-17,4%*
- di cui Messico	*40*	*81*	*(41)*	*-50,6%*
Europa	659	244	415	-
- di cui Romania	*156*	*140*	*16*	*11,4%*
- di cui Russia	*-*	*18*	*(18)*	*-*
- di cui Grecia	*504*	*88*	*416*	*-*
- di cui altri Paesi	*(1)*	*(2)*	*1*	*50,0%*
Africa, Asia e Oceania	142	93	49	52,7%
Altro	**(26)**	**13**	**(39)**	**-**
Totale	**5.568**	**3.779**	**1.789**	**47,3%**

L'incremento del **margine operativo lordo ordinario**, che include anche un maggiore margine operativo lordo rispetto al 2022 (259 milioni di euro), derivante dalle attività classificate come discontinued operation in Grecia e Romania, nel corso del 2023 è sostanzialmente riferibile agli effetti della maggiore produzione da fonte rinnovabile, in particolare idroelettrica in Italia, nonché alla normalizzazione dei margini rispetto al 2022, caratterizzato da una significativa instabilità nei prezzi.
Si segnala, inoltre, la rilevazione di un provento complessivo di 525 milioni di euro per l'effetto delle cessioni parziali con perdita di controllo delle attività in Australia (103 milioni di euro) e del provento connesso alla cessione delle discontinued operation relative alle attivià in Grecia (422 milioni di euro, di cui una plusvalenza di 262 milioni di euro e una rimisurazione al fair value pari a 160 milioni di euro)

Tali aumenti sono stati in parte compensati in Italia dal maggiore impatto del clawback (357 milioni di euro).

Il **margine operativo lordo**, pari a 5.178 milioni di euro (3.477 nel 2022), si incrementa di 1.701 milioni di euro e include i fenomeni commentati nel margine operativo lordo ordinario a eccezione dei 262 milioni di euro relativi alla plusvalenza derivante dalla cessione delle attività in Grecia classificate come discontinued operation. Inoltre, nel 2023 sono stati rilevati proventi derivanti dalla cessione di taluni impianti in Cile (195 milioni di euro), la minusvalenza per la cessione dei motogeneratori di El Chocón in Argentina (14 milioni di euro) e gli oneri connessi alla dismissione di talune attività negli Stati Uniti per 60 milioni di euro. Nel 2022 il margine operativo lordo includeva oneri legati alla dismissione di talune attività in Cile (51 milioni di euro).

Risultato operativo ordinario

Milioni di euro

	2023	2022	2023-2022	
Italia	**200**	**(874)**	**1.074**	**-**
Iberia	**519**	**373**	**146**	**39,1%**
Resto del Mondo	**3.171**	**2.744**	**427**	**15,6%**
America Latina	2.145	1.942	203	10,5%
- di cui Argentina	*16*	*14*	*2*	*14,3%*
- di cui Brasile	*394*	*378*	*16*	*4,2%*
- di cui Cile	*783*	*625*	*158*	*25,3%*
- di cui Colombia	*693*	*625*	*68*	*10,9%*
- di cui Perù	*190*	*168*	*22*	*13,1%*
- di cui Panama	*52*	*83*	*(31)*	*-37,3%*
- di cui altri Paesi	*17*	*49*	*(32)*	*-65,3%*
Nord America	322	594	(272)	-45,8%
- di cui Stati Uniti e Canada	*308*	*541*	*(233)*	*-43,1%*
- di cui Messico	*14*	*53*	*(39)*	*-73,6%*
Europa	601	190	411	-
- di cui Romania	*135*	*123*	*12*	*9,8%*
- di cui Russia	*(2)*	*14*	*(16)*	-
- di cui Grecia	*469*	*55*	*414*	-
- di cui altri Paesi	*(1)*	*(2)*	*1*	*50,0%*
Africa, Asia e Oceania	103	18	85	-
Altro	**(75)**	**(13)**	**(62)**	**-**
Totale	**3.815**	**2.230**	**1.585**	**71,1%**

Il **risultato operativo ordinario** del 2023, in aumento di 1.585 milioni di euro rispetto al 2022, risente della variazione positiva della gestione operativa ordinaria, in parte compensata dai maggiori ammortamenti e perdite di valore per 204 milioni di euro riferiti principalmente all'entrata in funzione di nuovi impianti nel corso dell'esercizio.

Il **risultato operativo** del 2023 è pari a 2.042 milioni di euro (1.970 milioni di euro nel 2022), con una variazione di 72 milioni di euro. La variazione positiva della gestione operativa è stata parzialmente compensata dai differenti adeguamenti di valore nei due esercizi a confronto. In particolare, nel corso del 2023 il risultato operativo include la svalutazione, a seguito di impairment test, di alcuni as-

set statunitensi (1.268 milioni di euro) effettuata per tener conto di un deterioramento dello scenario di taluni mercati di riferimento che si è progressivamente consolidato nel corso del 2023, accompagnato da un generale peggioramento dello scenario macroeconomico, nonché dall'avvio e dall'implementazione da parte del management di specifici piani di ristrutturazione nel Paese. Addizionalmente è stato rilevato un adeguamento di valore del progetto Windpeshi in Colombia (171 milioni di euro) poiché classificato come posseduto per la vendita.

Investimenti

Milioni di euro

	2023	2022	2023-2022	
Italia	**1.645**	**821**	**824**	**-**
Iberia	**782**	**833**	**(51)**	**-6,1%**
Resto del Mondo	**2.899**	**4.714**	**(1.815)**	**-38,5%**
America Latina	1.866	2.106	(240)	-11,4%
Nord America	1.023	2.408	(1.385)	-57,5%
Europa	-	51	(51)	-
Africa, Asia e Oceania	10	149	(139)	-93,3%
Altro	**19**	**18**	**1**	**5,6%**
Totale	**5.345[1]**	**6.386[2]**	**(1.041)**	**-16,3%**

(1) Il dato non include 565 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(2) Il dato non include 42 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Gli **investimenti** del 2023 registrano un decremento di 1.041 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente. Nello specifico, tale variazione è attribuibile a:

- minori investimenti nel Resto del Mondo, in particolare:
  - minori investimenti in impianti solari ed eolici negli Stati Uniti e in Canada;
  - minori investimenti in America Latina per 240 milioni di euro e principalmente in impianti solari in Cile e Perù, ed eolici in Perù e Colombia, in parte compensati dai maggior investimenti in Brasile;
  - minori investimenti in Africa, Asia e Oceania riferiti principalmente alla riduzione degli investimenti in impianti solari in India ed eolici e solari in Australia;
- minori investimenti in impianti eolici in Iberia;
- maggiori investimenti in Italia, prevalentemente in batterie (Battery Energy Storage System).



ENEL GRIDS

489,2 TWh

ENERGIA TRASPORTATA SULLA RETE DI DISTRIBUZIONE ENEL

507,5 TWh nel 2022

€ 7.851 milioni

MARGINE OPERATIVO LORDO ORDINARIO

€ 8.276 milioni nel 2022

€ 5.280 milioni(1)

INVESTIMENTI

41,5% sul totale investimenti del Gruppo

(1) Il dato non include 233 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Dati operativi

Reti di distribuzione e trasporto di energia elettrica

Milioni di kWh

	2023	2022	2023-2022	
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel	489.214	507.524	(18.310)	-3,6%
- di cui Italia(1)	*214.059*	*220.379*	*(6.320)*	*-2,9%*
- di cui Iberia(1)	*136.363*	*131.677*	*4.686*	*3,6%*
- di cui Resto del Mondo(1)	*138.792*	*155.468*	*(16.676)*	*-10,7%*
- di cui America Latina	*126.202*	*139.921*	*(13.719)*	*-9,8%*
- di cui Europa(1)	*12.590*	*15.547*	*(2.957)*	*-19,0%*
Utenti finali con smart meter attivi (n.)	45.172.959	45.824.963	(652.004)	-1,4%

(1) Il dato del 2022 ha subíto una rideterminazione.

Nel corso del 2023 si riscontra un decremento dell'energia trasportata sulla rete (-3,6%) da ricondursi principalmente:

- all'Europa (-19%) per la cessione a ottobre 2023 di tutte le partecipazioni detenute dal Gruppo Enel in Romania;
- a Brasile e Cile rispettivamente per la cessione a dicembre 2022 di Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás) e di Enel Transmisión Chile SA;
- all'Italia (-2,9%), per effetto della diminuzione della domanda di energia elettrica.

Frequenza media di interruzioni per cliente

	2023	2022	2023-2022	
SAIFI (n. medio)				
Italia	*1,7*	*1,6*	*0,1*	*6,2%*
Iberia	*1,2*	*1,3*	*(0,1)*	*-7,7%*
Argentina	*7,9*	*5,3*	*2,6*	*49,1%*
Brasile	*3,7*	*4,5*	*(0,8)*	*-17,8%*
Cile	*1,2*	*1,6*	*(0,4)*	*-25,0%*
Colombia	*4,6*	*3,9*	*0,7*	*17,9%*
Perù	*2,7*	*2,9*	*(0,2)*	*-6,9%*
Romania[(1)]	*2,1*	*2,6*	*(0,5)*	*-19,2%*

(1) Il dato del 2022 ha subíto una rideterminazione.

Durata media di interruzioni per cliente

	2023	2022	2023-2022	
SAIDI (minuti medi)				
Italia[(1)]	*45,6*	*41,8*	*3,8*	*9,1%*
Iberia[(1)]	*63,0*	*64,3*	*(1,3)*	*-2,0%*
Argentina	*1.169,2*	*892,0*	*277,2*	*31,1%*
Brasile	*465,3*	*547,3*	*(82,0)*	*-15,0%*
Cile[(1)]	*121,4*	*158,6*	*(37,2)*	*-23,5%*
Colombia	*352,6*	*320,0*	*32,6*	*10,2%*
Perù[(1)]	*635,5*	*610,3*	*25,2*	*4,1%*
Romania[(1)]	*71,3*	*90,4*	*(19,1)*	*-21,1%*

(1) Il dato del 2022 ha subíto una rideterminazione.

Come evidenziato nelle tabelle sopra riportate, il livello qualitativo del servizio registra un miglioramento soprattutto in Cile e Brasile e un significativo peggioramento in Argentina a causa di eventi meteo avversi avvenuti nel corso del 2023.

Perdite di rete

	2023	2022	2023-2022	
Perdite di rete (% media)				
Italia	*4,7*	*4,7*	*-*	*-*
Iberia	*6,8*	*7,0*	*(0,2)*	*-2,9%*
Argentina	*16,8*	*17,1*	*(0,3)*	*-1,8%*
Brasile	*13,1*	*13,5*	*(0,4)*	*-3,0%*
Cile	*5,3*	*5,1*	*0,2*	*3,9%*
Colombia	*7,5*	*7,5*	*-*	*-*
Perù	*8,7*	*8,2*	*0,5*	*6,1%*
Romania	*8,3*	*8,5*	*(0,2)*	*-2,4%*

Risultati economici

Milioni di euro				
	2023	2022	2023-2022	
Ricavi	20.259	23.032	(2.773)	-12,0%
Margine operativo lordo	7.461	9.114	(1.653)	-18,1%
Margine operativo lordo ordinario	7.851	8.276	(425)	-5,1%
Risultato operativo	4.426	5.332	(906)	-17,0%
Risultato operativo ordinario	4.743	5.254	(511)	-9,7%
Investimenti	5.280[1]	5.547[2]	(267)	-4,8%

(1) Il dato non include 233 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(2) Il dato non include 110 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici del 2023 suddivisi per Area Geografica.

Ricavi

Milioni di euro				
	2023	2022	2023-2022	
Italia	**7.610**	**6.963**	**647**	**9,3%**
Iberia	**2.379**	**2.258**	**121**	**5,4%**
Resto del Mondo	**10.228**	**12.948**	**(2.720)**	**-21,0%**
America Latina	10.227	12.956	(2.729)	-21,1%
- di cui Argentina	*560*	*1.000*	*(440)*	*-44,0%*
- di cui Brasile	*6.321*	*7.762*	*(1.441)*	*-18,6%*
- di cui Cile	*1.590*	*2.562*	*(972)*	*-37,9%*
- di cui Colombia	*823*	*753*	*70*	*9,3%*
- di cui Perù	*933*	*879*	*54*	*6,1%*
Europa	1	(8)	9	-
Altro	**402**	**1.273**	**(871)**	**-68,4%**
Elisioni e rettifiche	**(360)**	**(410)**	**50**	**12,2%**
Totale	**20.259**	**23.032**	**(2.773)**	**-12,0%**

Il decremento dei **ricavi** è riconducibile principalmente al Brasile e al Cile per le variazioni di perimetro relative rispettivamente alle cessioni di Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás) e di Enel Transmisión Chile SA avvenute nel dicembre 2022 e soprattutto per la rilevazione nel 2022 del provento derivante dalla cessione di Enel Transmisión Chile SA (1.051 milioni di euro). Tali effetti negativi sono stati solo in parte compensati dall'incremento dei ricavi per gli adeguamenti tariffari soprattutto in Italia e Brasile, oltre che dalla variazione positiva registrata in Spagna in relazione agli oneri rilevati nel 2022 per l'adeguamento tariffario per gli anni dal 2017 al 2019.

Margine operativo lordo ordinario

Milioni di euro

	2023	2022	2023-2022	
Italia	**3.589**	**3.707**	**(118)**	**-3,2%**
Iberia	**1.668**	**1.621**	**47**	**2,9%**
Resto del Mondo	**2.598**	**2.384**	**214**	**9,0%**
America Latina	2.284	2.445	(161)	-6,6%
- di cui Argentina	*(54)*	*88*	*(142)*	*-*
- di cui Brasile	*1.496*	*1.489*	*7*	*0,5%*
- di cui Cile	*102*	*168*	*(66)*	*-39,3%*
- di cui Colombia	*517*	*487*	*30*	*6,2%*
- di cui Perù	*223*	*213*	*10*	*4,7%*
Europa	314	(61)	375	-
Altro	**(4)**	**564**	**(568)**	**-**
Totale	**7.851**	**8.276**	**(425)**	**-5,1%**

Il **margine operativo lordo ordinario**, che tiene conto della variazione positiva del risultato delle attività classificate come discontinued operation (362 milioni di euro), si decrementa di 425 milioni di euro. Tale variazione è riconducibile principalmente alla rilevazione nel 2022 del provento relativo alla cessione del 50% della partecipazione detenuta da Enel Grids in Gridspertise (520 milioni di euro), alle variazioni di perimetro (complessivamente per 250 milioni di euro) connesse prevalentemente alle cessioni di Enel Transmisión Chile e di Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás), all'incremento degli indennizzi connessi alla qualità del servizio (118 milioni di euro) e ai maggiori costi per interventi sugli impianti conseguenti ad avversi eventi meteo in Italia (61 milioni di euro). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dagli adeguamenti tariffari rilevati in Brasile, Italia e Romania.

Il **margine operativo lordo**, pari a 7.461 milioni di euro (9.114 milioni di euro nel 2022), si decrementa di 1.653 milioni di euro. Tale variazione è riconducibile essenzialmente ai proventi netti (1.359 milioni di euro), rilevati nel 2022, derivanti dalle operazioni di cessione di Gridspertise, Enel Transmisión Chile e di Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás), agli impatti negativi derivanti dalle relative variazioni di perimetro (250 milioni di euro), ai maggiori oneri per indennizzi legati alla qualità del servizio (118 milioni di euro) e ai maggiori costi di manutenzione connessi a eventi meteo emergenziali in Italia (61 milioni di euro). Tali impatti sono stati solo parzialmente compensati dagli adeguamenti tariffari rilevati in Brasile e Italia.

Risultato operativo ordinario

Milioni di euro

	2023	2022	2023-2022	
Italia	**2.139**	**2.357**	**(218)**	**-9,2%**
Iberia	**872**	**815**	**57**	**7,0%**
Resto del Mondo	**1.738**	**1.528**	**210**	**13,7%**
America Latina	1.496	1.671	(175)	-10,5%
- di cui Argentina	*(109)*	*52*	*(161)*	*-*
- di cui Brasile	*980*	*975*	*5*	*0,5%*
- di cui Cile	*51*	*109*	*(58)*	*-53,2%*
- di cui Colombia	*424*	*391*	*33*	*8,4%*
- di cui Perù	*150*	*144*	*6*	*4,2%*
Europa	242	(143)	385	-
Altro	**(6)**	**554**	**(560)**	**-**
Totale	**4.743**	**5.254**	**(511)**	**-9,7%**

Il decremento del **risultato operativo ordinario** del 2023, pari a 511 milioni di euro, risente essenzialmente dei fenomeni commentati nel margine operativo lordo ordinario e dei maggiori ammortamenti per i nuovi investimenti effettuati in Italia sulle reti di distribuzione.

Il **risultato operativo** del 2023, pari a 4.426 milioni di euro (5.332 milioni di euro nel 2022), si riduce di 906 milioni di euro. Tale variazione è riconducibile agli effetti già commentati nel margine operativo lordo e ai maggiori ammortamenti in Italia, parzialmente compensati dalla rilevazione nel 2022 dell'impairment delle attività di Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás) per 827 milioni di euro.

Investimenti

Milioni di euro

	2023	2022	2023-2022	
Italia	**3.084**	**2.714**	**370**	**13,6%**
Iberia	**885**	**860**	**25**	**2,9%**
Resto del Mondo	**1.287**	**1.949**	**(662)**	**-34,0%**
America Latina	1.287	1.809	(522)	-28,9%
Europa	-	140	(140)	-
Altro	**24**	**24**	**-**	**-**
Totale	**5.280[1]**	**5.547[2]**	**(267)**	**-4,8%**

(1) Il dato non include 233 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(2) Il dato non include 110 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Gli **investimenti** nei due esercizi messi a confronto registrano un decremento di 267 milioni di euro riconducibile principalmente all'America Latina, e in particolar modo al Brasile per la cessione a dicembre 2022 di Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás). Tale riduzione è parzialmente compensata, in Italia, dall'incremento dell'attivazione di nuove connessioni ai clienti e dal miglioramento della qualità del servizio.



MERCATI FINALI

300,8 TWh

ENERGIA ELETTRICA VENDUTA

321,1 TWh nel 2022

€ 5.275 milioni

MARGINE OPERATIVO LORDO ORDINARIO(1)

€ 1.702 mln nel 2022

61,1 milioni

CLIENTI RETAIL

di cui 24,3 mln mercato libero

(1) I dati del 2022 relativi alla Linea di Business Mercati finali sono stati rideterminati per tener conto anche dei valori di Enel X ed Enel X Way. Quest'ultima in precedenza era esposta nel settore Holding, Servizi e Altro.

Dati operativi

Vendite di energia elettrica

Milioni di kWh

	2023	2022	2023-2022	
Mercato libero	194.541	198.254	(3.713)	-1,9%
Mercato regolato	106.313	122.854	(16.541)	-13,5%
Totale	**300.854**	**321.108**	**(20.254)**	**-6,3%**
- di cui Italia	*87.239*	*97.195*	*(9.956)*	*-10,2%*
- di cui Iberia	*77.689*	*79.003*	*(1.314)*	*-1,7%*
- di cui Resto del Mondo	*135.926*	*144.910*	*(8.984)*	*-6,2%*
- di cui America Latina	*129.177*	*135.094*	*(5.917)*	*-4,4%*
- di cui Europa	*6.749*	*9.816*	*(3.067)*	*-31,2%*

I minori volumi di energia elettrica venduti nel 2023 si concentrano principalmente sul mercato regolato in Brasile (-9,7 TWh) per la cessione di fine 2022 di Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás) e in Italia (-6,8 TWh) per il passaggio dei clienti al mercato libero, anche dovuto all'imminente superamento del mercato di maggior tutela, previsto per giugno 2024 come da delibera n. 600/2023.

Per quanto concerne i risultati del mercato libero, si rileva una diminuzione dei volumi prevalentemente in Italia (-3,1 TWh) e Spagna (-0,6 TWh), parzialmente compensata dall'aumento registrato in Brasile (+2,2 TWh) e Cile (+0,6 TWh).

Vendite di gas naturale

Milioni di m^3

	2023	2022	2023-2022	
Business to Consumer	3.502	3.910	(408)	-10,4%
Business to Business	4.822	6.333	(1.511)	-23,9%
Totale	**8.324**	**10.243**	**(1.919)**	**-18,7%**
- di cui Italia	*4.149*	*4.726*	*(577)*	*-12,2%*
- di cui Iberia	*3.802*	*4.909*	*(1.107)*	*-22,6%*
- di cui Resto del Mondo	*373*	*608*	*(235)*	*-38,7%*
- di cui America Latina	*185*	*342*	*(157)*	*-45,9%*
- di cui Europa	*188*	*266*	*(78)*	*-29,3%*

I minori volumi venduti di gas nel 2023 si registrano prevalentemente in Italia e in Spagna. Entrambi i segmenti di clientela, Business to Business (B2B) e Business to Consumer (B2C), presentano minori volumi di vendita rispetto al 2022.

Demand response, storage e punti luce

	2023	2022	2023-2022	
Demand response (MW)	9.588	8.476	1.112	13,1%
Punti luce (migliaia di unità)	3.259	3.023	236	7,8%
Storage (MW)	1.730	760	970	-
Punti di ricarica pubblici (n.)[1]	24.281	22.112	2.169	9,8%

(1) Si precisa che i dati esposti, nel caso includessero anche i punti di ricarica delle società gestite in joint venture, sarebbero pari a 25.337 al 31 dicembre 2023 e a 22.617 al 31 dicembre 2022.

Le attività di demand response si incrementano principalmente in Giappone (+494 MW), Nord America (+273 MW) e Italia (+256 MW). I punti luce, rappresentati dall'implementazione di una illuminazione pubblica intelligente e ad alto risparmio energetico, sono aumentati prevalentemente in Italia, Spagna, Brasile e Cile, mentre lo storage, dovuto essenzialmente all'installazione di nuove batterie negli impianti rinnovabili, si è incrementato soprattutto in Nord America.

Risultati economici[1]

Milioni di euro

	2023	2022	2023-2022	
Ricavi	52.119	64.350	(12.231)	-19,0%
Margine operativo lordo	5.158	1.802	3.356	-
Margine operativo lordo ordinario	5.275	1.702	3.573	-
Risultato operativo	3.042	(93)	3.135	-
Risultato operativo ordinario	3.241	(210)	3.451	-
Investimenti	1.138[2]	1.205[3]	(67)	-5,6%

(1) I dati del 2022 relativi alla Linea di Business Mercati finali sono stati rideterminati per tener conto anche dei valori di Enel X ed Enel X Way. Quest'ultima in precedenza era esposta nel settore Holding, Servizi e Altro.
(2) Il dato non include 34 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(3) Il dato non include 2 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici del 2023 suddivisi per Area Geografica.

Ricavi[1]

Milioni di euro

	2023	2022	2023-2022	
Italia	**28.717**	**33.351**	**(4.634)**	**-13,9%**
Iberia	**20.747**	**28.114**	**(7.367)**	**-26,2%**
Resto del Mondo	**2.644**	**2.522**	**122**	**4,8%**
America Latina	2.157	2.071	86	4,2%
- di cui Argentina	*5*	*13*	*(8)*	*-61,5%*
- di cui Brasile	*545*	*543*	*2*	*0,4%*
- di cui Cile	*197*	*192*	*5*	*2,6%*
- di cui Colombia	*1.040*	*1.002*	*38*	*3,8%*
- di cui Perù	*370*	*321*	*49*	*15,3%*
- di cui altri Paesi	-	-	-	-
Nord America	331	312	19	6,1%
Europa	76	89	(13)	-14,6%
Africa, Asia e Oceania	84	70	14	20,0%
Elisioni Resto del Mondo	(4)	(20)	16	80,0%
Altro	**212**	**553**	**(341)**	**-61,7%**
Elisioni e rettifiche	**(201)**	**(190)**	**(11)**	**-5,8%**
Totale	**52.119**	**64.350**	**(12.231)**	**-19,0%**

(1) I dati del 2022 relativi alla Linea di Business Mercati finali sono stati rideterminati per tener conto anche dei valori di Enel X ed Enel X Way. Quest'ultima in precedenza era esposta nel settore Holding, Servizi e Altro.

I **ricavi** del 2023 registrano una diminuzione del 19% rispetto all'esercizio precedente, prevalentemente per minori proventi da "Vendite di energia elettrica" (-8.786 milioni di euro) e "Vendite di gas" (-3.188 milioni di euro) a seguito sia delle minori quantità vendute di energia elettrica e gas, sia dei prezzi medi di vendita decrescenti, prevalentemente in Italia e Spagna. Nella voce "Altro" la diminuzione è dovuta alla rilevazione, nel 2022, delle plusvalenze derivanti dalla cessione da parte di Enel X International dell'1,1% della partecipazione in Ufinet (220 milioni di euro) e dalla cessione da parte di Enel X Srl di talune attività alla società Mooney (67 milioni di euro). In aumento i ricavi per vendita di energia elettrica in America Latina, principalmente in Colombia e Perù.

Margine operativo lordo ordinario[1]

Milioni di euro

	2023	2022	2023-2022	
Italia	**4.039**	**531**	**3.508**	**-**
Iberia	**780**	**417**	**363**	**87,1%**
Resto del Mondo	**460**	**445**	**15**	**3,4%**
America Latina	424	560	(136)	-24,3%
- di cui Argentina	*5*	*35*	*(30)*	*-85,7%*
- di cui Brasile	*220*	*237*	*(17)*	*-7,2%*
- di cui Cile	*75*	*83*	*(8)*	*-9,6%*
- di cui Colombia	*79*	*151*	*(72)*	*-47,7%*
- di cui Perù	*45*	*54*	*(9)*	*-16,7%*
- di cui altri Paesi	-	-	-	-
Nord America	(11)	(24)	13	54,2%
Europa	50	(81)	131	-
Africa, Asia e Oceania	(3)	(10)	7	70,0%
Altro	**(4)**	**309**	**(313)**	**-**
Totale	**5.275**	**1.702**	**3.573**	**-**

(1) I dati del 2022 relativi alla Linea di Business Mercati finali sono stati rideterminati per tener conto anche dei valori di Enel X ed Enel X Way. Quest'ultima in precedenza era esposta nel settore Holding, Servizi e Altro.

Il **margine operativo lordo ordinario** del 2023 aumenta prevalentemente a seguito dell'incremento del margine in Italia per 3.508 milioni di euro e in Spagna per 363 milioni di euro, per i migliori risultati conseguiti sul mercato libero principalmente per la riduzione dei costi di approvvigionamento in un contesto di normalizzazione dei prezzi di vendita.
La variazione positiva del margine operativo lordo ordinario dell'Europa è integralmente riferibile ai risultati delle attività rumene, classificate come discontinued operation. Si rilevano inoltre migliori risultati nelle attività di e-Home ed e-City e nel business relativo al Demand Response.
Tali effetti positivi sono stati solo in parte compensati dal decremento del margine in America Latina per 136 milioni di euro soprattutto in Colombia per le attività di Retail e per il progetto e-Bus, e per i già citati proventi registrati nel 2022, derivanti dalla cessione della partecipazione in Ufinet (220 milioni di euro) e di talune partecipazioni a Mooney (67 milioni di euro).

Il **margine operativo lordo** risulta pari a 5.158 milioni di euro (1.802 milioni di euro nel 2022). L'incremento di 3.356 milioni di euro risente dei migliori risultati conseguiti sul mercato libero principalmente per la riduzione dei costi di approvvigionamento in un contesto di normalizzazione dei prezzi di vendita.
Tali effetti non tengono conto dei risultati delle discontinued operation e degli oneri legati alla transizione energetica e digitalizzazione relativi all'adeguamento del fondo AVS (*Acuerdo Voluntario de Salida*) in Spagna.

Risultato operativo ordinario[1]

Milioni di euro

	2023	2022	2023-2022	
Italia	**2.987**	**(633)**	**3.620**	**-**
Iberia	**268**	**84**	**184**	**-**
Resto del Mondo	**74**	**76**	**(2)**	**-2,6%**
America Latina	132	279	(147)	-52,7%
- di cui Argentina	*(5)*	*19*	*(24)*	*-*
- di cui Brasile	*10*	*44*	*(34)*	*-77,3%*
- di cui Cile	*57*	*59*	*(2)*	*-3,4%*
- di cui Colombia	*44*	*115*	*(71)*	*-61,7%*
- di cui Perù	*26*	*42*	*(16)*	*-38,1%*
- di cui altri Paesi	*-*	*-*	*-*	*-*
Nord America	(53)	(77)	24	31,2%
Europa	4	(111)	115	-
Africa, Asia e Oceania	(9)	(15)	6	40,0%
Altro	**(88)**	**263**	**(351)**	**-**
Totale	**3.241**	**(210)**	**3.451**	**-**

(1) I dati del 2022 relativi alla Linea di Business Mercati finali sono stati rideterminati per tener conto anche dei valori di Enel X ed Enel X Way. Quest'ultima in precedenza era esposta nel settore Holding, Servizi e Altro.

La variazione del **risultato operativo ordinario** risente degli effetti commentati in precedenza per il margine operativo lordo ordinario, oltre che dei maggiori ammortamenti e impairment, per 122 milioni di euro, prevalentemente riferibili agli ammortamenti delle attività immateriali e alle maggiori svalutazioni dei crediti commerciali per 89 milioni di euro principalmente registrate in Spagna e Brasile.

Il **risultato operativo** del 2023, pari a 3.042 milioni di euro (negativo per 93 milioni di euro nel 2022), risente di quanto commentato nel margine operativo lordo, oltre che dei maggiori ammortamenti e impairment per 221 milioni di euro. Tale variazione include inoltre l'adeguamento di valore effettuato negli Stati Uniti, nel corso del 2023, in Enel X Way per 69 milioni di euro e in Enel X per 57 milioni di euro, soprattutto per il deterioramento dello scenario macroeconomico.

Investimenti[1]

Milioni di euro

	2023	2022	2023-2022	
Italia	**566**	**582**	**(16)**	**-2,7%**
Iberia	**311**	**324**	**(13)**	**-4,0%**
Resto del Mondo	**164**	**190**	**(26)**	**-13,7%**
America Latina	84	80	4	5,0%
Nord America	69	76	(7)	-9,2%
Europa	2	19	(17)	-89,5%
Africa, Asia e Oceania	9	15	(6)	-40,0%
Altro	**97**	**109**	**(12)**	**-11,0%**
Totale	**1.138[2]**	**1.205[3]**	**(67)**	**-5,6%**

(1) I dati del 2022 relativi alla Linea di Business Mercati finali sono stati rideterminati per tener conto anche dei valori di Enel X ed Enel X Way. Quest'ultima in precedenza era esposta nel settore Holding, Servizi e Altro.
(2) Il dato non include 34 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(3) Il dato non include 2 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

La variazione negativa degli **investimenti** è riconducibile in Italia e Spagna essenzialmente alle minori attività di acquisizione della clientela, solo parzialmente compensate dai maggiori investimenti in Italia nel business e-City e in America Latina nel business Distributed Energy.



HOLDING E SERVIZI

Risultati economici[(1)]

Milioni di euro				
	2023	2022	2023-2022	
Ricavi	2.045	2.050	(5)	-0,2%
Margine operativo lordo	(609)	(180)	(429)	-
Margine operativo lordo ordinario	(319)	(168)	(151)	-89,9%
Risultato operativo	(858)	(409)	(449)	-
Risultato operativo ordinario	(569)	(398)	(171)	-43,0%
Investimenti	190[(2)]	219	(29)	-13,2%

(1) I dati del 2022 sono stati rideterminati per tener conto dell'inclusione nella Linea di Business Mercati finali dei valori di Enel X Way, in precedenza esposta nel settore Holding, Servizi e Altro.
(2) Il dato non include 3 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici del 2023 suddivisi per Area Geografica.

Ricavi[(1)]

Milioni di euro				
	2023	2022	2023-2022	
Italia	**734**	**729**	**5**	**0,7%**
Iberia	**501**	**488**	**13**	**2,7%**
Resto del Mondo	**-**	**-**	**-**	**-**
America Latina	-	(1)	1	-
Nord America	-	1	(1)	-
Europa	-	-	-	-
Altro	**1.028**	**1.041**	**(13)**	**-1,2%**
Elisioni e rettifiche	**(218)**	**(208)**	**(10)**	**-4,8%**
Totale	**2.045**	**2.050**	**(5)**	**-0,2%**

(1) I dati del 2022 sono stati rideterminati per tener conto dell'inclusione nella Linea di Business Mercati finali dei valori di Enel X Way, in precedenza esposta nel settore Holding, Servizi e Altro.

I **ricavi** del 2023 sono sostanzialmente in linea con quelli del 2022 e si riferiscono prevalentemente a servizi informatici, management fee, servizi alla persona, gestione automezzi, lavori su ordinazione, canoni di locazione e altri servizi prestati alle altre Linee di Business.

Margine operativo lordo ordinario[1]

Milioni di euro

	2023	2022	2023-2022	
Italia	**56**	**89**	**(33)**	**-37,1%**
Iberia	**39**	**(5)**	**44**	**-**
Resto del Mondo	**(132)**	**(119)**	**(13)**	**-10,9%**
America Latina	(132)	(117)	(15)	-12,8%
- di cui Argentina	*(5)*	*(3)*	*(2)*	*-66,7%*
- di cui Brasile	*(37)*	*(23)*	*(14)*	*-60,9%*
- di cui Cile	*(89)*	*(91)*	*2*	*2,2%*
- di cui Perù	*(1)*	-	*(1)*	-
Nord America	(2)	(2)	-	-
Europa	2	-	2	-
Africa, Asia e Oceania	-	-	-	-
Altro	**(282)**	**(133)**	**(149)**	**-**
Totale	**(319)**	**(168)**	**(151)**	**-89,9%**

(1) I dati del 2022 sono stati rideterminati per tener conto dell'inclusione nella Linea di Business Mercati finali dei valori di Enel X Way, in precedenza esposta nel settore Holding, Servizi e Altro.

Il decremento del **margine operativo lordo ordinario** nel 2023 è riconducibile prevalentemente ai maggiori accantonamenti a fondi rischi e oneri stanziati da Enel Insurance a seguito delle richieste connesse alle avverse condizioni climatiche.

Il **margine operativo lordo** si decrementa rispetto al 2022 per quanto commentato nel margine operativo lordo ordinario e per effetto del contributo straordinario di solidarietà e degli oneri per transizione energetica e digitalizzazione in Spagna, rispettivamente per 208 milioni di euro e 81 milioni di euro.

Risultato operativo ordinario[1]

Milioni di euro

	2023	2022	2023-2022	
Italia	**(12)**	**20**	**(32)**	**-**
Iberia	**(5)**	**(39)**	**34**	**87,2%**
Resto del Mondo	**(143)**	**(122)**	**(21)**	**-17,2%**
America Latina	(142)	(120)	(22)	-18,3%
- di cui Argentina	*(5)*	*(3)*	*(2)*	*-66,7%*
- di cui Brasile	*(42)*	*(26)*	*(16)*	*-61,5%*
- di cui Cile	*(93)*	*(91)*	*(2)*	*-2,2%*
- di cui Perù	*(2)*	-	*(2)*	-
Nord America	(2)	(1)	(1)	-
Europa	1	(1)	2	-
Africa, Asia e Oceania	-	-	-	-
Altro	**(409)**	**(257)**	**(152)**	**-59,1%**
Totale	**(569)**	**(398)**	**(171)**	**-43,0%**

(1) I dati del 2022 sono stati rideterminati per tener conto dell'inclusione nella Linea di Business Mercati finali dei valori di Enel X Way, in precedenza esposta nel settore Holding, Servizi e Altro.

Il **risultato operativo ordinario** del 2023 è sostanzialmente in linea con la riduzione del margine operativo lordo ordinario, tenuto conto anche di più alti ammortamenti e impairment per 20 milioni di euro.

Il **risultato operativo** del 2023 risente di quanto già commentato nel margine operativo lordo e di più alti ammortamenti e impairment per 20 milioni di euro.

Investimenti[1]

Milioni di euro

	2023	2022	2023-2022	
Italia	**74**	**115**	**(41)**	**-35,7%**
Iberia	**21**	**27**	**(6)**	**-22,2%**
Resto del Mondo	**8**	**5**	**3**	**60,0%**
America Latina	8	5	3	60,0%
Nord America	-	-	-	-
Europa	-	-	-	-
Altro	**87**	**72**	**15**	**20,8%**
Totale	**190[2]**	**219**	**(29)**	**-13,2%**

(1) I dati del 2022 sono stati rideterminati per tener conto dell'inclusione nella Linea di Business Mercati finali dei valori di Enel X Way, in precedenza esposta nel settore Holding, Servizi e Altro.
(2) Il dato non include 3 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Il decremento degli **investimenti** nel 2023 in Italia è da attribuire principalmente ai minori investimenti di Enel Italia SpA per la riqualificazione degli immobili dell'Headquarter a Roma.

IL TITOLO ENEL

Enel e i mercati finanziari

	2023	2022
Margine operativo lordo per azione (euro)[1]	1,99	1,96
Risultato operativo per azione (euro)[1]	1,07	1,10
Risultato netto del Gruppo per azione (euro)[1]	0,34	0,17
Risultato netto del Gruppo ordinario per azione (euro)[1]	0,64	0,53
Dividendo unitario (euro)[2]	0,43	0,40
Patrimonio netto del Gruppo per azione (euro)[1]	3,12	2,82
Prezzo massimo dell'anno (euro)	6,73	7,20
Prezzo minimo dell'anno (euro)	5,17	4,00
Prezzo medio del mese di dicembre (euro)	6,63	5,15
Capitalizzazione borsistica (milioni di euro)[3]	67.369	52.325

(1) Il numero di azioni da considerare per il calcolo dell'indice è 10.166.679.946 e include n. 9.262.330 azioni proprie nel 2023 e n. 7.153.795 azioni proprie nel 2022.
(2) Dividendo deliberato dall'Assemblea degli azionisti di Enel SpA del 23 maggio 2024 in unica convocazione.
(3) Calcolata sul prezzo medio del mese di dicembre.

		al 31.12.2023	al 31.12.2022
Rating			
Standard & Poor's	Outlook	STABLE	NEGATIVE
	M/L termine	BBB	BBB+
	Breve termine	A-2	A-2
Moody's	Outlook	NEGATIVE	NEGATIVE
	M/L termine	Baa1	Baa1
	Breve termine	-	-
Fitch	Outlook	STABLE	STABLE
	M/L termine	BBB+	BBB+
	Breve termine	F2	F2

Il contesto macroeconomico mondiale nel 2023 è stato caratterizzato da un generalizzato calo dell'economia reale. Le politiche monetarie restrittive adottate dalle banche centrali per contrastare le pressioni inflazionistiche, il peggioramento delle condizioni finanziarie e creditizie, e il calo del commercio e degli investimenti a livello globale hanno causato un rallentamento nella crescita mondiale, con un PIL stimato in crescita di circa il 3% su base annua (in lieve calo rispetto al 2022).

In questo contesto, i principali indici azionari europei – dopo un 2022 caratterizzato da un generale andamento negativo – hanno chiuso il 2023 in rialzo: FTSE-MIB +28%, Ibex35 +22,8%, DAX +20,3% e CAC40 +16,5%.

Il settore delle utility dell'area euro (EURO STOXX Utilities) ha chiuso l'esercizio con un incremento del +11,9%.

Infine, per quanto riguarda il titolo Enel, il 2023 si è concluso con una quotazione di euro 6,73 per azione, in forte rialzo rispetto all'anno precedente (+33,8%), sovraperformando sia l'indice italiano sia l'indice settoriale europeo.

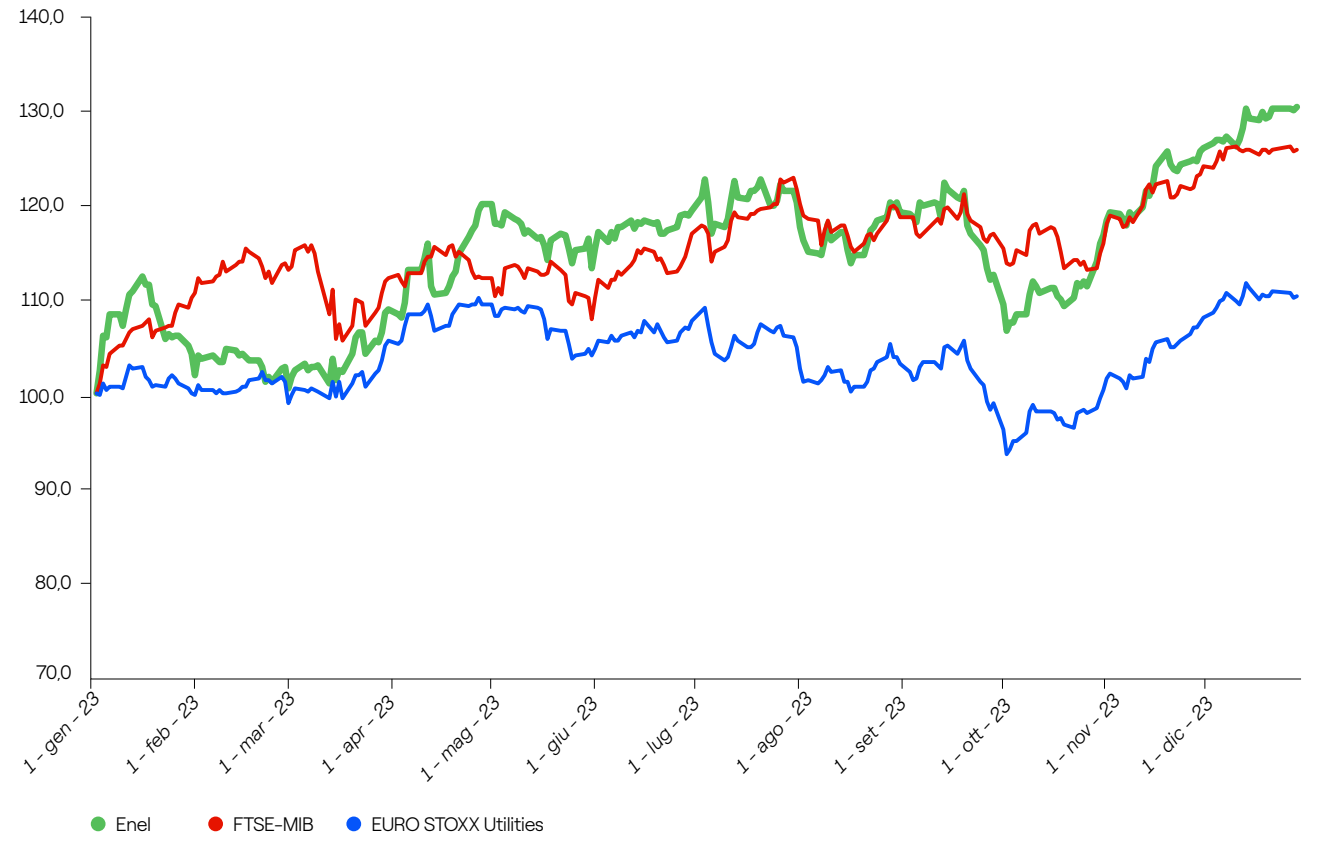
Il 25 gennaio 2023 è stato liquidato un acconto sul dividendo pari a 0,20 euro relativo agli utili 2022 e il 26 luglio 2023 è stato pagato il saldo del dividendo per lo stesso esercizio per un importo sempre pari a 0,20 euro. L'ammontare totale dei dividendi distribuiti nel corso del 2023 è stato pari a 0,40 euro per azione, in aumento di oltre il 5% rispetto agli 0,38 euro distribuiti nel 2022.
In relazione all'utile netto ordinario relativo all'esercizio 2023, il 24 gennaio 2024 è stato pagato un acconto sul dividendo per un importo pari a 0,215 euro per azione, mentre il pagamento del saldo del dividendo è previsto il 24 luglio 2024.

Per quanto riguarda la composizione dell'azionariato al 31 dicembre 2023, gli investitori istituzionali rappresentano il 58,6% del capitale sociale (in crescita rispetto al 56,7% al 31 dicembre 2022), mentre la quota degli investitori individuali si attesta a 17,8% (vs 19,7% al 31 dicembre 2022). Rimane stabile al 23,6% la quota del Ministero dell'Economia e delle Finanze.
In crescita il peso dei fondi SRI che, al 31 dicembre 2023, rappresentano circa il 17,5% del capitale sociale (rispetto al 14,9% al 31 dicembre 2022) e il 29,8% degli investitori istituzionali (vs 26,2% al 31 dicembre 2022). Gli investitori firmatari dei PRI (Principles for Responsible Investment) rappresentano il 42,8% del capitale sociale (vs 42,1% al 31 dicembre 2022).

Per ulteriori informazioni si invita a visitare il sito web istituzionale (www.enel.com) alla sezione Investitori (https://www.enel.com/it/investitori/in-evidenza), dove possono essere reperite sia informazioni di carattere economico-finanziario (bilanci, relazioni semestrali e trimestrali, presentazioni alla comunità finanziaria, stime degli analisti e andamento delle contrattazioni di Borsa concernenti le azioni emesse da Enel e dalle principali società controllate quotate, rating e outlook assegnati dalle agenzie di credito), sia dati e documenti aggiornati di interesse per la generalità degli azionisti e degli obbligazionisti (comunicati stampa price sensitive, titoli obbligazionari in circolazione, programmi di emissioni obbligazionarie, composizione degli organi sociali di Enel, Statuto sociale e regolamento delle Assemblee, informazioni e documenti relativi alle assemblee, procedure e altri documenti in tema di corporate governance, Codice Etico e modello organizzativo e gestionale.

Sono anche disponibili punti di contatto specificamente dedicati agli azionisti individuali (numero telefonico: +39-0683054000; indirizzo di posta elettronica: azionisti.retail@enel.com) e agli investitori istituzionali (numero telefonico: +39-0683057975; indirizzo di posta elettronica: investor.relations@enel.com).

ANDAMENTO TITOLO ENEL E INDICI, EURO STOXX UTILITIES E FTSE-MIB, DAL 1° GENNAIO 2023 AL 31 DICEMBRE 2023



Fonte: Bloomberg.

INNOVAZIONE

Nel corso del 2023, l'area di innovazione si è dotata di un nuovo assetto organizzativo che, in linea con la strategia del Gruppo, opera nell'ottica della semplificazione e della focalizzazione sulle sue priorità e promuove un approccio di innovazione integrata, efficiente ed efficace.
Per affrontare le sfide del business, adottiamo un modello di innovazione aperta, che consente di collegare tutte le aree dell'Azienda con startup, partner industriali, grandi aziende, piccole e medie imprese (PMI), centri di ricerca, università e imprenditori – anche attraverso l'utilizzo di piattaforme di crowdsourcing. In particolare, la strategia di innovazione del Gruppo si avvale di diversi strumenti che permettono di trovare soluzioni innovative e sostenibili, come per esempio la piattaforma online di crowdsourcing openinnovability.com e una rete globale di Innovation Hub e Lab sui quali invece si fonda il modello di collaborazione con le startup e le PMI. Mentre queste ultime propongono progetti innovativi e nuovi modelli di business, Enel mette a disposizione le proprie competenze, le strutture per la validazione tecnica ed economica delle soluzioni proposte in ambiente industriale e una rete globale di partner per supportarne lo sviluppo e l'eventuale scale-up. Gli Innovation Hub, situati negli ecosistemi di innovazione più rilevanti per il Gruppo, come per esempio l'Europa e gli Stati Uniti, gestiscono relazioni con tutti gli attori coinvolti nelle rispettive aree e costituiscono la principale fonte di scouting di startup e PMI, con l'obiettivo di rispondere alle esigenze poste dalle Linee di Business.
La collaborazione con attori chiave esterni è quindi un punto fondamentale della strategia di innovazione del Gruppo. L'Azienda ha infatti all'attivo accordi di partnership che coprono sia le aree più strategiche per il Gruppo, sia quelle relative a temi rilevanti e di frontiera (per esempio la promozione delle applicazioni spaziali nel settore energetico, l'idrogeno verde, il nucleare di quarta generazione). Tramite il co-sviluppo con i fornitori, il Gruppo mira inoltre a implementare, in maniera rapida ed efficace, soluzioni innovative a livello di sviluppo pre-commerciale e fa leva su competenze già esistenti e sulla customizzazione e sul trasferimento di soluzioni già impiegate in altri settori produttivi.

113

Proof of Concept, lanciati per testare soluzioni innovative nel 2023

46

soluzioni in fase di scale-up nel business nel 2023

Nel 2022, abbiamo adottato volontariamente lo standard ISO 56002 per la gestione dell'innovazione; lo standard copre tutti gli aspetti della gestione dell'innovazione, dalla nascita di un'idea alla sua implementazione su scala globale. Nel corso del 2023, è stata predisposta in collaborazione con UNI la prassi UNI/PdR 155 "Gestione dell'innovazione sostenibile - Linee guida per la gestione dei processi di innovazione sostenibile nelle imprese attraverso l'open innovation"; la prassi è stata pubblicata sul sito UNI a dicembre 2023. Il documento, di carattere pre-normativo, si propone di essere un supporto pratico a tutte quelle organizzazioni che vogliono affrontare i cambiamenti organizzativi e produttivi necessari a realizzare al proprio interno un efficace processo di gestione dell'innovazione sostenibile.

Nel 2023 sono proseguite le attività delle community di innovazione, gruppi di lavoro trasversali che, al fine di creare valore per il Gruppo, affrontano in modo innovativo le questioni più rilevanti per il business e inerenti alle nuove tecnologie (energy storage, blockchain, droni, metaverso, robotica, sensori, stampa 3D, quantum computing, dispositivi indossabili, manifattura additiva, intelligenza artificiale, materiali e idrogeno). Le community, inoltre, monitorano continuativamente i miglioramenti tecnologici e condividono nuovi modelli di business, servizi a valore aggiunto e casi d'uso per tipi di tecnologia che potrebbero essere potenzialmente implementati in diverse aree del Gruppo Enel.
Nel corso del 2023, sono stati lanciati 113 Proof of Concept, per testare nuove soluzioni, mentre sono state 46 le soluzioni innovative prese in carico dal business per essere implementate su vasta scala. Complessivamente, sono stati investiti 60 milioni di euro (comprensivi del costo del personale) in innovazione.

Digitalizzazione

Nel 2023, le attività di innovation in tema di cyber security hanno beneficiato anche, ma non solo, della rete degli Innovation Hub, così come del loro portfolio di startup e delle partnership siglate a livello di Gruppo.
Queste interconnessioni hanno contribuito alla condivisione di best practice e modelli operativi, così come alla costruzione e al potenziamento di canali di info-sharing.
Si riportano di seguito, pertanto, le principali iniziative in ambito:

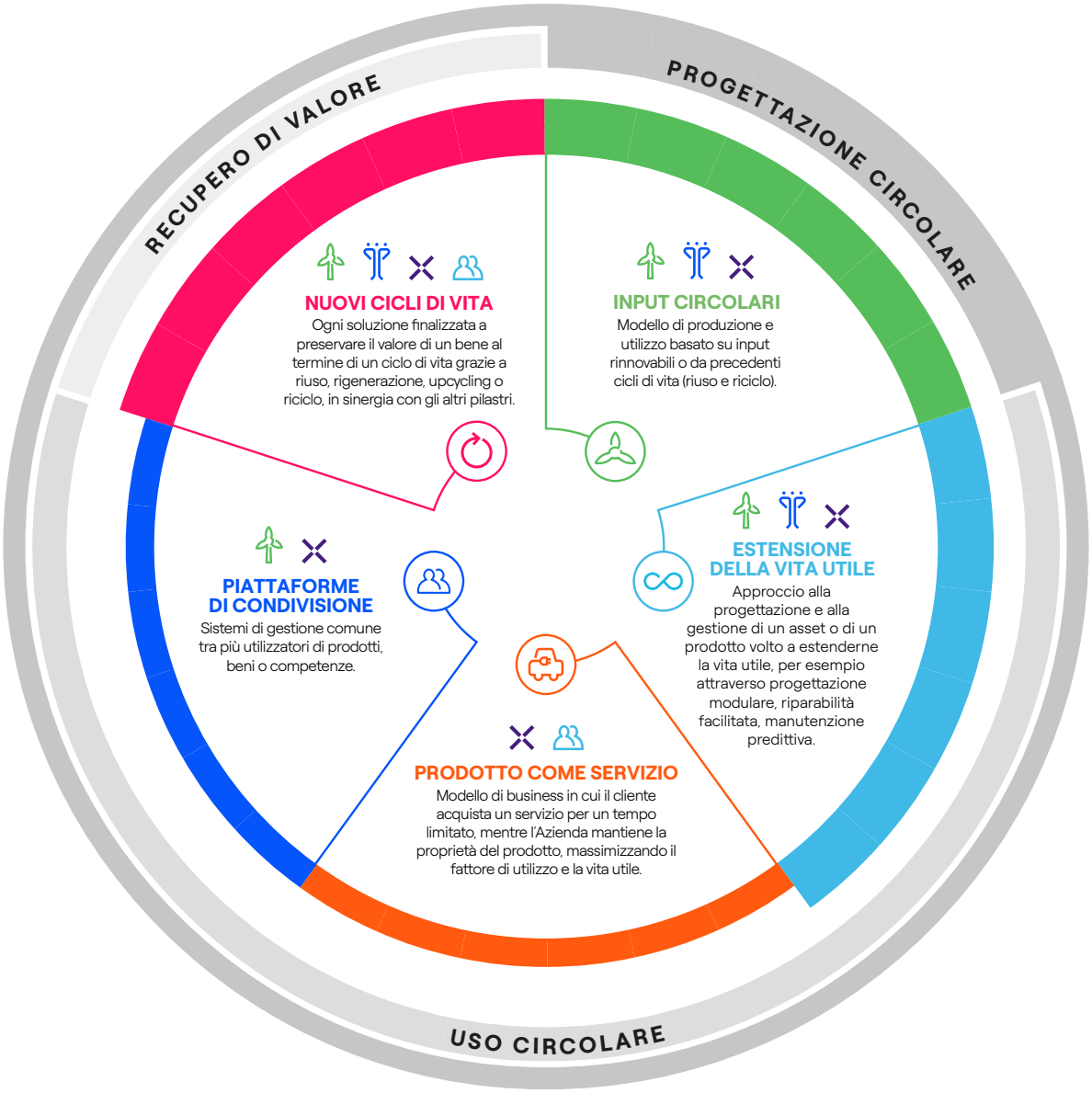
- analisi di soluzioni basate sulla Quantum Key Distribution(41) e su algoritmi di Encryption Quantum Safe(42) per meglio comprendere come ovviare agli attuali modelli di encryption messi in pericolo dal futuro aumento di capacità computazionale offerto dal quantum computing;
- servizi e soluzioni a supporto dello sviluppo software per analizzare il codice open source e librerie software terze parti, sia dal punto di vista delle eventuali vulnerabilità sia dal punto di vista delle licenze d'uso;
- analisi di soluzioni di browser isolation (isolamento del browser dalla rete per evitare che questo diventi porta di ingresso di azioni e manovre malevole) e di sicurezza sul browser per comprendere la resilienza delle tecniche di protezione centrali verso quelle distribuite;
- potenziamento delle soluzioni che sfruttano le tecnologie emergenti come Artificial Intelligence e Machine Learning, poste a servizio del miglioramento delle capability di detection delle minacce informatiche e dell'automazione del processo di analisi, correlazione e risposta agli incidenti;
- soluzioni per l'identificazione di vulnerabilità presenti su asset e device (IoT, web application ecc.) con l'ausilio di tecniche innovative;
- revisione di ambienti industriali attraverso l'implementazione di un processo di identificazione di vulnerabilità con script senza impatti sugli ambienti in esercizio;
- studio per implementazione di un sistema di autenticazione multifattoriale ai sistemi aziendali, tramite tecnica "passwordless" in sostituzione della password, con soluzioni alternative sicure (per esempio impronta digitale);
- analisi e scouting di soluzioni per anonimizzazione e masking di dati in ambienti non produttivi e definizione di relativa policy;
- analisi di soluzioni per prevenire la perdita di dati per soddisfare le esigenze di protezione derivanti da normative interne ed esterne;
- studio e analisi di soluzioni per la gestione delle chiavi crittografiche e segreti aziendali;
- analisi di nuove future soluzioni antimalware a protezione degli ambienti industriali;
- realizzazione del Cyber Harbour, un centro di innovazione che unisce esperti di cyber security, aziende, investitori e mondo accademico, per favorire la realizzazione di progetti innovativi e competitivi in ambito sicurezza informatica, a favore del sistema Paese Italia;
- istituzione di un canale di comunicazione con l'Agenzia per la Cybersicurezza Nazionale italiana (ACN) per la realizzazione dell'Hyper SOC, ossia un'infrastruttura per la raccolta, la correlazione e l'analisi di eventi di interesse, con l'obiettivo di individuare rapidamente le minacce emergenti e di coordinare le risposte per fronteggiarle efficacemente.

(41) Tecnica crittografica di distribuzione di chiavi simmetriche basata sui princípi di fisica quantistica.
(42) Protocolli di cifratura basati su algoritmi e caratteristiche ritenuti sufficientemente sicuri rispetto ai rischi introdotti dalle capacità di calcolo dei computer quantistici.

L'economia circolare

L'economia circolare è per il Gruppo una leva strategica a supporto della roadmap di decarbonizzazione, che prevede una sempre maggiore produzione di energia da fonti rinnovabili e il conseguente abbandono dei combustibili fossili, e del percorso verso una transizione equa e inclusiva. Il raggiungimento di questi obiettivi richiede una profonda trasformazione del sistema energetico e comporta, allo stesso tempo, un fabbisogno diverso e crescente di materie prime e nuove modalità di gestione degli asset, quali per esempio la rete di distribuzione e gli impianti di produzione.

Il modello di economia circolare adottato dal Gruppo ha l'obiettivo di ridisegnare l'intera catena del valore dei beni impiegati, non solo per ridurre il consumo di materie prime ma anche per limitarne i relativi impatti e rischi ambientali, sociali, economici e geopolitici, rendendo in altre parole il modello di business più sostenibile e competitivo. In particolare, la visione di Gruppo si articola lungo tutte le diverse fasi di vita di un prodotto e si fonda su cinque pilastri: input circolari (input da rinnovabili, riciclo, riuso), estensione della vita utile (attraverso modularità, riparabilità facilitata e manutenzione predittiva), prodotto come servizio (l'Azienda fornisce al cliente un servizio e resta proprietaria del prodotto, massimizzandone fattore di utilizzo e vita utile), piattaforme di condivisione (uso condiviso di un bene tra più utilizzatori), nuovi cicli di vita (recupero del valore di beni e materiali, per esempio attraverso riuso e riciclo).



Le iniziative del Gruppo si focalizzano principalmente su tre dei cinque pilastri del modello, ovvero input circolari, estensione della vita utile e nuovi cicli di vita.
Per quanto riguarda gli input circolari, in fase di gara, a livello globale, ai fornitori dei componenti "core"[43] viene richiesto di specificare le quantità di ciascun materiale utilizzato nei processi di produzione, indicando inoltre le quote di materiale riciclato e riciclabile per supportare le valutazioni in fase di selezione. Un esempio legato alla riduzione dell'utilizzo di risorse in input è senza dubbio il progetto della 3SUN Gigafactory di Catania, che va nella direzione di una maggiore indipendenza per la filiera del fotovoltaico, non solo portando sul suolo europeo la produzione di celle e pannelli, ma anche usando l'innovazione per ridurre l'intensità d'uso del silicio e puntando a costruire una supply chain diversificata e sostenibile.

Nel 2023 3SUN ha lavorato allo sviluppo del nuovo sito produttivo e, dal 2024, un nuovo tipo di pannello ad alta efficienza con tecnologia HJT prevede l'ottimizzazione del quantitativo di silicio impiegato, utilizzando strati di silicio con uno spessore ridotto del 15%.

Sul tema dell'estensione della vita utile, il Gruppo, oltre a una gestione a livello globale degli asset per la distribuzione e generazione di energia elettrica che fa ricorso ad attività di riparazione e manutenzione predittiva, sta anche lavorando a soluzioni innovative. In particolare, con il progetto Pioneer, in Italia, Enel collabora con ADR - Aeroporti di Roma allo sviluppo del progetto per un sistema di accumulo che prevede il riutilizzo di batterie a fine vita di veicoli elettrici. Nel corso del 2023, è stata completata la progettazione esecutiva dell'impianto che, per una capacità di accumulo di 10 MWh, prevede il riutilizzo di 786 batterie di seconda vita.

Anche in merito al pilastro nuovi cicli di vita, sono in corso in tutti Paesi in cui il Gruppo è presente iniziative che prevedono il riutilizzo sistematico, sia interno sia attraverso la vendita, di attrezzature per la generazione obsolete o non utilizzate, ma con vita utile residua, o la valorizzazione, attraverso il riciclo, di materiali recuperati dalle attività di manutenzione sulla rete di distribuzione. Nello specifico, il progetto Equipment New Life Program, attivo globalmente per tutte le tecnologie di produzione, punta a dare nuova vita ai componenti presenti nei magazzini delle centrali, alle attrezzature delle centrali in dismissione e agli impianti oggetto di repowering. Nel 2023, il progetto ha portato un beneficio di circa 23 milioni di euro di valore economico di cui circa 13,8 milioni di euro considerati come costi evitati attraverso il riutilizzo interno di parti di ricambio e attrezzature in tutti gli impianti del perimetro globale e 9,2 milioni di euro derivanti da vendite.

Al fine di identificare punti di attenzione e relative priorità sul tema materiali, e per aggiornare, di conseguenza, il portfolio di progetti e iniziative, è stato costituito dal 2020 un gruppo di lavoro interno che vede la partecipazione di tutte le aree rilevanti del Gruppo. In particolare, le attività del gruppo di lavoro partono dall'analisi sistematica dei fabbisogni di materie prime relativamente agli asset di generazione, distribuzione, soluzioni per i clienti finali e asset digitali; vengono poi valutati impatti e rischi ambientali, sociali, economici e geopolitici, principalmente rispetto alle fasi di estrazione e produzione delle materie prime; si individuano quindi le aree di intervento prioritarie e viene sviluppato un piano di mitigazione, facendo leva su progetti di economia circolare che hanno l'obiettivo di ridurre il consumo di materie prime, in particolare quelle critiche.



(43) Le categorie "core" sono quelle strategiche per il business, tra cui turbine eoliche, inverter, smart meter, fotovoltaico, interruttori, quadri, cavi, trasformatori, colonnine di ricarica, illuminazione stradale, soluzioni smart per la casa, sistemi di accumulo.

CENTRALITÀ DELLE PERSONE

Gestione e valorizzazione delle persone di Enel

Al 31 dicembre 2023 i dipendenti sono pari a 61.055 persone (65.124 persone al 31 dicembre 2022). Nel 2023 si registra una diminuzione dell'organico del Gruppo di 4.069 persone, a seguito del saldo negativo tra le assunzioni e le cessazioni (201 risorse) sommato alle variazioni negative di perimetro (-3.868 risorse), sostanzialmente riferite:

- alla vendita della società Enel Generación Costanera SA in Argentina;
- alla vendita della società Central Dock Sud SA in Argentina;
- alla vendita delle società Usme ZE SAS e Fontibón ZE SAS in Colombia;
- alla vendita della società Avikiran Solar India Private Limited in India;
- alla vendita della società Enel Green Power Australia in Australia;
- alla vendita di tutte le società in Romania;
- alla vendita di Enel Green Power Hellas e di tutte le società in Grecia.

Nelle tabelle di seguito riportate si analizzano la consistenza dei dipendenti e la relativa variazione per genere, fascia d'età, inquadramento e area geografica. Inoltre, solo per consistenza dipendenti è esposta anche l'analisi per Linea di Business.

Consistenza dei dipendenti

		2023	2022	2023-2022	
Dipendenti per genere:	n.	**61.055**	**65.124**	**(4.069)**	**-6,2%**
- di cui uomini	n.	47.202	49.899	(2.697)	-5,4%
	%	77,3	76,6	0,7	0,9%
- di cui donne	n.	13.853	15.225	(1.372)	-9,0%
	%	22,7	23,4	-0,7	-3,0%
Dipendenti per fasce di età:	n.	**61.055**	**65.124**	**(4.069)**	**-6,2%**
- <30	n.	7.661	8.543	(882)	-10,3%
	%	12,5	13,1	-0,6	-4,6%
- 30-50	n.	35.111	36.795	(1.684)	-4,6%
	%	57,6	56,5	1,1	1,9%
- >50	n.	18.283	19.786	(1.503)	-7,6%
	%	29,9	30,4	-0,5	-1,6%
Dipendenti per inquadramento:	n.	**61.055**	**65.124**	**(4.069)**	**-6,2%**
- manager	%	2,1	2,1	-	-
- middle manager	%	20,3	19,4	0,9	4,6%
- white collar	%	51,3	53,2	-1,9	-3,6%
- blue collar	%	26,3	25,3	1,0	4,0%
Dipendenti per area geografica:	n.	**61.055**	**65.124**	**(4.069)**	**-6,2%**
- Italia	n.	31.470	31.664	(194)	-0,6%
	%	51,5	48,6	2,9	6,0%
- Iberia	n.	9.504	9.643	(139)	-1,4%
	%	15,6	14,8	0,8	5,4%
- Resto del Mondo	n.	20.081	17.361	110	0,6%
	%	28,6	26,7	1,9	7,1%
- America Latina	n.	17.471	17.361	110	0,6%
	%	28,6	26,7	1,9	7,1%
- Europa	n.	139	3.532	(3.393)	-96,1%
	%	0,2	5,4	-5,2	-96,3%
- Nord America	n.	1.747	2.100	(353)	-16,8%
	%	2,9	3,2	-0,3	-9,4%
- Africa, Asia e Oceania	n.	724	824	(100)	-12,1%
	%	1,2	1,3	-0,1	-7,7%

Consistenza dei dipendenti per Linea di Business

N.

	al 31.12.2023	al 31.12.2022	Percentuale sul totale delle continuing operation al 31.12.2023	Percentuale sul totale delle continuing operation al 31.12.2022
Generazione Termoelettrica e Trading	5.725	6.447	9,3%	10,4%
Enel Green Power	8.891	9.397	14,6%	15,2%
Enel Grids	30.946	30.262	50,7%	49,0%
Mercati finali	8.926	8.293	14,6%	13,5%
Holding e Servizi	6.567	7.325	10,8%	11,9%
Totale continuing operation	**61.055**	**61.724**	**100,0%**	**100,0%**
Totale discontinued operation	**-**	**3.400**		
TOTALE	**61.055**	**65.124**		

Variazione della consistenza dei dipendenti

Consistenza al 31 dicembre 2022	**65.124**
Assunzioni	3.837
Cessazioni	(4.038)
Variazioni di perimetro	(3.868)
Consistenza al 31 dicembre 2023	**61.055**

Analisi della variazione della consistenza

		2023	2022	2023-2022	
Tasso di ingresso	%	**6,3**	**9,8**	**-3,5**	**-35,7%**
Persone in entrata per genere:	n.	**3.837**	**6.412**	**(2.575)**	**-40,2%**
- di cui uomini	n.	3.153	4.356	(1.203)	-27,6%
	%	82,2	67,9	14,3	21,1%
- di cui donne	n.	684	2.056	(1.372)	-66,7%
	%	17,8	32,1	-14,3	-44,5%
Persone in entrata per fasce d'età:	n.	**3.837**	**6.412**	**(2.575)**	**-40,2%**
- <30	n.	1.627	3.359	(1.732)	-51,6%
	%	42,4	52,4	-10,0	-19,1%
- 30-50	n.	2.054	2.905	(851)	-29,3%
	%	53,5	45,3	8,2	18,1%
- >50	n.	156	148	8	5,4%
	%	4,1	2,3	1,8	78,3%
Persone in entrata per area geografica:	n.	**3.837**	**6.412**	**(2.575)**	**-40,2%**
- Italia	n.	1.036	2.866	(1.830)	-63,9%
	%	27,0	44,7	-17,7	-39,6%
- Iberia	n.	395	741	(346)	-46,7%
	%	10,3	11,6	-1,3	-11,2%
- Resto del Mondo	n.	2.406	2.805	(399)	-14,2%
	%	62,7	43,7	19,0	43,5%
- America Latina	n.	1.921	1.542	379	24,6%
	%	50,1	24,0	26,1	-
- Europa	n.	104	443	(339)	-76,5%
	%	2,7	6,9	-4,2	-60,9%
- Nord America	n.	253	614	(361)	-58,8%
	%	6,6	9,6	-3,0	-31,3%
- Africa, Asia e Oceania	n.	128	206	(78)	-37,9%
	%	3,3	3,2	0,1	3,1%
Tasso di turnover	%	**6,6**	**6,8**	**-0,2**	**-2,9%**

		2023	2022	2023-2022	
Cessazioni per genere:	n.	**4.038**	**4.414**	**(376)**	**-8,5%**
- di cui uomini	n.	3.093	3.391	(298)	-8,8%
	%	76,6	76,8	-0,2	-0,3%
- di cui donne	n.	945	1.023	(78)	-7,6%
	%	23,4	23,2	0,2	0,9%
Cessazioni per fasce d'età:	n.	**4.038**	**4.414**	**(376)**	**-8,5%**
- <30	n.	497	655	(158)	-24,1%
	%	12,3	14,8	-2,5	-16,9%
- 30-50	n.	1.804	1.759	45	2,6%
	%	44,7	39,9	4,8	12,0%
- >50	n.	1.737	2.000	(263)	-13,2%
	%	43,0	45,3	-2,3	-5,1%
Cessazioni per area geografica:	n.	**4.038**	**4.414**	**(376)**	**-8,5%**
- Italia	n.	1.230	1.224	6	0,5%
	%	30,5	27,7	2,8	10,1%
- Iberia	n.	534	578	(44)	-7,6%
	%	13,2	13,1	0,1	0,8%
- Resto del Mondo	n.	2.724	2.612	(338)	-12,9%
	%	56,3	59,2	-2,9	-4,9%
- America Latina	n.	1.348	1.534	(186)	-12,1%
	%	33,4	34,8	-1,4	-4,0%
- Europa	n.	174	454	(280)	-61,7%
	%	4,3	10,3	-6,0	-58,3%
- Nord America	n.	606	428	178	41,6%
	%	15,0	9,7	5,3	54,6%
- Africa, Asia e Oceania	n.	146	196	(50)	-25,5%
	%	3,6	4,4	-0,8	-18,2%

Formazione e sviluppo

L'evoluzione veloce e continua del business e il supporto alla strategia aziendale in un contesto mondiale in rapido cambiamento determinano la necessità di nuovi profili tecnici e professionali. Per questo motivo acquisiscono importanza sempre più rilevante la formazione continua delle persone e le strategie di upskilling (percorsi formativi e di empowerment finalizzati al miglioramento dello svolgimento del proprio ruolo) e reskilling (apprendimento di abilità e competenze per ruoli differenti da quelli precedenti). A sostegno delle strategie aziendali, nel 2023 sono state erogate complessivamente circa 3,1 milioni di ore di formazione, pari a circa 48 ore medie *pro capite*, oltre il target previsto (45,5 ore medie *pro capite*); di queste, il 44,8% è stato dedicato all'up/reskilling, dato in crescita rispetto all'anno precedente (42% nel 2022). Il costo complessivo della formazione ammonta a circa 27 milioni di euro nel 2023.

Ciò è stato possibile grazie al potenziamento digitale e alla piattaforma E-Ducation, che ha garantito l'accessibilità diffusa, anche da remote working, a contenuti formativi su comportamenti, aspetti tecnici, sicurezza e nuove competenze anche in collaborazione con partner universitari e accademici.

Formazione media per dipendente

		2023	2022	2023-2022	
Numero medio di ore di training	h/*pro capite*	**48,1**	**47,4**	**0,7**	**1,5%**
Numero medio di ore di formazione per inquadramento:					
- manager	h/*pro capite*	34,0	44,1	(10,1)	-22,9%
- middle manager	h/*pro capite*	42,9	47,4	(4,5)	-9,5%
- white collar	h/*pro capite*	40,3	43,0	(2,7)	-6,3%
- blue collar	h/*pro capite*	69,3	57,1	12,2	21,4%
Numero medio di ore di formazione per genere:					
- uomini	h/*pro capite*	50,7	48,3	2,4	5,0%
- donne	h/*pro capite*	39,7	44,3	(4,6)	-10,4%

Per quanto riguarda le azioni di sviluppo e valutazione delle persone Enel, nel 2023 è proseguito l'utilizzo dello strumento Open Feedback Evaluation (OFE), che in maniera continuativa e a 360° permette di raccogliere i feedback da tutti i colleghi, generando un dialogo costante tra le persone. Il processo è semestrale e valuta la "Generosità", attitudine a entrare in relazione con gli altri, e l'"Azione", la capacità di conseguire gli obiettivi professionali, valutata dai responsabili.

Sempre in ottica di sviluppo e valorizzazione delle persone, nel corso del 2023 è aumentato l'utilizzo di strumenti di accompagnamento, come il Job Shadowing, il Mentoring e il Coaching.
Nel corso del 2023 il processo annuale di gestione dei Piani di Successione delle posizioni manageriali ha visto un trend positivo della percentuale di donne successor (47,2%). Quello del gender, insieme ad altri criteri di selezione confermati per l'identificazione dei successori, tiene conto degli impegni presi dal Gruppo Enel riguardo i temi della Diversity e dell'inclusione, valorizzando ulteriormente tali profili.
Il processo relativo ai Piani di Successione è stato esteso anche a ruoli chiave non manageriali coinvolgendo nuovi position holder (responsabili di posizioni organizzative); tale ampliamento ha consentito l'individuazione di nuovi successor sia ready sia in pipeline (con attenzione alle tematiche di genere) ai quali è stato dedicato un programma di sviluppo e formazione *ad hoc*.

Ascolto e miglioramento del benessere

Nel 2023 l'attività di ascolto è stata realizzata attraverso la prima Global Inclusive Survey che ha esplorato a tutti i livelli organizzativi la percezione generale di inclusione delle persone nel contesto lavorativo. Sul tema ha risposto il 48% delle persone eleggibili (oltre 61.000). I risultati della survey evidenziano un buon livello di inclusione generale percepita delle persone: la media delle valutazioni dei rispondenti su questo aspetto è pari a 4,5 su 6 e l'87% delle persone ha espresso una valutazione positiva e molto positiva.
Dal 2021 Enel ha definito un modello globale di Wellbeing in modalità co-creation che poggia su otto pilastri: il benessere psicologico, fisico, sociale, economico, etico, culturale, il senso di protezione e la work-life harmony. A seguito dell'analisi dei risultati della survey Wellbeing & Motivation, lanciata nel 2022 con l'obiettivo di capire l'evoluzione del benessere organizzativo e di affinare le iniziative volte a migliorarlo, sono stati realizzati incontri di condivisione dei risultati attraverso webinar coordinati dal management dei vari Paesi e a livello globale sono stati sviluppati nel 2023 progetti volti a incrementare il livello di benessere delle persone, dei team e dei manager nell'organizzazione. L'indice di benessere generale rilevato dalla survey nel 2022 era pari al 60% a livello globale. Tale indice misura la percentuale dei rispondenti abbastanza o molto soddisfatti del proprio benessere generale (vita personale e lavorativa).

Il 2023 è stato il primo anno di pieno funzionamento del Programma di Benessere Globale che ha l'obiettivo di aumentare la consapevolezza di tutte le persone sul proprio livello di benessere ingaggiandole attraverso test di autovalutazione, webinar, newsletter e altre attività dedicate. Al programma è associato un meccanismo di rewarding che premia semestralmente i comportamenti virtuosi dei colleghi che partecipano regolarmente al programma. Nel corso del 2023 oltre 26.000 dipendenti (il 43% delle persone Enel) hanno partecipato attivamente mentre sono oltre 4.000 le premialità assegnate a livello globale alle persone che hanno fruito di tutti i contenuti del programma.
Attraverso il progetto pilota "Wellbeing leaders, Happy teams" è stata testata una nuova modalità di intervento per il supporto di team a ridotto benessere percepito (criterio di selezione: Wellbeing Index). In aggiunta, attraverso l'ascolto dei responsabili dei team caratterizzati da benessere percepito molto elevato, il progetto ha permesso di

identificare le caratteristiche distintive e i comportamenti virtuosi da diffondere in azienda per rinforzare la leadership orientata al benessere.
Per facilitare la diffusione della cultura del benessere e intercettare situazioni da migliorare sono stati identificati e formati i primi ambasciatori del benessere, promotori dei comportamenti abilitanti, figure di ascolto e orientamento per le persone che ne fanno richiesta, nei principali Paesi del Gruppo.

A livello locale sono altresì attivi servizi e iniziative che consentono di prendersi cura del benessere psicofisico personale e familiare. In particolare, sono attivi servizi di supporto psicologico in forma gratuita o agevolata per più del 98% delle persone in Enel, mentre per oltre il 90% servizi per la cura del benessere fisico. A livello globale è inoltre attivo il progetto CreW - Enel Cycle, Run & Walk Challenge, che promuove il benessere fisico associato alla mobilità sostenibile coinvolgendo nel 2023 oltre 3.500 partecipanti Enel.

Leve di inclusione in Enel

In Enel l'attenzione all'unicità e alla cura delle persone è un elemento chiave per generare benessere e motivazione ed è leva per la creatività, l'innovazione e il raggiungimento di risultati di valore per le persone e l'intera organizzazione. L'approccio alla diversità e all'inclusione si fonda sui princípi di non discriminazione, pari opportunità, dignità e inclusione di ogni persona al di là di ogni forma di diversità, equilibrio tra vita privata e lavoro, e si sostanzia in un organico set di azioni che promuovono la cura e l'espressione dell'unicità di ciascuno, una cultura organizzativa inclusiva e priva di pregiudizi, e un coerente mix di competenze, qualità ed esperienze che creano valore per le persone e il business, impegnato in un percorso di transizione verso un'economia decarbonizzata riconosciuto a livello globale come un volano per indirizzare varie forme di diversità di accesso al mondo del lavoro.

Tale approccio è stato sancito nello Statuto della Persona, il protocollo d'intesa firmato il 29 marzo 2022 da Enel che sottolinea l'importanza della cura del benessere e dell'integrità della persona in un ambiente in cui benessere, produttività, apprendimento continuo e sicurezza possano rafforzarsi a vicenda, concorrendo alla più piena realizzazione della persona e al raggiungimento dei risultati.
I princípi espressi nello Statuto della Persona, con particolare riferimento alla partecipazione, al benessere, all'inclusione e alla sicurezza di ogni lavoratore, hanno ispirato il rinnovo nel 2023 del Global Framework Agreement (GFA) – già siglato nel 2013 con le federazioni italiane di settore e le federazioni globali IndustriALL e Public Services International.
Le attività di relazioni industriali a livello di Gruppo vengono svolte secondo il modello previsto nel GFA riconosciuto come una best practice di riferimento per le multinazionali europee ed extraeuropee. L'accordo è fondato su princípi internazionali in materia di diritti umani e imprese e si ispira ai migliori e più avanzati sistemi di relazioni industriali transnazionali dei gruppi multinazionali e delle istituzioni di riferimento a livello internazionale.

Le tappe che portano a oggi nascono nel 2013 con la pubblicazione della Policy sui Diritti Umani (aggiornata nel 2021), seguita nel 2015 dall'adesione di Enel ai sette princípi del WEP (Women's Empowerment Principles) promossi da UN Global Compact e UN Women, e dalla contemporanea pubblicazione della Policy interna Diversità e Inclusione, che esplicita i princípi di non discriminazione, pari opportunità, dignità, equilibrio tra vita privata e lavoro e inclusione di ogni persona, al di là di ogni forma di diversità. Nel 2019 la Workplace Harassment Policy[44] introduce i temi del rispetto, dell'integrità e della dignità individuale sul luogo di lavoro nella prevenzione di ogni tipo di molestia; questi princípi sono stati condivisi nel 2020 nello Statement contro le molestie sul luogo di lavoro[45]; inoltre è stata creata sulla intranet di Enel la sezione Accessibilità Digitale per assicurare pari opportunità di accesso alle informazioni e ai sistemi digitali.

Negli ultimi anni, un'intensa attività di sensibilizzazione ha permesso di diffondere e rafforzare la cultura dell'inclusione a ogni livello e contesto organizzativo, attraverso campagne di comunicazione ed eventi globali e locali. Tra le iniziative più rilevanti del 2023 si segnala la crescita degli Employee Resources Groups locali, importanti network e/o community che all'interno del Gruppo alimentano conversazioni sui diversi temi legati all'inclusione e alla diversità e offrono spazi di condivisione di temi come empowerment femminile, genitorialità, caregiving, disabilità, intergenerazionalità, interculturalità, comunità LGBTQ+. È continuata l'erogazione in tutto il Gruppo dei percorsi formativi Oltre i bias, grazie ai quali è possibile identificare i principali pregiudizi che si possono incontrare nel contesto lavorativo in chiave ironica e surreale, suggerendo come prevenirli e offrendo interessanti spunti di riflessione, e Molestie sul luogo di lavoro, che

(44) La Workplace Harassment Policy è un documento aziendale interno.
(45) https://www.enel.com/content/dam/enel-com/documenti/investitori/sostenibilita/enel-statement-against-harassment.pdf.

descrive alcune forme di molestie e discriminazioni legate a età, disabilità, LGBTQ+ e orientamento sessuale. Per diffondere i princípi della progettazione inclusiva è stata, inoltre, offerta a livello globale l'attività formativa "Accessibility and Design for all Awareness", metodologia progettuale che ha per obiettivo fondamentale l'ideazione e la realizzazione di spazi, prodotti e servizi che siano di per sé accessibili a tutti. Il corso ha lo scopo di sensibilizzare e allenare le persone verso una cultura sempre più inclusiva, diffondendo la consapevolezza dei princípi applicativi del Design for All.
Diffondere la cultura dell'inclusione in Enel significa anche misurazione e target setting. Un approccio che si sostanzia in un organico piano di azioni misurate attraverso un ampio set di KPI oggetto di impegni approvati dagli organi societari. Tra questi, bilanciare la percentuale di donne nei processi di selezione, far crescere la rappresentanza di donne manager e middle manager e nei piani di successione manageriale, aumentare il numero di studentesse coinvolte in iniziative di sensibilizzazione STEM (Scienze, Tecnologia, Ingegneria, Matematica), promuovere progetti per l'inclusione dei colleghi con disabilità in tutte le fasi dell'employee journey, promuovere la diffusione di una cultura bias free e iniziative attente alle diversità interculturali.

In particolare, in termini di gender equality, la strategia aziendale si articola su diverse linee d'azione. Da una parte si sta rafforzando la presenza delle donne nei processi di selezione, con un trend positivo anche per il 2023 (52%) a conferma dell'impegno del Gruppo rispetto al raggiungimento di questo obiettivo. Dall'altra, in termini di presenza di donne in posizioni manageriali, si osserva che il numero e l'incidenza delle donne manager presentano un trend in continua crescita, con un incremento della percentuale dell'1,3% nel 2023 (dal 24,9% del 2022 al 26,2% del 2023). Cresce anche la percentuale di donne middle manager (dal 32,6% del 2022 al 33,1% del 2023). Continuano le azioni di valorizzazione delle donne, non solo nei ruoli apicali, i cui effetti saranno pienamente apprezzabili nel medio-lungo periodo, considerando anche la dinamica generazionale. Tra le azioni messe in campo a livello globale, la conferma, nel Piano di Long-Term Incentive, dell'obiettivo di performance, con un peso anche per il Piano 2023 pari al 10% del totale, rappresentato dalla "percentuale di donne nei piani di successione del top management a fine 2025", con lo scopo di rafforzare e dare continuità a una politica di predisposizione di una platea idonea alle nomine manageriali del prossimo futuro.

Cresce negli anni l'impegno volto alla promozione della presenza femminile nei percorsi di studio e professionali in area STEM in collaborazione con scuole, università e istituzioni, per superare gli stereotipi di genere e diffondere l'importanza della cultura tecnico-scientifica sempre più integrata con la dimensione umanistica. Queste iniziative di consapevolezza e orientamento al mondo STEM hanno coinvolto nel 2023 oltre 7.800 studentesse delle scuole superiori e negli ultimi sette anni oltre 37.000 studentesse[46].

Sul tema della disabilità Enel mette a disposizione strumenti, servizi, metodi di lavoro e iniziative per creare un contesto lavorativo e relazionale inclusivo che permetta lo svolgimento in piena autonomia delle attività lavorative, indipendentemente da qualsiasi disabilità. A livello globale sono presenti oltre 2.000 colleghi con disabilità. Il tema è particolarmente rilevante per l'Italia (oltre 1.500 colleghi con disabilità, oltre il 73% del Gruppo).

A partire dal 2019, a seguito dell'adesione di Enel all'iniziativa globale Valuable 500, le iniziative dedicate in materia di disabilità sono confluite nel progetto Value for Disability finalizzato a cogliere il potenziale di business e a promuovere l'inclusione di colleghi e clienti con disabilità attraverso l'ideazione di specifici piani di azione globali e locali. Il progetto ha prodotto un diffuso commitment sul tema e fatto nascere iniziative in tutti i Paesi con impatto sull'inclusione delle persone con disabilità relativamente ai diversi aspetti della loro experience nell'organizzazione e sul cambiamento culturale.
Tutti i Paesi con almeno una persona con disabilità hanno un focal point di riferimento per rispondere alle esigenze specifiche e ideare iniziative dedicate, come previsto dalla Policy Diversità e Inclusione.

Molti Paesi hanno inoltre organizzato iniziative per valorizzare la dimensione interculturale, l'intergenerazionalità e la dimensione LGBTQ+.
Infine, per promuovere il valore della genitorialità e la cura di tutte le persone nelle situazioni di vita che impattano sul lavoro prosegue il Parental Program a supporto dell'esperienza parentale e l'estensione nei diversi Paesi del progetto MaCro@Work Caring Program per i colleghi con malattie croniche e vulnerabilità.

La tabella di seguito mostra l'impegno di Enel sulla diversità e inclusione, esponendo l'incidenza del personale con disabilità, il numero delle donne manager e middle manager e il rapporto della retribuzione media base delle donne rispetto agli uomini.

(46) Dal 2022 il dato include iniziative che coinvolgono solo istituti primari e secondari.

Diversità e inclusione

		2023	2022	2023-2022	
Incidenza del personale disabile o appartenente a categorie protette	%	**3,4**	**3,3**	**0,1**	**3,0%**
Donne manager e middle manager	n.	**4.447**	**4.463**	**(16)**	**-0,4%**
Percentuale di donne manager e middle manager	%	32,5	31,8	0,7	2,2%
Percentuale di donne nei piani di successione manageriale	%	47,2	46,1	1,1	2,4%
Percentuale di donne nei piani di successione dei top manager	%	50,4	49,6	0,8	1,6%
Rapporto tra stipendio base e retribuzione					
Rapporto stipendio base donne/uomini:					
- manager	%	84,5	83,9	0,6	0,7%
- middle manager	%	93,9	92,8	1,1	1,2%
- white collar	%	92,1	88,8	3,3	3,7%
- blue collar	%	101,4	125,0	-23,6	-18,9%
Rapporto retribuzione base donne/uomini:					
- manager	%	81,4	80,7	0,7	0,9%
- middle manager	%	92,8	91,9	0,9	1,0%
- white collar	%	92,5	89,3	3,2	3,6%
- blue collar	%	102,1	125,4	-23,3	-18,6%

VCchain
HIG

Salute e sicurezza sul lavoro

In Enel la salute, la sicurezza e l'integrità psicofisica delle persone vengono considerate il bene più prezioso da tutelare in ogni momento della vita, al lavoro come a casa e nel tempo libero. Per questo, ci impegniamo a definire processi e a creare spazi di lavoro sempre più salutari e sicuri, sia per i dipendenti sia per chiunque collabori con Enel, promuovendo percorsi formativi dedicati.

Per rendere questo impegno chiaro ed evidente a tutti i dipendenti del Gruppo nonché agli stakeholder esterni, Enel ha elaborato e diffuso una Politica sulla Salute e Sicurezza, che descrive i princípi guida, gli obiettivi strategici, l'approccio e le direttrici e priorità di azione per il continuo miglioramento delle prestazioni in materia di salute e sicurezza. Sono inoltre riportati gli ambiti di azione su cui Enel è impegnata per il raggiungimento dei target prefissati: al primo posto troviamo le persone, intese sia come lavoratori interni sia come imprese appaltatrici che collaborano con il Gruppo, e poi anche i processi e le tecnologie innovative a supporto della prevenzione degli infortuni.

In coerenza con i valori declinati e assunti con la Politica sopra citata, è stata inoltre pubblicata la Stop Work Policy, un documento che ha l'obiettivo di responsabilizzare dipendenti Enel e imprese appaltatrici nella gestione di potenziali situazioni a rischio in materia di salute, sicurezza e ambiente. Tutti i lavoratori hanno infatti la possibilità di fermare qualsiasi attività ritenuta rischiosa per la salute, per la sicurezza e la salvaguardia dell'ambiente, seguendo l'approccio "no blaming"[47].

Inoltre, Enel promuove, implementa e mantiene in continuo aggiornamento i Sistemi di Gestione per la Salute e Sicurezza dei Lavoratori, in conformità con le Policy interne sopra citate nonché con lo standard internazionale ISO 45001. È il Sistema di Gestione di Enel SpA a fornire un indirizzo e un approccio omogeneo a tutte le società del Gruppo; le Linee di Business e i Paesi hanno poi il compito di declinarlo a livello locale in funzione delle specificità regolatorie nonché di business e di verificarne la corretta attuazione in campo.

(47) Principio per cui nessuna colpa o responsabilità è attribuita a un dipendente o appaltatore che segnali una situazione a rischio.

		2023	2022	2023-2022	
Numero di ore lavorate	milioni di ore	**385,898**	**427,847**	**(41,949)**	**-9,8%**
Enel	milioni di ore	120,546	123,624	(3,078)	-2,5%
Imprese appaltatrici	milioni di ore	265,352	304,223	(38,871)	-12,8%
Numero di infortuni totali (TRI)[1]	n.	**726**	**962**	**(236)**	**-24,5%**
Enel	n.	176	153	23	15,0%
Imprese appaltatrici	n.	550	809	(259)	-32,0%
Indice di frequenza infortuni (TRI FR)[2]	i	**1,88**	**2,25**	**(0,37)**	**-16,4%**
Enel	i	1,46	1,24	0,22	17,7%
Imprese appaltatrici	i	2,07	2,66	(0,59)	-22,2%
Numero di infortuni mortali (FAT)	n.	**11**	**6**	**5**	**83,3%**
Enel	n.	3	1	2	-
Imprese appaltatrici	n.	8	5	3	60,0%
Indice di frequenza infortuni mortali (FAT FR)	i	**0,029**	**0,014**	**0,015**	**-**
Enel	i	0,025	0,008	0,017	-
Imprese appaltatrici	i	0,030	0,016	0,014	87,5%
Numero di infortuni "Life Changing Accidents" (LCA)[3]	n.	**1**	**2**	**(1)**	**-50,0%**
Enel	n.	-	-	-	-
Imprese appaltatrici	n.	1	2	(1)	-50,0%
Indice di frequenza infortuni "Life Changing Accidents" (LCA)	i	**0,003**	**0,005**	**(0,002)**	**-40,0%**
Enel	i	-	-	-	-
Imprese appaltatrici	i	0,004	0,007	(0,003)	-42,9%
Indice di frequenza infortuni con giorni persi (ACC>3 FR)[4]	i	**0,50**	**0,36**	**0,14**	**38,9%**
Enel	i	0,59	0,48	0,11	22,9%
Imprese appaltatrici	i	0,46	0,31	0,15	48,4%
Indice di frequenza infortuni con giorni persi (LTI FR)[5]	i	**0,61**	**0,50**	**0,11**	**22,0%**
Enel	i	0,72	0,56	0,16	28,6%
Imprese appaltatrici	i	0,56	0,48	0,08	16,7%
Indice di frequenza degli High Potential Accidents (HiPo FR)[6]	i	**0,070**	**0,072**	**(0,002)**	**-2,8%**
Enel	i	0,050	0,057	(0,007)	-12,3%
Imprese appaltatrici	i	0,079	0,079	-	-

(1) Total Recordable Injury (TRI): comprendono tutti gli eventi infortunistici che hanno provocato lesioni, sono comprensivi degli infortuni che hanno comportato giorni di assenza dal lavoro LTI e dei First Aid (medicazioni) ovvero gli infortuni che non hanno richiesto giorni di assenza dal lavoro.
(2) Il Total Recordable Injury Frequency Rate (TRI FR), così come tutti i Frequency Rate dei diversi tipi di eventi, è calcolato rapportando il numero degli eventi alle ore lavorate espresse in milioni.
(3) Life Changing Accidents (LCA): sono gli infortuni che hanno provocato conseguenze sulla salute tali da cambiare per sempre la vita di una persona (per esempio amputazioni di arti, paralisi, ustioni estese e visibili ecc.). Si segnala che dal ciclo di reporting 2021 l'indicatore Life Changing Accident ha sostituito l'indicatore sugli High Consequence Injury in seguito a un lavoro di standardizzazione dell'informativa di sicurezza aziendale; pertanto, i valori 2020 e 2019 sono stati ricalcolati con la nuova metodologia.
(4) Sono gli infortuni che hanno provocato più di tre giorni di assenza complessiva dal lavoro.
(5) Lost Time Injury Frequency Rate (LTI FR): sono gli infortuni che hanno provocato almeno un giorno di assenza dal lavoro.
(6) High Potential Accidents Frequency Rate (HiPo FR): sono gli infortuni che per dinamica, hanno la potenzialità di causare un evento Life Changing o Fatale.

Rispetto al 2022, il numero di eventi infortunistici con lesioni, compresi quelli di primo soccorso (TRI), è diminuito del 24,5% (726 nel 2023 rispetto a 962 nel 2022), soprattutto per effetto della riduzione degli eventi infortunistici che non hanno richiesto giorni di assenza dal lavoro. La riduzione è dovuta principalmente alle imprese appaltatrici (-32%) anche se c'è stato un lieve aumento degli eventi che hanno coinvolto il personale Enel (+15%). Il relativo indice di frequenza (TRI FR) segue la stessa tendenza con una diminuzione del 16,4% (1,88 nel 2023 rispetto a 2,25 nel 2022), attestandosi nel suo complesso a circa 2 eventi infortunistici ogni milione di ore lavorate. In merito alle ore lavorate si evidenzia una riduzione consistente nel corso del 2023 rispetto all'anno precedente (circa -10%), legata principalmente alla cessione di alcuni perimetri organizzativi, come per esempio Enel Goiás in Brasile a fine 2022. Per quanto riguarda invece l'indice di frequenza infortuni con giorni persi (LTI FR), si registra un aumento del 22% rispetto allo scorso anno (0,61 nel 2023 rispetto a 0,50 nel 2022) sia sul personale Enel sia su imprese appaltatrici.

Questo aumento è dovuto principalmente all'incremento di infortuni minori cui sono associati impatti soltanto minimali sulla sicurezza dei lavoratori. Infatti la somma degli infortuni più gravi, cioè quelli a più alto impatto sia effettivo sia po-

tenziale, ovvero gli infortuni Fatali, i Life Changing (che producono conseguenze permanenti sulla vita dell'infortunato) e i cosiddetti High Potential (che differiscono dalle tipologia precedenti solo per le conseguenze che hanno sul lavoratore ma non per la dinamica dell'evento), è rimasta costante rispetto al 2022 (39 eventi) e risulta minore del 25% rispetto alla media dei tre anni precedenti. Si segnala tuttavia una diversa distribuzione degli infortuni tra le varie tipologie, in quanto sono aumentati i fatali (11 nel 2023 a fronte dei 6 nel 2022) e sono diminuiti i Life Changing (1 nel 2023 e 2 nel 2022) e gli High Potential (27 nel 2023 e 31 nel 2022).
Degli 11 infortuni fatali del 2023, 9 sono associati a rischio elettrico e 2 a rischio meccanico. Tre infortuni fatali hanno coinvolto personale Enel (2 dipendenti di Enel Grids in Romania e 1 dipendente di Enel Grids in Argentina) e 8 personale degli appaltatori (3 in Brasile, 2 in Italia e 1 in Spagna che lavoravano per Enel Grids; 1 in Brasile che lavorava per Enel Green Power Brasile; 1 in Brasile che lavorava per Enel Servizi).

Per quanto riguarda le attività svolte nel corso del 2023, è stata aggiornata la Policy n. 106 che a livello di Gruppo fornisce le linee guida di comunicazione, analisi e classificazione degli eventi infortunistici, al fine di rafforzare il processo di segnalazione di near miss e safety observation[48], aumentare l'attenzione sugli eventi HiPo e risalire, in modo più efficace, alle cause d'origine di ogni evento per garantire maggiore efficacia dei piani di azione e un miglioramento delle performance in materia di salute e sicurezza.
Anche il processo di ispezioni, funzionale alla verifica dei comportamenti e del rispetto delle procedure e dei metodi di lavoro in campo, è stato rivisto al fine di renderlo più efficace. In particolare, è stato implementato un approccio "data-driven'" basato su tool informatici e dashboard analitiche che consente, sulla base delle evidenze emerse dal sistema di monitoraggio e controllo, la valutazione delle performance delle unità organizzative e dei fornitori, l'individuazione delle aree a maggiore rischio di infortuni Fatali e Life Changing e le successive modalità di gestione.
Proprio sulle aree a maggiore rischio sono stati quindi realizzati 101 Extra Checking on Site (EcoS) nel corso del 2023, ovvero assessment interni su sicurezza e ambiente che hanno lo scopo di valutare l'adeguatezza dell'organizzazione e dei processi in una specifica area operativa del Gruppo, individuare eventuali criticità e definire azioni correttive. Tali controlli sono effettuati da personale esperto HSEQ, esterno alle unità operative oggetto di verifica, affiancato da profili tecnici specifici del business.

Un altro elemento di grande attenzione per tutto il Gruppo Enel è la tutela della salute, valore fondamentale per la cura e lo sviluppo delle persone, non solo sul lavoro ma anche nella vita quotidiana. Per questo il Gruppo Enel ha adottato un sistema strutturato di gestione della salute, basato su misure di prevenzione e protezione, e si è impegnato a sviluppare una cultura aziendale orientata alla promozione della salute psicofisica e del benessere organizzativo e all'equilibrio tra vita personale e professionale. A tal fine è stata aggiornata a luglio 2023 la Policy n. 179 "Health and Wellbeing".

L'obiettivo di tutelare la sicurezza sul lavoro e l'integrità psicofisica di tutte le persone del Gruppo Enel è il driver principale delle attività di formazione, sensibilizzazione e informazione. Per favorire l'accrescimento delle competenze tecniche e della cultura della sicurezza, supportando i processi di cambiamento, e rispondendo in modo tempestivo alle necessità che emergono dal business, nel Gruppo è presente uno strutturato processo di gestione della formazione che mira a trasformare le conoscenze in competenze e quindi in comportamenti. Complessivamente nel 2023 sono state erogate 1.452 ore di formazione al personale Enel sui temi di salute e sicurezza sul lavoro.

Verso le imprese appaltatrici l'approccio del Gruppo Enel è quello di considerarle come partner con i quali condividere i princípi cardine della sicurezza sul lavoro e protezione dell'ambiente. Pertanto, la sicurezza è integrata nei processi di appalto e le performance delle imprese sono monitorate sia in fase preventiva, tramite il sistema di qualificazione, sia in fase di esecuzione del contratto, attraverso numerosi processi di controllo e strumenti come gli HSE Terms, il Supplier Performance Management, i Contractor Assessment (CA) e gli Evaluation Group[49]. In particolare, il sistema di qualificazione dei fornitori prevede una valutazione specifica dei temi H&S in funzione del livello di rischio H&S delle attività associate ai diversi gruppi merceologici. Per quanto riguarda invece i controlli di sicurezza sul lavoro e ambiente sulle imprese appaltatrici, nel corso del 2023 è proseguita l'esecuzione dei CA svolti nelle sedi delle imprese terze e presso i cantieri o anche da remoto qualora la visita in campo non sia stata possibile. In particolare, sono stati effettuati 1.215 CA distribuiti su tutte le Linee di Business e i Paesi di presenza di Enel.

Enel, inoltre, riconosce nell'innovazione tecnologica un valido strumento per migliorare i processi in ambito salute e sicurezza. I criteri con cui vengono definite le priorità di svilup-

(48) Un comportamento/situazione non sicura adottata da Enel o dal personale degli appaltatori o una situazione non sicura/rischiosa, cui il personale Enel o quello degli appaltatori potrebbe essere esposto, che non ha dato luogo a un incidente, ma che potrebbe causarlo.
(49) HSE Terms, documento che definisce gli obblighi che gli appaltatori devono rispettare, e far rispettare anche ai propri subappaltatori, in materia di salute, sicurezza e ambiente; Supplier Performance Management, processo di controllo delle performance safety delle imprese; Contractor Assessment, analisi eseguite sulle imprese appaltatrici in fase di qualifica oppure nei casi in cui emergano criticità o basso punteggio nella valutazione degli indicatori safety durante le attività contrattualizzate; Evaluation Group, incontri periodici multidisciplinari, distribuiti in tutte le Linee di Business Globali e le geografie che consentono di valutare le performance di sicurezza dei fornitori e di definire azioni mirate e piani di accompagnamento e supporto personalizzati per singola impresa.

po dei progetti innovativi si basano su una logica di "gestione del rischio", puntando *in primis* a eliminare e/o a ridurre la probabilità di accadimento di un evento a seconda della fattibilità. Un esempio è il progetto di Remote Trimming, sviluppato in ambito Enel Grids, che consiste nell'impiego di un robot per la potatura della vegetazione in prossimità delle reti elettriche, consentendo agli operatori di interagire con il dispositivo a distanza, rimanendo al di fuori delle aree più pericolose e azzerando di fatto i rischi.

Relazioni responsabili con le comunità

L'ascolto delle comunità nei territori in cui Enel opera e la promozione di uno sviluppo economico e sociale inclusivo per garantire una transizione energetica il più possibile equa rappresentano un pilastro fondamentale della strategia di Enel tanto nella gestione quotidiana delle attività di business quanto nella progettazione di nuove infrastrutture. Instaurare relazioni solide e durature nel tempo con le comunità locali è infatti fondamentale per poter garantire l'implementazione di un business sostenibile, aumentandone al contempo la competitività e l'inclusività.

Consapevoli che le attività del Gruppo possono avere un'influenza diretta e indiretta sulle comunità in cui opera, Enel ha adottato un modello di business sostenibile lungo l'intera catena del valore, integrando criteri di sostenibilità sociale oltre che ambientale nei vari processi e sin dalle prime fasi di sviluppo. Questo modello è in linea con i principali standard internazionali di riferimento (quali i princípi guida delle Nazioni Unite su imprese e diritti umani e le linee guida OCSE per le imprese multinazionali), che sottendono l'impegno di Enel in materia di diritti umani nelle pratiche di business.

Il modello di business sostenibile del Gruppo si basa su analisi attente dei contesti in cui operiamo, e grazie a iniziative di dialogo proattivo e di ingaggio delle comunità vengono identificati potenziali rischi, impatti e opportunità in modo da poter mettere in campo interventi di prevenzione e mitigazione correlati. Tale approccio include anche il principio di "Sustainability by design" per tenere in considerazione le esigenze delle comunità locali sin dalle prime fasi di progettazione degli asset. Il modello prevede inoltre piani di gestione delle emergenze con interventi di sostenibilità da attuare in relazione a eventi improvvisi e imprevisti e a danni gravi, come eventi critici ad asset, progetti o prodotti del Gruppo derivanti da calamità naturali o disordini sociali/comunitari.
Tale approccio ha portato Enel a innovare sia la modalità di gestione del business sia lo sviluppo di prodotti e servizi energetici. Un approccio che si avvale anche della consapevolezza che l'attivazione di ecosistemi virtuosi, come le partnership, rappresenti un elemento indispensabile per facilitare e promuovere l'identificazione e implementazione di soluzioni sociali innovative, innestandosi su un elemento fondamentale come la transizione verso un'economia decarbonizzata.

Nel 2023 il contributo di Enel allo sviluppo e alla crescita sociale ed economica dei territori e delle comunità con cui opera si è tradotto in progetti di sostenibilità nei diversi Paesi di presenza, coinvolgendo oltre 3,9 milioni di beneficiari, in linea con gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG), di cui oltre il 70% è relativo a progetti e iniziative associate ai tre SDG su cui il Gruppo ha preso un commitment (SDG 4, SDG 7, SDG 8).
In linea con gli SDG, Enel contribuisce concretamente al progresso dei territori, creando valore per le comunità e per il business attraverso progetti di istruzione e formazione professionali, e di accesso a un'energia affidabile e sostenibile, sia attraverso iniziative di elettrificazione rurale e suburbana sia promuovendo l'inclusione sociale per le categorie più vulnerabili della popolazione (dal punto di vista fisico, sociale ed economico).
Per ulteriori approfondimenti sulle attività svolte si rimanda al Bilancio di Sostenibilità 2023 del Gruppo.

Catena di fornitura sostenibile

		2023	2022	2023-2022	
Fornitori attivi	n.	14.001	20.434	(6.433)	-31,5%
Fornitori (FTE)	n.	150.820	172.854	(22.034)	-12,7%
Fornitori qualificati valutati su aspetti ESG	%	100	99	1,0	1,0%
Fornitori qualificati e valutati su aspetti sociali (compresi diritti umani e salute e sicurezza) per tutti i gruppi merceologici	%	100	99	1,0	1,0%
Fornitori qualificati e valutati su aspetti ambientali per tutti i gruppi merceologici	%	100	99	1,0	1,0%

I fornitori sono partner del Gruppo nel percorso di crescita sostenibile, al fine di massimizzare i vantaggi economici, produttivi, sociali e ambientali della transizione. Enel si impegna quotidianamente per creare processi sostenibili, innovativi e circolari che permettano anche di quantificare meglio, e quindi mitigare, gli impatti totali che i fornitori generano, consapevole della necessità di ridurre al minimo la pressione su materiali e componenti critici attraverso l'innovazione tecnologica e il riciclo continuo e di sostenere la resilienza e la riqualificazione dei propri partner.
Alla base dei processi di acquisto ci sono comportamenti orientati a reciproca lealtà, trasparenza e collaborazione secondo i più alti standard di sostenibilità. Per questo, la selezione dei partner e l'esecuzione dei contratti sono oggetto di attività di analisi e monitoraggio lungo l'intero processo di approvvigionamento e tale proposito viene perseguito all'interno di riferimenti chiari in termini di codici di condotta, tra cui la Policy sui Diritti Umani di Gruppo, il Codice Etico, il Piano "Tolleranza zero alla corruzione" e i programmi globali di compliance.

Nello specifico:

- il sistema globale di qualificazione dei fornitori di Enel prevede una valutazione accurata dei requisiti tecnici, economico-finanziari, legali, ambientali, relativi ai diritti umani (tra cui salute e sicurezza), etici e di onorabilità delle imprese che intendono partecipare alle procedure di appalto. Al 31 dicembre 2023 il totale dei fornitori qualificati è pari a 19.692 (di cui il 100% valutati secondo criteri ESG) e di questi 8.300 hanno un contratto attivo nello stesso periodo di rendicontazione;
- il processo di gara e di contrattazione si avvale di un processo strutturato di definizione di "requisiti e fattori premianti di sostenibilità (K)" che possono essere utilizzati dalle diverse unità di acquisto e di monitoraggio durante tutto il periodo di esecuzione del contratto. Il processo prevede la presenza di due "Library", in cui sono catalogati tutti i requisiti e K di sostenibilità raggruppati nelle macrocategorie di certificazioni, aspetti ambientali, di circolarità e sociali. Al 31 dicembre 2023, il 66% dei contratti di fornitura prevede l'invio di certificazioni carbon footprint da parte dei fornitori aggiudicatari.
  Sono state definite, inoltre, specifiche clausole contrattuali, inserite in tutti i contratti di lavori, servizi e forniture, che vengono poi aggiornate periodicamente allineandole alle migliori pratiche internazionali. Le Condizioni Generali di Contratto prevedono che i fornitori di Enel, tra cui subappaltatori, subfornitori, terze parti e in generale tutta la catena di fornitura, rispettino le vigenti condizioni normative retributive, contributive, assicurative e fiscali, con riferimento a tutti i lavoratori impiegati a qualsiasi titolo nell'esecuzione del contratto. Inoltre, vengono richiamati esplicitamente i princípi di cui alle Convenzioni OIL (Organizzazione Internazionale del Lavoro) e gli obblighi di legge in tema di lavoro minorile e delle donne, di parità di trattamento, di divieto di discriminazione, abusi e molestie, di libertà sindacale, associazione e rappresentanza, di rifiuto del lavoro forzato, di sicurezza e tutela ambientale e di condizioni igienico-sanitarie. In caso di conflitto tra i suddetti obblighi di legge e le Convenzioni OIL, prevalgono le norme più restrittive.
  Le clausole[50] prevedono inoltre che i fornitori, subappaltatori, subfornitori, terze parti e tutta la catena di fornitura si impegnino a prevenire ogni forma di corruzione.
  Il numero degli FTE[51] che operano nei cantieri e siti di Enel, al 31 dicembre 2023, è 150.820;
- le attività di analisi e monitoraggio lungo l'intero processo di approvvigionamento, che si avvalgono di sistemi specifici tra cui, durante l'esecuzione del contratto, il Supplier Performance Management (SPM) il cui obiettivo, in ottica di collaborazione con i fornitori è non solo di intraprendere eventuali azioni correttive in fase di esecuzione contrattuale, ma anche di incentivare un percorso di miglioramento grazie ad azioni che premiano le migliori pratiche. Il processo si basa su una rilevazione obiettiva e sistematica di dati e informazioni relativi all'esecuzione della prestazione oggetto del contratto. Tali dati sono utilizzati per elaborare specifici indicatori, detti anche categorie (tra queste per esempio Salute, Sicurezza e Ambiente, Diritti Umani e Correttezza e Qualità e Puntualità).

Nel corso del 2023 sono proseguiti gli incontri con i fornitori per approfondire i temi inerenti alla decarbonizzazione, alla circolarità e ai diritti umani, con l'obiettivo di condividere pratiche e approcci comuni e spingere la catena di fornitura verso gli standard di sostenibilità richiesti dalla comunità internazionale.

In particolare, sono stati organizzati incontri di approfondimento con i principali fornitori appartenenti alle categorie merceologiche strategiche per fornire loro indicazioni tecniche sui nuovi requisiti di gara in materia di diritti umani e sulle clausole contrattuali aggiuntive. Per ulteriori approfondimenti sulle attività svolte si rimanda al Bilancio di Sostenibilità 2023 del Gruppo.

(50) Art. 29.1.5 delle Condizioni Generali di Contratto.
(51) FTE = Full Time Equivalent, corrisponde al numero di lavoratori necessari a svolgere un certo numero di ore lavorate, ipotizzando che lavorino a tempo pieno. Un FTE corrisponde quindi a un giorno-persona.



WORLD ECONOMIC FORUM (WEF)

L'International Business Council (IBC) del World Economic Forum ha sviluppato un report, denominato "Measuring Stakeholder Capitalism: Towards Common Metrics and Consistent Reporting of Sustainable Value Creation", con l'obiettivo di definire metriche comuni condivise per misurare, rendicontare e comparare i livelli di sostenibilità – in altri termini l'efficacia delle proprie azioni nel perseguimento degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile indicati dall'ONU (SDG) – nel modello di business adottato per creare valore per gli stakeholder.
Le metriche si basano su standard esistenti e si propongono di aumentare la convergenza e la comparabilità tra i vari parametri utilizzati oggi nei report di sostenibilità.
Nella seguente tabella si riportano le rilevazioni dei 21 indicatori primari indicati nel report WEF.

PILLAR	THEME	21 CORE KPI	KPI rappresentativi dei 21 CORE KPI del WEF	2023	2022	Variazione	Sezione/capitolo che accoglie tutti i KPI e l'informativa relativa ai 21 CORE KPI del WEF
PRINCIPLES OF GOVERNANCE	Governing purpose	Setting purpose					sezione "Governance"
	Quality of governing body	Governance body composition	Donne nel Consiglio di Amministrazione (n.)	4	4	-	capitolo "Organi sociali" nella sezione "Governance"
	Stakeholder engagement	Material issues impacting stakeholders					capitolo "Basis of Presentation"
	Ethical behavior	Anti-corruption	Dipendenti che hanno ricevuto la formazione sulle politiche e procedure anticorruzione (%)	49,6	46,9	2,7	capitolo "Valori e pilastri dell'etica aziendale" nella sezione "Governance"
			Violazioni accertate per conflitto d'interesse/corruzione (n.)	7	10	(3)	
		Protected ethics advice and reporting mechanisms	Segnalazioni ricevute per violazioni del Codice Etico	207	168	39	capitolo "Valori e pilastri dell'etica aziendale" nella sezione "Governance"
	Risk and opportunity oversight	Integrating risk and opportunity into business process					capitolo "Risk management" nella sezione "Strategia del Gruppo e gestione del rischio"
PLANET	Climate change	Greenhouse Gas (GHG) emissions	Emissioni dirette di gas serra - Scope 1 (mln t_{eq})	34,51	53,07	(18,56)	capitolo "Lotta al cambiamento climatico e sostenibilità ambientale" nella sezione "Le performance del Gruppo"
			Emissioni indirette di gas serra - Scope 2 - Acquisto di energia dalla rete (location based) (mln t_{eq})	3,28	3,82	(0,54)	
			Emissioni indirette di gas serra - Scope 2 - Acquisto di energia dalla rete (market based) (mln t_{eq})	4,51	5,10	(0,59)	
			Emissioni indirette di gas serra - Scope 3 (mln t_{eq})	56,53	71,04	(14,51)	
		TCFD implementation (ISSB dal 1° gennaio 2024)[1]					sezioni "Governance", "Strategia del Gruppo e gestione del rischio", "Le performance del Gruppo", "Prospettive future"
	Nature loss	Land use and ecological sensitivity	Superficie interessata da progetti di ripristino di habitat naturali (ha)	8.343	9.452	(1.109)	capitolo "Lotta al cambiamento climatico e sostenibilità ambientale" nella sezione "Le performance del Gruppo"
	Freshwater availability	Water consumption and withdrawal in water-stressed areas	Prelievo di acqua (mln m^3)	55,0	76,0	(21,0)	capitolo "Lotta al cambiamento climatico e sostenibilità ambientale" nella sezione "Le performance del Gruppo"
			Prelievo di acqua in zone water stressed (%)	23,3	19,3	4,0	
			Consumo di acqua totale (mln m^3)	35,4	45,2	(9,8)	
			Consumo di acqua in zone water stressed (%)	22,1	20,5	1,6	

PILLAR	THEME	21 CORE KPI	KPI rappresentativi dei 21 CORE KPI del WEF	2023	2022	Variazione	Sezione/capitolo che accoglie tutti i KPI e l'informativa relativa ai 21 CORE KPI del WEF
PEOPLE	Dignity and equality	Diversity and inclusion	Incidenza delle donne sul totale dei dipendenti (%)	22,7	23,4	(0,7)	capitolo "Centralità delle persone" nella sezione "Le performance del Gruppo"
		Pay equality	Equal Remuneration Ratio (%)	81,4	80,7	(0,7)	capitolo "Centralità delle persone" nella sezione "Le performance del Gruppo"
		Wage level	CEO Pay Ratio - fino al 10 maggio 2023[2]	25x	62x	(37)	
			CEO Pay Ratio - dal 12 maggio 2023[2]	43x	N.D.	-	
		Risk for incidents of child, forced or compulsory labor	Valutazione nella catena della fornitura della tutela del lavoro minorile e del rispetto del divieto del lavoro forzato				capitolo "Valori e pilastri dell'etica aziendale" nel capitolo "Governance"
	Health and well-being	Health and safety	Infortuni mortali - Enel (n.)	3	1	2	capitolo "Centralità delle persone" nella sezione "Le performance del Gruppo"
			Indice di frequenza infortuni mortali - Enel (i.)	0,025	0,008	0,017	
			Infortuni "Life Changing" - Enel (n.)	-	-	-	
			Indice di frequenza infortuni "Life Changing" - Enel (i.)	-	-	-	
	Skills for the future	Training provided	Numero medio di ore di training per dipendente (h/*pro capite*)	48,1	47,4	0,7	capitolo "Centralità delle persone" nella sezione "Le performance del Gruppo"
			Costo per la formazione dei dipendenti (milioni di euro)	27	30	(3)	
PROSPERITY	Employment and wealth generation	Absolute number and rate of employment	Persone assunte (n.)	3.837	6.412	(2.575)	capitolo "Centralità delle persone" nella sezione "Le performance del Gruppo"
			Tasso di ingresso (%)	6,3	9,8	(3,5)	
			Cessazioni (n.)	4.038	4.414	(376)	
			Turnover (%)	6,6	6,8	(0,2)	
		Economic contribution					capitolo "Valore economico generato e distribuito per gli stakeholder" nella sezione "Le performance del Gruppo"
		Financial investment contribution	Totale investimenti (milioni di euro)	12.714	14.347	(1.633)	capitolo "Analisi patrimoniale e finanziaria del Gruppo" nella sezione "Le performance del Gruppo"
			Acquisto azioni proprie, dividendi e acconti sui dividendi pagati e coupon pagati a titolari di obbligazioni ibride (milioni di euro)	5.337	5.038	299	Bilancio consolidato
	Innovation in better products and services	Total R&D expenses	Investimenti in ricerca e sviluppo (milioni di euro)	60	105	(45)	capitolo "Innovazione" nella sezione "Le performance del Gruppo"
	Community and social vitality	Total tax paid	Totale tasse pagate (milioni di euro)[3]	5.861	4.778	1.083	capitolo "Valore economico generato e distribuito per gli stakeholder" nella sezione "Le performance del Gruppo"

(1) Confluita nell'ISSB dal 1° gennaio 2024 in quanto gli standard di rendicontazione sostenibile IFRS S1 IFRS S2 pubblicati a fine giugno dall'ISSB sono perfettamente in linea con quelli della TCFD.
(2) Rapporto tra la remunerazione totale dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale di Enel e la remunerazione annua lorda media dei dipendenti del Gruppo. Al fine di rendere comparabili i dati degli esercizi 2023 e 2022, il dato del 2022 è stato rideterminato applicando alle remunerazioni del 2022 il tasso di cambio del 2023.
(3) L'importo si riferisce al "Total Tax Borne", che rappresenta l'importo complessivamente versato dal Gruppo Enel (incluse le società greche e rumene per entrambi gli esercizi) per le imposte rilevate a Conto economico. Per maggiori approfondimenti sul Total Tax Borne, si rimanda al Bilancio di Sostenibilità e Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario 2023.

TASSONOMIA DELL'UNIONE EUROPEA

Enel ha accolto favorevolmente lo sviluppo del regolamento sulla tassonomia dell'Unione Europea (UE) 2020/852, in quanto fornisce un sistema di classificazione, standardizzato e basato sulla scienza, per identificare le attività economiche sostenibili dal punto di vista ambientale.
La tassonomia dell'UE agisce come un importante fattore abilitante per promuovere gli investimenti sostenibili e accelerare la decarbonizzazione dell'economia europea, creando al contempo affidabilità e trasparenza per gli investitori e supportando le aziende nella pianificazione della transizione Net Zero.

Si fa presente che la rendicontazione della tassonomia dell'UE è riportata integralmente nel "Bilancio di Sostenibilità 2023 - Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario" ed è stata predisposta secondo quanto richiesto dall'art. 8 del regolamento europeo sulla tassonomia 2020/852 rispettando i criteri stabiliti negli altri atti delegati emanati dalla Commissione Europea e disponibili alla data di pubblicazione del reporting di Sostenibilità.
In particolare, il report della tassonomia dell'UE è stato implementato sulla base dei seguenti regolamenti:

- Regolamento Delegato (UE) 2021/2139 del 4 giugno 2021 (Atto Delegato sul Clima);
- Regolamento Delegato (UE) 2021/2178 del 6 luglio 2021 (Atto Delegato in Materia di Informativa);
- Regolamento Delegato (UE) 2022/1214 del 9 marzo 2022 (Atto Delegato Complementare sul Clima);
- Regolamento Delegato (UE) 2023/2485 del 27 giugno 2023 che modifica l'Atto Delegato sul Clima;
- Regolamento Delegato (UE) 2023/2486 del 27 giugno 2023 (Atto Delegato Ambientale).

Il processo di implementazione della tassonomia europea in Enel

1. Identificazione delle attività economiche ammissibili

2. Analisi del contributo sostanziale

3. Valutazione del principio di non arrecare danni significativi agli altri obiettivi (Do No Significant Harm - DNSH)

4. Verifica delle garanzie minime di salvaguardia sociale

5. Calcolo delle metriche finanziarie

Attraverso un processo supervisionato dall'Amministratore Delegato e dal top management, coinvolgendo le competenti Funzioni a livello aziendale e di Paese nonché tutte le Linee di Business, Enel ha adottato un processo, articolato in cinque fasi, per analizzare l'applicabilità del regolamento UE della tassonomia lungo l'intera catena del valore e in tutti i Paesi in cui opera il Gruppo.
Relativamente all'informativa sulle fasi del processo di implementazione della tassonomia UE si rimanda al "Bilancio di Sostenibilità 2023 - Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario".

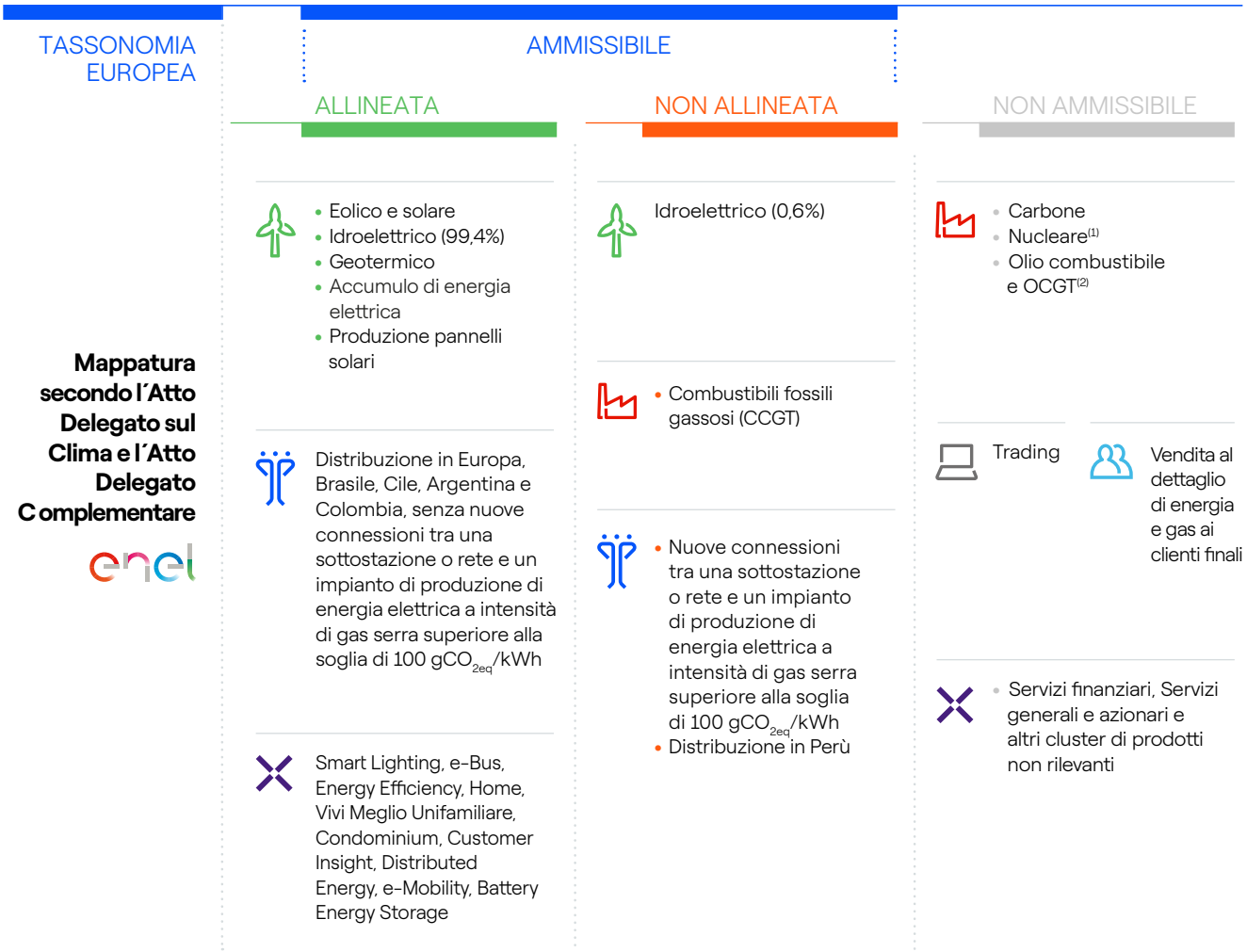
Attraverso questo processo, Enel ha classificato tutte le attività economiche lungo la propria catena del valore per il loro contributo all'obiettivo di mitigazione dei cambiamenti climatici, che è il più rilevante per il Gruppo, secondo le seguenti tre categorie: ammissibili-allineate, ammissibili-non allineate, non ammissibili.

AMMISSIBILE-ALLINEATA	**Ammissibile-allineata**: si riferisce a un'attività economica che soddisfa contemporaneamente le tre condizioni seguenti: • viene esplicitamente inclusa nel regolamento sulla tassonomia dell'UE per il suo contributo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici; e • soddisfa i criteri specifici elaborati dal regolamento UE sulla tassonomia per tale specifico obiettivo ambientale; e • soddisfa tutti i criteri DNSH e le garanzie minime di salvaguardia.
AMMISSIBILE-NON ALLINEATA	**Ammissibile-non allineata**: si riferisce a un'attività economica che: • viene esplicitamente inclusa nel regolamento sulla tassonomia dell'UE per il suo contributo sostanziale alla mitigazione o all'adattamento ai cambiamenti climatici; ma • non soddisfa i criteri specifici sviluppati dal regolamento UE sulla tassonomia per tali specifici obiettivi ambientali; o • non soddisfa tutti i criteri DNSH e/o le garanzie minime di salvaguardia.
NON AMMISSIBILE	**Non ammissibile**: si riferisce a un'attività economica che non è stata identificata dalla tassonomia dell'UE come contributore sostanziale alla mitigazione del cambiamento climatico e, quindi, non è stato elaborato alcun criterio. La logica della Commissione Europea è che queste attività potrebbero: • non avere un impatto significativo sulla mitigazione dei cambiamenti climatici o potrebbero essere integrate nel regolamento sulla tassonomia dell'UE in una fase successiva; • causare un impatto molto significativo sulla mitigazione del cambiamento climatico, quindi non possono essere ammissibili in ogni caso.

È importante sottolineare che le attività classificate come ammissibili-allineate dal punto di vista della mitigazione del cambiamento climatico includono anche delle soluzioni di adattamento (principalmente in fase di disegno e costruzione degli asset) e pertanto risultano anche ammissibili-allineate per questo altro obiettivo.

Inoltre, l'esistenza della categoria delle attività non ammissibili rende impossibile raggiungere un modello di business pienamente allineato ai criteri della tassonomia dell'UE, anche se tali attività potrebbero non arrecare alcun danno agli obiettivi ambientali dell'UE.

Mappatura delle attività di business di Enel per il loro contributo alla mitigazione dei cambiamenti climatici



(1) Il funzionamento del parco nucleare non rientra tra le attività ammissibili considerate dall'Atto Delegato Complementare sulla produzione di energia elettrica dal nucleare.
(2) Comprende sia l'olio combustibile sia il gas (OCGT), poiché non è possibile effettuare la suddivisione tra i due tipi di combustibile. È stato considerato l'olio combustibile come combustibile fossile prevalente e quindi non ammissibile secondo il regolamento UE sulla tassonomia.

Nel 2023 il Gruppo Enel ha aggiornato l'analisi di ammissibilità delle attività economiche produttive di Enel recependo gli atti delegati pubblicati, implementando il processo sopra descritto sulla base delle tre categorie: ammissibili-allineate, ammissibili-non allineate, non ammissibili.

Per maggiori approfondimenti sui risultati dell'analisi di ammissibilità e la classificazione delle attività economiche nelle tre categorie sopra menzionate si rimanda al "Bilancio di Sostenibilità 2023 - Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario".

Dichiarazione sull'allineamento del business di Enel alla tassonomia europea

Processo di calcolo delle metriche finanziarie

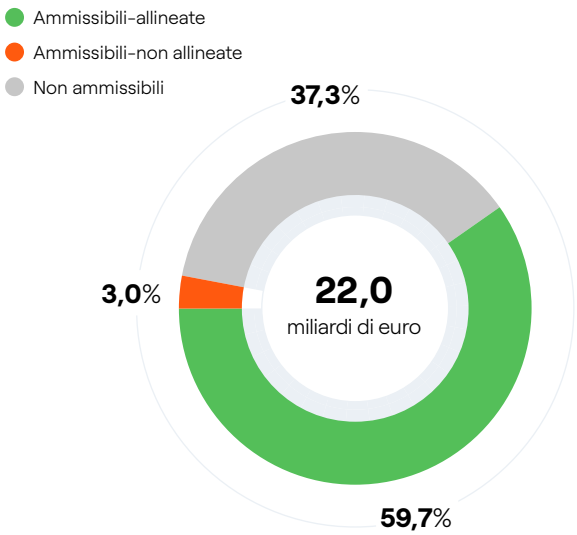
Nel Gruppo Enel, il calcolo delle metriche finanziarie associate a ciascuna attività economica (classificata nelle categorie: ammissibili-allineate, ammissibili-non allineate, non ammissibili) è stato effettuato mediante uno specifico processo durante il quale sono stati adottati i seguenti criteri e fatte le seguenti considerazioni.

- Le tre metriche finanziarie richieste dal Regolamento UE sulla tassonomia (fatturato "Ricavi", spese in conto capitale - Capex "Investimenti" e spese operative - Opex "spese operative ordinarie") sono state calcolate secondo l'analisi di ammissibilità descritta nel capitolo "Tassonomia dell'Unione Europea".
- Sebbene non espressamente richiesto, Enel ha effettuato anche una valutazione in termini di margine operativo lordo ordinario, ritenendo che tale metrica rappresenti l'effettiva performance finanziaria di utility integrate come Enel.
- Le informazioni finanziarie sono state raccolte dal sistema di contabilità digitale utilizzato dal Gruppo Enel ovvero dai sistemi gestionali in uso alle Linee di Business aziendali. Tuttavia, alcune deroghe sono state effettuate anche per fornire una rappresentazione più dettagliata dei valori o per escludere alcune attività specifiche dal calcolo complessivo dell'allineamento ammissibile (come la produzione idroelettrica non allineata o l'infrastruttura considerata ammissibile-non allineata tra i sistemi di distribuzione ammissibili-allineati). A titolo esemplificativo riportiamo di seguito le deroghe utilizzate:
  - idroelettrico: le centrali idroelettriche ammissibili-non allineate sono state escluse considerando la loro produzione moltiplicata per il ricavo medio unitario degli anni 2022 e 2023. Tale approccio è stato esteso anche agli investimenti, alle spese operative ordinarie e al margine operativo lordo ordinario;
  - distribuzione: per quanto riguarda gli investimenti, sono state escluse le nuove connessioni tra una sottostazione o rete e un impianto di produzione di energia elettrica con un'intensità di gas serra superiore alla soglia di 100 gCO_{2eq}/kWh considerando la loro potenza (in MW) moltiplicata per l'investimento medio unitario (k€/MW) per gli anni 2022 e 2023. Questo approccio è stato esteso anche ai ricavi basati sulla durata di vita degli asset.
- I dati finanziari aggregati, presenti nella reportistica, si riferiscono al livello "di settore" e includono le voci relative a terze parti e agli scambi intersettoriali.
- Le metriche finanziarie sono state rappresentate considerando tutte le vendite di elettricità e gas come "non ammissibili".
- I ricavi classificati come ammissibili-allineati includono anche i ricavi intercompany delle società di generazione rinnovabile del Gruppo relativi alle vendite di energia elettrica alle società retail del Gruppo destinate alla commercializzazione con i clienti finali, secondo la posizione integrata del Gruppo.
- Gli investimenti includono anche gli incrementi di attività derivati dalle operazioni di leasing (rilevati in base all'IFRS 16, paragrafo 53, lettera (h)) come richiesto dal Regolamento Delegato della Commissione (UE) 2021/2178.
- Ricavi/investimenti/spese operative ordinarie/margine operativo lordo ordinario assoluti corrispondono ai ricavi/investimenti/spese operative ordinarie/margine operativo lordo ordinario (misurato in euro) di ogni specifica attività. La quota dei singoli KPI corrisponde a ogni singola attività economica sul totale ricavi/investimenti/margine operativo lordo ordinario del Gruppo (a eccezione delle spese operative ordinarie il cui totale è riferito solamente alla tipologia di costi richiesti dalla tassonomia).
- I dati relativi a investimenti e spese operative ordinarie che possono corrispondere a soluzioni di adattamento, in conformità con l'art. 11, paragrafo 1, lettera a) del Regolamento UE sulla tassonomia, in attività aziendali che già contribuiscono alla mitigazione del clima non sono stati allocati all'obiettivo di adattamento climatico evitando così qualsiasi potenziale doppio conteggio con i dati forniti sull'obiettivo di mitigazione del clima. Inoltre, nessun ricavo è stato considerato ammissibile per l'obiettivo di adattamento climatico in quanto Enel non fornisce soluzioni di adattamento ai sensi dell'art. 11, paragrafo 1, lettera b), del Regolamento UE sulla tassonomia
- Per le attività minori che contribuiscono all'obiettivo della protezione e ripristino della biodiversità e dell'ecosistema e all'obiettivo dell'economia circolare, è stata riportata una cifra arrotondata a "0" a causa del suo peso marginale rispetto alle cifre finanziarie complessive.

Risultati complessivi

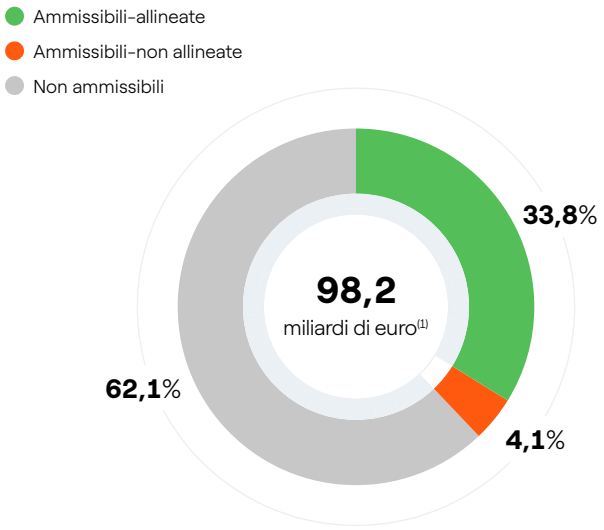
Nel 2023 il livello di allineamento delle attività economiche del Gruppo alla tassonomia dell'UE, in ragione del loro contributo sostanziale all'obiettivo di mitigazione del cambiamento climatico, nel rispetto del principio di non arrecare danno agli altri obiettivi ambientali (DNSH) e delle garanzie minime di salvaguardia sociale, è riportato di seguito.

MARGINE OPERATIVO LORDO ORDINARIO IN BASE AI CRITERI DELLA TASSONOMIA EUROPEA



Nel 2023, il 59,7% del margine operativo lordo ordinario è riferito alle attività di business allineate alla tassonomia dell'UE, rispetto al 56,7% nel 2022.
L'incremento della percentuale del margine operativo lordo ordinario delle attività ammissibili-allineate alla tassonomia nel 2023 rispetto al 2022 è principalmente dovuto a un incremento, in termini assoluti, del margine operativo lordo ordinario delle attività di produzione di energia da fonti rinnovabili e di distribuzione. Allo stesso tempo si è verificata una riduzione del margine operativo lordo ordinario delle attività ammissibili-non allineate dovuta prevalentemente all'attività di produzione termoelettrica da cicli combinati che ha generato minori volumi di energia nel 2023 rispetto al 2022.

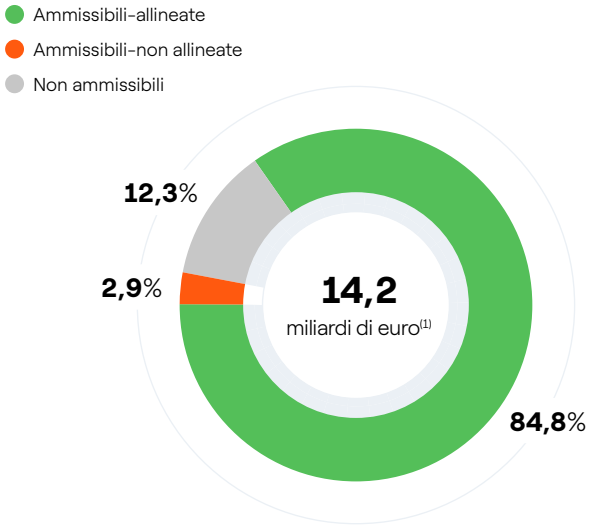
FATTURATO "RICAVI" IN BASE AI CRITERI DELLA TASSONOMIA EUROPEA



Nel 2023 il 33,8% dei ricavi è riferito alle attività di business allineate alla tassonomia dell'UE, rispetto al 21,4% del 2022.
Nel 2023 si è registrato un decremento dei ricavi, in termini assoluti, di 44,8 miliardi di euro rispetto al 2022. La variazione è prevalentemente riconducibile ai minori volumi di energia elettrica prodotti, alle minori quantità di energia vendute sui mercati wholesale e retail, nonché alla diminuzione dei prezzi medi di vendita delle commodity impattando pertanto su attività non ammissibili e non allineate.
Contemporaneamente, nel 2023 è stato rilevato un incremento dei ricavi relativi alla produzione di energia da fonti rinnovabili che ha consentito un incremento, in termini assoluti, dei ricavi nelle attività allineate, da 30,6 miliardi di euro nel 2022 a 33,1 miliardi di euro nel 2023.
Questi fenomeni hanno contribuito all'incremento del peso percentuale dei ricavi derivanti dalle attività allineate alla tassonomia dell'UE del 12% rispetto all'anno precedente.

(1) I ricavi fanno riferimento al conto economico ordinario.

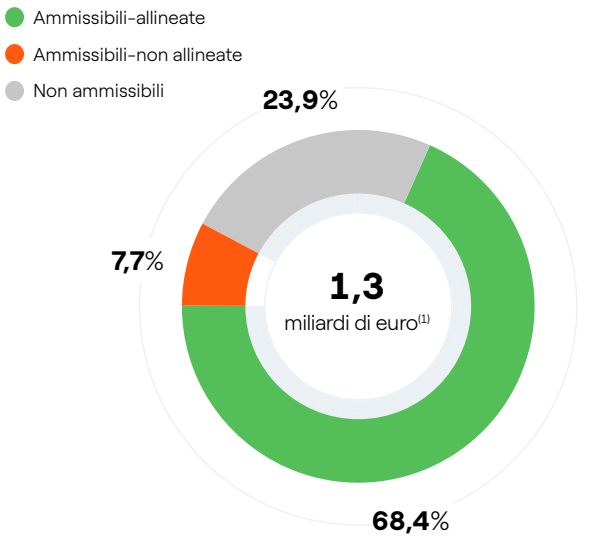
SPESE IN CONTO CAPITALE – (CAPEX) "INVESTIMENTI" IN BASE AI CRITERI DELLA TASSONOMIA EUROPEA



(1) Include 0,7 miliardi di euro per incrementi di attività derivanti dalle operazioni di leasing e 0,8 miliardi di euro riferiti al perimetro classificato come " posseduto per la vendita".

Nel 2023 l'84,8% degli investimenti è riferito alle attività di business allineate alla tassonomia dell'UE, rispetto all'81,9% nel 2022.
Tale incremento è dovuto principalmente a maggiori investimenti nei sistemi di stoccaggio di energia attraverso le BESS (Battery Energy Storage System) e a una riduzione negli investimenti in tecnologie termoelettriche non ammissibili o non allineate.
Gli investimenti del 2023 per le attività ammissibili-allineate risultano superiori del 4,0% rispetto agli investimenti pianificati per il 2023 nel Piano Strategico 2023-2025 per le stesse attività. Tale variazione dipende principalmente da maggiori investimenti in termini assoluti in attività rinnovabili e di distribuzione ammissibili-allineate rispetto a quanto pianificato (per circa 1,9 miliardi di euro).

SPESE OPERATIVE ORDINARIE – (OPEX) IN BASE AI CRITERI DELLA TASSONOMIA EUROPEA



(1) Riferito solamente alla tipologia di costi richiesti dalla tassonomia.

Nel 2023 il 68,4% delle spese operative ordinarie è riferito alle attività di business allineate alla tassonomia dell'UE, rispetto al 66,9% nel 2022.
La percentuale delle spese operative ordinarie delle attività ammissibili-allineate alla tassonomia aumenta nel 2023 rispetto al 2022 principalmente a causa dei maggiori costi di manutenzione sostenuti nelle attività di produzione di energia rinnovabile fotovoltaica e nelle attività di distribuzione allineate alla tassonomia.

Risultati in dettaglio

Le tabelle sotto riportate sono rappresentate secondo quando richiesto nel Regolamento UE 2020/852, pertanto considerando l'attività di vendita di energia elettrica come "non ammissibile".

Margine operativo lordo (EBITDA) ordinario in base ai criteri della Tassonomia europea

Attività economica	Codice regolamento tassonomia	2023 Margine operativo lordo "EBITDA" ordinario 2023	2023 Proporzione del margine operativo lordo (EBITDA) ordinario 2023	Criteri di contributo sostanziale: Mitigazione del cambiamento climatico (CCM)	Adattamento al cambiamento climatico (CCA)	Acqua e risorse marine (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità ed ecosistemi (BIO)	Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo"): Mitigazione del cambiamento climatico (CCM)	Adattamento al cambiamento climatico (CCA)	Acqua e risorse marine (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità ed ecosistemi (BIO)	Garanzie minime di salvaguardia	Proporzione del margine operativo lordo (EBITDA) ordinario allineata (A.1) o ammissibile (A.2) alla tassonomia 2022	Categoria: Attività abilitante	Categoria: Attività di transizione
		Milioni di euro	%	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	%	A	T
A. Attività ammissibili alla tassonomia																			
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica	CCM 4.3	1.755	8,0	**SÌ**	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	10,6		
Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica	CCM 4.1	786	3,6	**SÌ**	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	3,0		
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica	CCM 4.5	2.233	10,2	**SÌ**	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	6,0		
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia geotermica	CCM 4.6	292	1,3	**SÌ**	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	-0,7		
Accumulo di energia elettrica	CCM 4.10	82	0,4	**SÌ**	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,0	A	
Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	CCM 4.9	7.632	34,7	**SÌ**	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	36,3	A	
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (Enel X - Smart Lighting)	CCM 7.3 d	110	0,5	**SÌ**	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,5	A	
Trasporto urbano e suburbano, trasporto di passeggeri su strada (Enel X - e-Bus)	CCM 6.3 a	26	0,1	**SÌ**	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,2		
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (Enel X - Energy Efficiency)	CCM 7.3 a-e	7	0,0	**SÌ**	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,0	A	
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (7.3) Installazione, manutenzione e riparazione di strumenti e dispositivi per la misurazione, la regolazione e il controllo delle prestazioni energetiche degli edifici (7.5) Installazione, manutenzione e riparazione di tecnologie per le energie rinnovabili (7.6) (Enel X - Home/Vivi Meglio Unifamiliare)	CCM 7.3 a-e; 7.5 a; 7.6 a	195	0,9	**SÌ**	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	1,0	A	

A.1 ATTIVITÀ ECOSOSTENIBILI (ALLINEATE ALLA TASSONOMIA)

A.1 ATTIVITÀ ECOSOSTENIBILI (ALLINEATE ALLA TASSONOMIA)

Attività economica	Codice regolamento tassonomia	2023		Criteri di contributo sostanziale						Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo")							Categoria	
		Margine operativo lordo "EBITDA" ordinario 2023	Proporzione del margine operativo lordo (EBITDA) ordinario 2023	Mitigazione del cambiamento climatico (CCM)	Adattamento al cambiamento climatico (CCA)	Acqua e risorse marine (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità ed ecosistemi (BIO)	Mitigazione del cambiamento climatico (CCM)	Adattamento al cambiamento climatico (CCA)	Acqua e risorse marine (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità ed ecosistemi (BIO)	Garanzie minime di salvaguardia	Proporzione del margine operativo lordo (EBITDA) ordinario allineata (A.1) o ammissibile (A.2) alla tassonomia 2022	Attività abilitante	Attività di transizione
		Milioni di euro	%	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	Si; NO; N/AM	Si; NO; N/AM	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	%	A	T
Servizi professionali relativi alla prestazione energetica degli edifici (Enel X - Distributed Energy)	CCM 9.3	14	0,1	**SÌ**	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,0	A	
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (Enel X - Condomini)	CCM 7.3 a-e	99	0,5	**SÌ**	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,2	A	
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (7.3) Installazione, manutenzione e riparazione di tecnologie per le energie rinnovabili (7.6) (Enel X - Distributed Energy)	CCM 7.3 d, e; 7.6 a	1	0,0	**SÌ**	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,1	A	
Installazione, manutenzione e riparazione di tecnologie per le energie rinnovabili (Enel X - Battery Energy Storage)	CCM 7.6 f	-2	0,0	**SÌ**	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,0	A	
Infrastrutture per la mobilità personale (6.13) Installazione, manutenzione e riparazione di stazioni di ricarica per veicoli elettrici negli edifici (e negli spazi adibiti a parcheggio di pertinenza degli edifici) (7.4) (e-Mobility)	CCM 6.13; 7.4	-132	-0,6	**SÌ**	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	-0,5	A	
Fabbricazione di tecnologie per le energie rinnovabili	CCM 3.1	0	0,0	**SÌ**	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,0	A	
EBITDA delle attività ecosostenibili (allineate alla tassonomia) (A.1)		**13.098**	**59,7**	**59,7**	**0,0**[1]	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**SÌ**	**SÌ**	**SÌ**	**SÌ**	**SÌ**	**SÌ**	**SÌ**	**56,7**		
Di cui abilitanti %			36,5	36,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	37,6	A	
Di cui di transizione %			0,0	0,0													0,0		T

A.2 ATTIVITÀ AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA MA NON ECOSOSTENIBILI (ATTIVITÀ NON ALLINEATE ALLA TASSONOMIA)

B. ATTIVITÀ NON AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA

		2023		Criteri di contributo sostanziale						Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo")							Categoria	
Attività economica	Codice regolamento tassonomia	Margine operativo lordo "EBITDA" ordinario 2023	Proporzione del margine operativo lordo (EBITDA) ordinario 2023	Mitigazione del cambiamento climatico (CCM)	Adattamento al cambiamento climatico (CCA)	Acqua e risorse marine (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità ed ecosistemi (BIO)	Mitigazione del cambiamento climatico (CCM)	Adattamento al cambiamento climatico (CCA)	Acqua e risorse marine (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità ed ecosistemi (BIO)	Garanzie minime di salvaguardia	Proporzione del margine operativo lordo (EBITDA) ordinario allineata (A.1) o ammissibile (A.2) alla tassonomia 2022	Attività abilitante	Attività di transizione
		Milioni di euro	%	Sì; NO; N/AM	Sì; NO; N/AM	Sì; NO; N/AM	Sì; NO; N/AM	Sì; NO; N/AM	Sì; NO; N/AM	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	%	A	T
			%	AM; N/AM	AM; N/AM	AM; N/AM	AM; N/AM	AM; N/AM	AM; N/AM										
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica	CCM 4.5	5	0,0	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM								0,0		
Trasmissione e distribuzione di energia elettrica (Perù e nuove connessioni a impianti con soglia >100 gCO_{2eq}/kWh)	CCM 4.9	224	1,0	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM								2,9		
Produzione di energia elettrica da combustibili gassosi fossili (CCGT)	CCM 4.29	450	2,0	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM								12,7		
Vendita parti di ricambio	CE 5.2	0	0,0	N/AM	N/AM	N/AM	AM[2]	N/AM	N/AM								0,0		
Conservazione, compreso il ripristino, di habitat, ecosistemi e specie	BIO 1.1	0	0,0	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	AM[2]								0,0		
EBITDA delle attività ammissibili alla tassonomia ma non ecosostenibili (attività non allineate alla tassonomia) (A.2)		**679**	**3,0**	**3,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**								**15,6**		
A. EBITDA delle attività ammissibili alla tassonomia (A.1 + A.2)		**13.777**	**62,7**	**62,7**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**								**72,3**		
B. Attività non ammissibili alla tassonomia																			
Produzione di energia elettrica da carbone	n.a.	869	4,0																
Produzione di energia elettrica da nucleare	n.a.	511	2,3																
Produzione di energia elettrica da olio e combustibili gassosi fossili (OCGT)[3]	n.a.	405	1,8																
Enel X (solo attività non ammissibili)	n.a.	-60	-0,3																
Trading (vendita di energia all'ingrosso)	n.a.	1.525	6,9																
Mercato (vendita di gas a clienti finali)	n.a.	739	3,4																
Mercato (vendita di energia a clienti finali)	n.a.	4.125	18,8																

B.ATTIVITÀ NON AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA

Attività economica	Codice regolamento tassonomia	2023 Margine operativo lordo "EBITDA" ordinario 2023	2023 Proporzione del margine operativo lordo (EBITDA) ordinario 2023	Criteri di contributo sostanziale: Mitigazione del cambiamento climatico (CCM)	Adattamento al cambiamento climatico (CCA)	Acqua e risorse marine (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità ed ecosistemi (BIO)	Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo"): Mitigazione del cambiamento climatico (CCM)	Adattamento al cambiamento climatico (CCA)	Acqua e risorse marine (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità ed ecosistemi (BIO)	Garanzie minime di salvaguardia	Proporzione del margine operativo lordo (EBITDA) ordinario allineata (A.1) o ammissibile (A.2) alla tassonomia 2022	Categoria: Attività abilitante	Attività di transizione
		Milioni di euro	%	Sì; NO; N/AM	Sì; NO; N/AM	Sì; NO; N/AM	Sì; NO; N/AM	Sì; NO; N/AM	Sì; NO; N/AM	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	%	A	T
Servizi, Holding e Altro	n.a.	-318	-1,4																
Rettifiche	n.a.	396	1,8																
EBITDA delle attività non ammissibili alla tassonomia		**8.192**	**37,3**																
Totale (A + B)		**21.969**	**100,0**																

	QUOTA DI EBITDA TOTALE	
	Allineata alla tassonomia per obiettivo	**Ammissibile alla tassonomia per obiettivo**
CCM	59,7	62,7
CCA	0,0	0,0
WTR	0,0	0,0
CE	0,0	0,0
PPC	0,0	0,0
BIO	0,0	0,0

(1) Nessun dato di EBITDA è stato considerato eleggibile per l'obiettivo di adattamento climatico in quanto Enel non fornisce soluzioni di adattamento ai sensi dell'articolo 11 (b) del regolamento UE sulla tassonomia.
(2) L'analisi dell'allineamento di questa attività non è stata effettuata ai fini del Bilancio di Sostenibilità 2023 e sarà resa nota il prossimo anno in coerenza con la tempistica stabilita nell'Atto Delegato Ambientale.
(3) Produzione di energia elettrica da olio combustibile e OCGT: si riferisce alle centrali termiche che utilizzano olio combustibile e/o gas (OCGT), per le quali non è disponibile una ripartizione per tecnologia.

Fatturato "Ricavi" in base ai criteri della Tassonomia europea[1]

Attività economica	Codice regolamento tassonomia	2023 Fatturato "Ricavi" 2023	2023 Proporzione del fatturato "Ricavi" 2023	Criteri di contributo sostanziale: Mitigazione del cambiamento climatico (CCM)	Adattamento al cambiamento climatico (CCA)	Acqua e risorse marine (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità ed ecosistemi (BIO)	Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo"): Mitigazione del cambiamento climatico (CCM)	Adattamento al cambiamento climatico (CCA)	Acqua e risorse marine (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità ed ecosistemi (BIO)	Garanzie minime di salvaguardia	Proporzione del fatturato "Ricavi" allineata (A.1) o ammissibile (A.2) alla tassonomia 2022	Categoria: Attività abilitante	Categoria: Attività di transizione
		Milioni di euro	%	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	%	A	T
A. Attività ammissibili alla tassonomia																			
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica	CCM 4.3	3.063	3,1	**SÌ**	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	2,4		
Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica	CCM 4.1	1.084	1,1	**SÌ**	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,7		
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica	CCM 4.5	6.774	6,9	**SÌ**	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	3,0		
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia geotermica	CCM 4.6	555	0,6	**SÌ**	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,4		
Accumulo di energia elettrica	CCM 4.10	72	0,1	**SÌ**	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,0	A	
Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	CCM 4.9	19.915	20,3	**SÌ**	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	13,9	A	
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (Enel X - Smart Lighting)	CCM 7.3 d	313	0,3	**SÌ**	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,2	A	
Trasporto urbano e suburbano, trasporto di passeggeri su strada (Enel X - e-Bus)	CCM 6.3 a	87	0,1	**SÌ**	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,1		
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (Enel X - Energy Efficiency)	CCM 7.3 a-e	53	0,1	**SÌ**	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,0	A	
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (7.3) Installazione, manutenzione e riparazione di strumenti e dispositivi per la misurazione, la regolazione e il controllo delle prestazioni energetiche degli edifici (7.5) Installazione, manutenzione e riparazione di tecnologie per le energie rinnovabili (7.6) (Enel X - Home/Vivi Meglio Unifamiliare)	CCM 7.3 a-e; 7.5 a; 7.6 a	442	0,5	**SÌ**	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,3	A	

A.1 ATTIVITÀ ECOSOSTENIBILI (ALLINEATE ALLA TASSONOMIA)

A.1 ATTIVITÀ ECOSOSTENIBILI (ALLINEATE ALLA TASSONOMIA)

Attività economica	Codice regolamento tassonomia	2023 Fatturato "Ricavi" 2023	2023 Proporzione del fatturato "Ricavi" 2023	Criteri di contributo sostanziale: Mitigazione del cambiamento climatico (CCM)	Adattamento al cambiamento climatico (CCA)	Acqua e risorse marine (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità ed ecosistemi (BIO)	Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo"): Mitigazione del cambiamento climatico (CCM)	Adattamento al cambiamento climatico (CCA)	Acqua e risorse marine (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità ed ecosistemi (BIO)	Garanzie minime di salvaguardia	Proporzione del fatturato "Ricavi" allineata (A.1) o ammissibile (A.2) alla tassonomia 2022	Categoria: Attività abilitante	Attività di transizione
		Milioni di euro	%	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	%	A	T
Servizi professionali relativi alla prestazione energetica degli edifici (Enel X - Distributed Energy)	CCM 9.3	66	0,1	**SÌ**	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,1	A	
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (Enel X - Condomini)	CCM 7.3 a-e	245	0,2	**SÌ**	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,1	A	
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (7.3) Installazione, manutenzione e riparazione di tecnologie per le energie rinnovabili (7.6) (Enel X - Distributed Energy)	CCM 7.3 d, e; 7.6 a	131	0,1	**SÌ**	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,1	A	
Installazione, manutenzione e riparazione di tecnologie per le energie rinnovabili (Enel X - Battery Energy Storage)	CCM 7.6 f	27	0,0	**SÌ**	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,0	A	
Infrastrutture per la mobilità personale (6.13) Installazione, manutenzione e riparazione di stazioni di ricarica per veicoli elettrici negli edifici (e negli spazi adibiti a parcheggio di pertinenza degli edifici) (7.4) (e-Mobility)	CCM 6.13; 7.4	246	0,3	**SÌ**	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,1	A	
Fabbricazione di tecnologie per le energie rinnovabili	CCM 3.1	0,0	0,0	**SÌ**	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,0	A	
Fatturato delle attività ecosostenibili (allineate alla tassonomia) (A.1)		**33.073**	**33,8**	**33,8**	**0,0[2]**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**SÌ**	**SÌ**	**SÌ**	**SÌ**	**SÌ**	**SÌ**	**SÌ**	**21,4**		
Di cui abilitanti %			22,0	22,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	14,8	A	
Di cui di transizione %			0,0	0,0													0,0		T

A.2 ATTIVITÀ AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA MA NON ECOSOSTENIBILI (ATTIVITÀ NON ALLINEATE ALLA TASSONOMIA)

B. ATTIVITÀ NON AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA

Attività economica	Codice regolamento tassonomia	2023 Fatturato "Ricavi" 2023	2023 Proporzione del fatturato "Ricavi" 2023	Criteri di contributo sostanziale: Mitigazione del cambiamento climatico (CCM)	Adattamento al cambiamento climatico (CCA)	Acqua e risorse marine (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità ed ecosistemi (BIO)	Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo"): Mitigazione del cambiamento climatico (CCM)	Adattamento al cambiamento climatico (CCA)	Acqua e risorse marine (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità ed ecosistemi (BIO)	Garanzie minime di salvaguardia	Proporzione del fatturato "Ricavi" allineata (A.1) o ammissibile (A.2) alla tassonomia 2022	Categoria: Attività abilitante	Categoria: Attività di transizione
		Milioni di euro	%	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	%	A	T
			%	AM; N/AM	AM; N/AM	AM; N/AM	AM; N/AM	AM; N/AM	AM; N/AM										
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica	CCM 4.5	50	0,1	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM								0,0		
Trasmissione e distribuzione di energia elettrica (Perù e nuove connessioni a impianti con soglia >100 gCO_{2eq}/kWh)	CCM 4.9	934	1,0	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM								1,3		
Produzione di energia elettrica da combustibili gassosi fossili (CCGT)	CCM 4.29	2.984	3,0	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM								6,6		
Vendita parti di ricambio	CE 5.2	0,0	0,0	N/AM	N/AM	N/AM	AM[3]	N/AM	N/AM								0,0		
Conservazione, compreso il ripristino, di habitat, ecosistemi e specie	BIO 1.1	0,0	0,0	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	AM[3]								0,0		
Fatturato delle attività ammissibili alla tassonomia ma non ecosostenibili (attività non allineate alla tassonomia) (A.2)		**3.968**	**4,1**	**4,1**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**								**7,9**		
A. Fatturato delle attività ammissibili alla tassonomia (A.1 + A.2)		**37.041**	**37,9**	**37,9**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**								**29,3**		
B. Attività non ammissibili alla tassonomia																			
Produzione di energia elettrica da carbone	n.a.	2.884	2,9																
Produzione di energia elettrica da nucleare	n.a.	1.455	1,5																
Produzione di energia elettrica da olio e combustibili gassosi fossili (OCGT)[4]	n.a.	3.483	3,4																
Enel X (solo attività non ammissibili)	n.a.	559	0,5																
Trading (vendita di energia all'ingrosso)	n.a.	29.407	30,0																
Mercato (vendita di gas a clienti finali)	n.a.	8.794	9,0																
Mercato (vendita di energia a clienti finali)	n.a.	40.930	41,7																

Attività economica	Codice regolamento tassonomia	2023 Fatturato "Ricavi" 2023	2023 Proporzione del fatturato "Ricavi" 2023	Criteri di contributo sostanziale: Mitigazione del cambiamento climatico (CCM)	Adattamento al cambiamento climatico (CCA)	Acqua e risorse marine (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità ed ecosistemi (BIO)	Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo"): Mitigazione del cambiamento climatico (CCM)	Adattamento al cambiamento climatico (CCA)	Acqua e risorse marine (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità ed ecosistemi (BIO)	Garanzie minime di salvaguardia	Proporzione del fatturato "Ricavi" allineata (A.1) o ammissibile (A.2) alla tassonomia 2022	Categoria: Attività abilitante	Categoria: Attività di transizione
		Milioni di euro	%	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	%	A	T
B. ATTIVITÀ NON AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA																			
Servizi, Holding e Altro	n.a.	2.058	2,1																
Rettifiche	n.a.	-28.448	-29,0																
Fatturato delle attività non ammissibili alla tassonomia		**61.122**	**62,1**																
Totale (A + B)		**98.163**	**100,0**																

	QUOTA DI FATTURATO TOTALE	
	Allineata alla tassonomia per obiettivo	**Ammissibile alla tassonomia per obiettivo**
CCM	33,8	37,9
CCA	0,0	0,0
WTR	0,0	0,0
CE	0,0	0,0
PPC	0,0	0,0
BIO	0,0	0,0

(1) I ricavi fanno riferimento al conto economico ordinario.
(2) Nessun dato di fatturato è stato considerato ammissibile per l'obiettivo di adattamento climatico in quanto Enel non fornisce soluzioni di adattamento ai sensi dell'articolo 11 (b) del regolamento UE sulla tassonomia.
(3) L'analisi dell'allineamento di questa attività non è stata effettuata ai fini del Bilancio di Sostenibilità 2023 e sarà resa nota il prossimo anno in coerenza con la tempistica stabilita nell'Atto Delegato Ambientale.
(4) Produzione di energia elettrica da olio combustibile e OCGT: si riferisce alle centrali termiche che utilizzano olio combustibile e/o gas (OCGT), per le quali non è disponibile una ripartizione per tecnologia.

Spese in conto capitale (capex) "Investimenti" in base ai criteri della Tassonomia Europea

Attività economica	Codice regolamento tassonomia	2023: Spese in conto capitale (Capex) "Investimenti" 2023	2023: Proporzione delle spese in conto capitale (Capex) "Investimenti" 2023	Criteri di contributo sostanziale: Mitigazione del cambiamento climatico (CCM)	Adattamento al cambiamento climatico (CCA)	Acqua e risorse marine (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità ed ecosistemi (BIO)	Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo"): Mitigazione del cambiamento climatico (CCM)	Adattamento al cambiamento climatico (CCA)	Acqua e risorse marine (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità ed ecosistemi (BIO)	Garanzie minime di salvaguardia	Proporzione delle spese in conto capitale (Capex) "Investimenti" allineata (A.1) o ammissibile (A.2) alla tassonomia 2022	Categoria: Attività abilitante	Categoria: Attività di transizione
		Milioni di euro	%	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	%	A	T
A. Attività ammissibili alla tassonomia																			
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica	CCM 4.3 / CCA 4.3	1.125	7,9	**SÌ**	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	14,7		
Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica	CCM 4.1 / CCA 4.1	2.400	16,8	**SÌ**	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	18,9		
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica	CCM 4.5 / CCA 4.5	463	3,2	**SÌ**	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	2,9		
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia geotermica	CCM 4.6 / CCA 4.6	136	1,0	**SÌ**	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,8		
Accumulo di energia elettrica	CCM 4.10 / CCA 4.10	1.322	9,3	**SÌ**	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	3,5	A	
Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	CCM 4.9 / CCA 4.9	5.376	37,7	**SÌ**	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	34,7	A	
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (Enel X - Smart Lighting)	CCM 7.3 d / CCA 7.3 d	130	0,9	**SÌ**	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,5	A	
Trasporto urbano e suburbano, trasporto di passeggeri su strada (Enel X - e-Bus)	CCM 6.3 a / CCA 6.3 a	8	0,1	**SÌ**	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,0		
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (Enel X - Energy Efficiency)	CCM 7.3 a-e / CCA 7.3 a-e	13	0,1	**SÌ**	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,1	A	
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (7.3) Installazione, manutenzione e riparazione di strumenti e dispositivi per la misurazione, la regolazione e il controllo delle prestazioni energetiche degli edifici (7.5) Installazione, manutenzione e riparazione di tecnologie per le energie rinnovabili (7.6) (Enel X - Home/Vivi Meglio Unifamiliare)	CCM 7.3 a-e; 7.5 a; 7.6 a / CCA 7.3 a-e; 7.5 a; 7.6 a	71	0,5	**SÌ**	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,5	A	

A.1 ATTIVITÀ ECOSOSTENIBILI (ALLINEATE ALLA TASSONOMIA)

A.1 ATTIVITÀ ECOSOSTENIBILI (ALLINEATE ALLA TASSONOMIA)

Attività economica	Codice regolamento tassonomia	2023 Spese in conto capitale (Capex) "investimenti" 2023	2023 Proporzione delle spese in conto capitale (Capex) "investimenti" 2023	Criteri di contributo sostanziale: Mitigazione del cambiamento climatico (CCM)	Adattamento al cambiamento climatico (CCA)	Acqua e risorse marine (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità ed ecosistemi (BIO)	Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo"): Mitigazione del cambiamento climatico (CCM)	Adattamento al cambiamento climatico (CCA)	Acqua e risorse marine (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità ed ecosistemi (BIO)	Garanzie minime di salvaguardia	Proporzione delle spese in conto capitale (Capex) "investimenti" allineata (A.1) o ammissibile (A.2) alla tassonomia 2022	Categoria: Attività abilitante	Categoria: Attività di transizione
		Milioni di euro	%	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	%	A	T
Servizi professionali relativi alla prestazione energetica degli edifici (Enel X - Distributed Energy)	CCM 9.3	4	0,0	**SÌ**	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,0	A	
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (Enel X - Condomini)	CCM 7.3 a-e / CCA 7.3 a-e	17	0,1	**SÌ**	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,2	A	
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (7.3) Installazione, manutenzione e riparazione di tecnologie per le energie rinnovabili (7.6) (Enel X - Distributed Energy)	CCM 7.3 d, e; 7.6 a / CCA 7.3 d, e; 7.6 a	59	0,4	**SÌ**	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,1	A	
Installazione, manutenzione e riparazione di tecnologie per le energie rinnovabili (Enel X - Battery Energy Storage)	CCM 7.6 f / CCA 7.6 f	44	0,3	**SÌ**	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,4	A	
Infrastrutture per la mobilità personale (6.13) Installazione, manutenzione e riparazione di stazioni di ricarica per veicoli elettrici negli edifici (e negli spazi adibiti a parcheggio di pertinenza degli edifici) (7.4) (e-Mobility)	CCM 6.13; 7.4 / CCA 6.13; 7.4	106	0,7	**SÌ**	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,7	A	
Fabbricazione di tecnologie per le energie rinnovabili	CCM 3.1 / CCA 3.1	337	2,4	**SÌ**	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	1,1	A	
Aggiunte alle attività consistenti nel diritto di utilizzo (IFRS 16 par. 53 punto h)	n.a.	486	3,4	**SÌ**	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	2,8		
Capex delle attività ecosostenibili (allineate alla tassonomia) (A.1)		**12.097**	**84,8**	**84,8**	**0,0**[1]	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**SÌ**	**SÌ**	**SÌ**	**SÌ**	**SÌ**	**SÌ**	**SÌ**	**81,9**		
Di cui abilitanti %			52,4	52,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	41,8	A	

		2023		Criteri di contributo sostanziale						Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo")								Categoria	
Attività economica	Codice regolamento tassonomia	Spese in conto capitale (Capex) "investimenti" 2023	Proporzione delle spese in conto capitale (Capex) "investimenti" 2023	Mitigazione del cambiamento climatico (CCM)	Adattamento al cambiamento climatico (CCA)	Acqua e risorse marine (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità ed ecosistemi (BIO)	Mitigazione del cambiamento climatico (CCM)	Adattamento al cambiamento climatico (CCA)	Acqua e risorse marine (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità ed ecosistemi (BIO)	Garanzie minime di salvaguardia	Proporzione delle spese in conto capitale (Capex) "investimenti" allineata (A.1) o ammissibile (A.2) alla tassonomia 2022	Attività abilitante	Attività di transizione
		Milioni di euro	%	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	%	A	T
Di cui di transizione %			0,0	0,0													0,0		T
			%	AM; N/AM	AM; N/AM	AM; N/AM	AM; N/AM	AM; N/AM	AM; N/AM										
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica	CCM 4.5 / CCA 4.5	4	0,0	AM	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM								0,0		
Trasmissione e distribuzione di energia elettrica (Perù e nuove connessioni a impianti con soglia > 100 gCO_{2eq}/kWh)	CCM 4.9 / CCA 4.9	123	0,9	AM	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM								2,6		
Produzione di energia elettrica da combustibili gassosi fossili (CCGT)	CCM 4.29 / CCA 4.29	269	1,9	AM	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM								2,6		
Aggiunte alle attività consistenti nel diritto di utilizzo (IFRS 16 par. 53 punto h)	n.a.	19	0,1	AM	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM								1,1		
Vendita parti di ricambio	CE 5.2	0	0,0	N/AM	N/AM	N/AM	AM[2]	N/AM	N/AM								0,0		
Conservazione, compreso il ripristino, di habitat, ecosistemi e specie	BIO 1.1	0	0,0	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	AM[2]								0,0		
Capex delle attività ammissibili alla tassonomia ma non ecosostenibili (attività non allineate alla tassonomia) (A.2)		**415**	**2,9**	**2,9**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**								**6,3**		
A. Capex delle attività ammissibili alla tassonomia (A.1 + A.2)		**12.512**	**87,7**	**87,7**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**								**88,2**		
B. Attività non ammissibili alla tassonomia																			
Produzione di energia elettrica da carbone	n.a.	52	0,4																
Produzione di energia elettrica da nucleare	n.a.	171	1,2																
Produzione di energia elettrica da olio e combustibili gassosi fossili (OCGT)[3]	n.a.	209	1,5																
Enel X (solo attività non ammissibili)	n.a.	103	0,7																

A.2 ATTIVITÀ AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA MA NON ECOSOSTENIBILI (ATTIVITÀ NON ALLINEATE ALLA TASSONOMIA)

B. ATTIVITÀ NON AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA

B. ATTIVITÀ NON AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA

Attività economica	Codice regolamento tassonomia	2023 Spese in conto capitale (Capex) "investimenti" 2023	2023 Proporzione delle spese in conto capitale (Capex) "investimenti" 2023	Criteri di contributo sostanziale: Mitigazione del cambiamento climatico (CCM)	Adattamento al cambiamento climatico (CCA)	Acqua e risorse marine (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità ed ecosistemi (BIO)	Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo"): Mitigazione del cambiamento climatico (CCM)	Adattamento al cambiamento climatico (CCA)	Acqua e risorse marine (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità ed ecosistemi (BIO)	Garanzie minime di salvaguardia	Proporzione delle spese in conto capitale (Capex) "investimenti" allineata (A.1) o ammissibile (A.2) alla tassonomia 2022	Categoria: Attività abilitante	Attività di transizione
		Milioni di euro	%	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	%	A	T
Trading (vendita di energia all'ingrosso)	n.a.	58	0,4																
Mercato (vendita di gas a clienti finali)	n.a.	106	0,7																
Mercato (vendita di energia a clienti finali)	n.a.	512	3,6																
Servizi, Holding e Altro	n.a.	193	1,4																
Rettifiche	n.a.	152	1,1																
Aggiunte alle attività consistenti nel diritto di utilizzo (IFRS 16 par. 53 punto h)	n.a.	179	1,3																
Capex delle attività non ammissibili alla tassonomia		**1.735**	**12,3**																
Totale (A + B)		**14.247**	**100,0**																

	QUOTA DI CAPEX TOTALE	
	Allineata alla tassonomia per obiettivo	**Ammissibile alla tassonomia per obiettivo**
CCM	84,8	87,7
CCA	0,0	87,7
WTR	0,0	0,0
CE	0,0	0,0
PPC	0,0	0,0
BIO	0,0	0,0

(1) All'obiettivo di adattamento climatico non sono state attribuite spese in conto capitale che potrebbero corrispondere a soluzioni di adattamento - in conformità con l'articolo 11 (1) (a) del regolamento UE sulla tassonomia - in attività aziendali che già contribuiscono alla mitigazione del clima, evitando così qualsiasi potenziale doppio conteggio con i dati forniti sull'obiettivo di mitigazione del clima.
(2) L'analisi dell'allineamento di questa attività non è stata effettuata ai fini del Bilancio di Sostenibilità 2023 e sarà resa nota il prossimo anno in coerenza con la tempistica stabilita dall'Atto Delegato Ambientale.
(3) Produzione di energia elettrica da olio combustibile e OCGT: si riferisce alle centrali termiche che utilizzano olio combustibile e/o gas (OCGT), per le quali non è disponibile una ripartizione per tecnologia.

Spese operative (Opex) in base ai criteri della Tassonomia europea

Attività economica	Codice regolamento tassonomia	2023		Criteri di contributo sostanziale						Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo")							Categoria	
		Spese operative (Opex) ordinarie 2023	Proporzione delle spese operative (Opex) ordinarie 2023	Mitigazione del cambiamento climatico (CCM)	Adattamento al cambiamento climatico (CCA)	Acqua e risorse marine (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità ed ecosistemi (BIO)	Mitigazione del cambiamento climatico (CCM)	Adattamento al cambiamento climatico (CCA)	Acqua e risorse marine (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità ed ecosistemi (BIO)	Garanzie minime di salvaguardia	Proporzione delle spese operative (Opex) ordinarie allineata (A.1) o ammissibile (A.2) alla tassonomia 2022	Attività abilitante	Attività di transizione
		Milioni di euro	%	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	%	A	T
A. Attività ammissibili alla tassonomia																			
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica	CCM 4.3 / CCA 4.3	86	6,8	**SÌ**	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	7,2		
Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica	CCM 4.1 / CCA 4.1	57	4,5	**SÌ**	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	3,9		
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica	CCM 4.5 / CCA 4.5	153	12,1	**SÌ**	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	12,9		
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia geotermica	CCM 4.6 / CCA 4.6	5	0,4	**SÌ**	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,4		
Accumulo di energia elettrica	CCM 4.10 / CCA 4.10	0	0,0	**SÌ**	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,0	A	
Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	CCM 4.9 / CCA 4.9	559	44,2	**SÌ**	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	41,8	A	
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (Enel X - Smart Lighting)	CCM 7.3 d / CCA 7.3 d	0	0,0	**SÌ**	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,1	A	
Trasporto urbano e suburbano, trasporto di passeggeri su strada (Enel X - e-Bus)	CCM 6.3 a / CCA 6.3 a	0	0,0	**SÌ**	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,0		
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (Enel X - Energy Efficiency)	CCM 7.3 a-e / CCA 7.3 a-e	0	0,0	**SÌ**	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,0	A	
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (7.3) Installazione, manutenzione e riparazione di strumenti e dispositivi per la misurazione, la regolazione e il controllo delle prestazioni energetiche degli edifici (7.5) Installazione, manutenzione e riparazione di tecnologie per le energie rinnovabili (7.6) (Enel X - Home/Vivi Meglio Unifamiliare)	CCM 7.3 a-e; 7.5 a; 7.6 a / CCA 7.3 a-e; 7.5 a; 7.6 a	1	0,1	**SÌ**	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,1	A	

A.1 ATTIVITÀ ECOSOSTENIBILI (ALLINEATE ALLA TASSONOMIA)

A.1 ATTIVITÀ ECOSOSTENIBILI (ALLINEATE ALLA TASSONOMIA)

Attività economica	Codice regolamento tassonomia	2023		Criteri di contributo sostanziale						Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo")							Garanzie minime di salvaguardia	Proporzione delle spese operative (Opex) ordinarie allineata (A.1) o ammissibile (A.2) alla tassonomia 2022	Categoria	
		Spese operative (Opex) ordinarie 2023	Proporzione delle spese operative (Opex) ordinarie 2023	Mitigazione del cambiamento climatico (CCM)	Adattamento al cambiamento climatico (CCA)	Acqua e risorse marine (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità ed ecosistemi (BIO)	Mitigazione del cambiamento climatico (CCM)	Adattamento al cambiamento climatico (CCA)	Acqua e risorse marine (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità ed ecosistemi (BIO)				Attività abilitante	Attività di transizione
		Milioni di euro	%	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO		%	A	T
Servizi professionali relativi alla prestazione energetica degli edifici (Enel X - Distributed Energy)	CCM 9.3	1	0,1	**SÌ**	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ		0,1	A	
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (Enel X - Condomini)	CCM 7.3 a-e / CCA 7.3 a-e	0	0,0	**SÌ**	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ		0,1	A	
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (7.3) Installazione, manutenzione e riparazione di tecnologie per le energie rinnovabili (7.6) (Enel X - Distributed Energy)	CCM 7.3 d, e; 7.6 a / CCA 7.3 d, e; 7.6 a	0	0,0	**SÌ**	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ		0,0	A	
Installazione, manutenzione e riparazione di tecnologie per le energie rinnovabili (Enel X - Battery Energy Storage)	CCM 7.6 f / CCA 7.6 f	0	0,0	**SÌ**	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ		0,0	A	
Infrastrutture per la mobilità personale (6.13) Installazione, manutenzione e riparazione di stazioni di ricarica per veicoli elettrici negli edifici (e negli spazi adibiti a parcheggio di pertinenza degli edifici) (7.4) (e-Mobility)	CCM 6.13; 7.4 / CCA 6.13; 7.4	2	0,2	**SÌ**	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ		0,3	A	
Fabbricazione di tecnologie per le energie rinnovabili	CCM 3.1 / CCA 3.1	0	0,0	**SÌ**	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ		0,0	A	
Opex delle attività ecosostenibili (allineate alla tassonomia) (A.1)		**864**	**68,4**	**68,4**	**0,0**[1]	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**SÌ**	**SÌ**	**SÌ**	**SÌ**	**SÌ**	**SÌ**	**SÌ**		**66,9**		
Di cui abilitanti %			44,6	44,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ		42,5	A	
Di cui di transizione %			0,0	0,0														0,0		T

Attività economica	Codice regolamento tassonomia	2023		Criteri di contributo sostanziale						Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo")							Categoria	
		Spese operative (Opex) ordinarie 2023	Proporzione delle spese operative (Opex) ordinarie 2023	Mitigazione del cambiamento climatico (CCM)	Adattamento al cambiamento climatico (CCA)	Acqua e risorse marine (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità ed ecosistemi (BIO)	Mitigazione del cambiamento climatico (CCM)	Adattamento al cambiamento climatico (CCA)	Acqua e risorse marine (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità ed ecosistemi (BIO)	Garanzie minime di salvaguardia	Proporzione delle spese operative (Opex) ordinarie allineata (A.1) o ammissibile (A.2) alla tassonomia 2022	Attività abilitante	Attività di transizione
		Milioni di euro	%	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	%	A	T
			%	AM; N/AM	AM; N/AM	AM; N/AM	AM; N/AM	AM; N/AM	AM; N/AM										
A.2 ATTIVITÀ AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA MA NON ECOSOSTENIBILI (ATTIVITÀ NON ALLINEATE ALLA TASSONOMIA)																			
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica	CCM 4.5 / CCA 4.5	1	0,1	AM	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM								0,0		
Trasmissione e distribuzione di energia elettrica (Perù e nuove connessioni a impianti con soglia >100 gCO_{2eq}/kWh)	CCM 4.9 / CCA 4.9	10	0,8	AM	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM								3,9		
Produzione di energia elettrica da combustibili gassosi fossili (CCGT)	CCM 4.29 / CCA 4.29	86	6,8	AM	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM								8,9		
Vendita parti di ricambio	CE 5.2	0	0,0	N/AM	N/AM	N/AM	AM[2]	N/AM	N/AM								0,0		
Conservazione, compreso il ripristino, di habitat, ecosistemi e specie	BIO 1.1	0	0,0	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	AM[2]								0,0		
Opex delle attività ammissibili alla tassonomia ma non ecosostenibili (attività non allineate alla tassonomia) (A.2)		**97**	**7,7**	**7,7**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**								**12,8**		
A. Opex delle attività ammissibili alla tassonomia (A.1 + A.2)		**961**	**76,1**	**76,1**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**								**79,7**		
B. ATTIVITÀ NON AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA																			
B. Attività non ammissibili alla tassonomia																			
Produzione di energia elettrica da carbone	n.a.	48	3,8																
Produzione di energia elettrica da nucleare	n.a.	80	6,3																
Produzione di energia elettrica da olio e combustibili gassosi fossili (OCGT)[3]	n.a.	101	8,0																
Enel X (solo attività non ammissibili)	n.a.	4	0,3																
Trading (vendita di energia all'ingrosso)	n.a.	4	0,3																
Mercato (vendita di gas a clienti finali)	n.a.	3	0,2																

B.ATTIVITÀ NON AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA

Attività economica	Codice regolamento tassonomia	2023 Spese operative (Opex) ordinarie 2023	2023 Proporzione delle spese operative (Opex) ordinarie 2023	Criteri di contributo sostanziale: Mitigazione del cambiamento climatico (CCM)	Adattamento al cambiamento climatico (CCA)	Acqua e risorse marine (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità ed ecosistemi (BIO)	Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo"): Mitigazione del cambiamento climatico (CCM)	Adattamento al cambiamento climatico (CCA)	Acqua e risorse marine (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità ed ecosistemi (BIO)	Garanzie minime di salvaguardia	Proporzione delle spese operative (Opex) ordinarie allineata (A.1) o ammissibile (A.2) alla tassonomia 2022	Categoria: Attività abilitante	Attività di transizione
		Milioni di euro	%	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	%	A	T
Mercato (vendita di energia a clienti finali)	n.a.	14	1,1																
Servizi, Holding e Altro	n.a.	50	4,0																
Rettifiche	n.a.	-1	-0,1																
Opex delle attività non ammissibili alla tassonomia		**303**	**23,9**																
Totale (A + B)		**1.264**	**100,0**																

	QUOTA DI OPEX TOTALE	
	Allineata alla tassonomia per obiettivo	**Ammissibile alla tassonomia per obiettivo**
CCM	68,4	76,1
CCA	0,0	76,0
WTR	0,0	0,0
CE	0,0	0,0
PPC	0,0	0,0
BIO	0,0	0,0

(1) All'obiettivo di adattamento climatico non sono state attribuite spese operative che potrebbero corrispondere a soluzioni di adattamento - in conformità con l'articolo 11 (1) (a) del regolamento UE sulla tassonomia - in attività aziendali che già contribuiscono alla mitigazione del clima, evitando così qualsiasi potenziale doppio conteggio con i dati forniti sull'obiettivo di mitigazione del clima.
(2) L'analisi dell'allineamento di questa attività non è stata effettuata ai fini del Bilancio di Sostenibilità 2023 e sarà resa nota il prossimo anno in coerenza con la tempistica stabilita dall'Atto Delegato Ambientale.
(3) Produzione di energia elettrica da olio combustibile e OCGT: si riferisce alle centrali termiche che utilizzano olio combustibile e/o gas (OCGT), per le quali non è disponibile una ripartizione per tecnologia.

Ulteriori informazioni sulla produzione di energia elettrica da attività nei settori del nucleare e del gas

I seguenti dati sono riportati in conformità al Regolamento Delegato della Commissione (UE) 2022/1214 del 9 marzo 2022, che modifica il Regolamento Delegato (UE) 2021/2139 riguardo alle attività economiche in determinati settori energetici e il Regolamento Delegato (UE) 2021/2178 riguardo alle informazioni pubbliche specifiche per tali attività economiche.

Modello 1 – Attività legate al nucleare e ai gas fossili

Attività connesse all'energia nucleare

1	L'impresa svolge, finanzia o ha esposizioni verso la ricerca, lo sviluppo, la dimostrazione e la realizzazione di impianti innovativi per la generazione di energia elettrica che producono energia a partire da processi nucleari con una quantità minima di rifiuti del ciclo del combustibile.	No
2	L'impresa svolge, finanzia o ha esposizioni verso la costruzione e l'esercizio sicuro di nuovi impianti nucleari per la generazione di energia elettrica o calore di processo, anche a fini di teleriscaldamento o per processi industriali quali la produzione di idrogeno, e miglioramenti della loro sicurezza, con l'ausilio delle migliori tecnologie disponibili.	No
3	L'impresa svolge, finanzia o ha esposizioni verso l'esercizio sicuro di impianti nucleari esistenti che generano energia elettrica o calore di processo, anche per il teleriscaldamento o per processi industriali quali la produzione di idrogeno a partire da energia nucleare, e miglioramenti della loro sicurezza.	Sì

Attività legate ai gas fossili

4	L'impresa svolge, finanzia o ha esposizioni verso la costruzione o la gestione di impianti per la produzione di energia elettrica che utilizzano combustibili gassosi fossili.	Sì
5	L'impresa svolge, finanzia o ha esposizioni verso la costruzione, la riqualificazione e la gestione di impianti di generazione combinata di calore/freddo ed energia elettrica che utilizzano combustibili gassosi fossili.	No
6	L'impresa svolge, finanzia o ha esposizioni verso la costruzione, la riqualificazione e la gestione di impianti di generazione di calore che producono calore/freddo utilizzando combustibili gassosi fossili.	No

Come indicato nella tabella precedente, le uniche attività applicabili per Enel riguardano l'esercizio in sicurezza degli impianti nucleari esistenti e l'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica che utilizzano combustibili fossili gassosi. La prima attività è al 100% non ammissibile, mentre la seconda è al 100% ammissibile-non allineata. Di conseguenza, le tabelle seguenti si riferiscono ai modelli numero 4 e 5 inclusi nell'Atto Delegato Complementare nella sezione degli allegati. I restanti modelli inclusi in tale Atto Delegato non sono applicabili al modello di business di Enel. Inoltre, le informazioni si riferiscono esclusivamente all'obiettivo di mitigazione dei cambiamenti climatici dato che l'obiettivo di mitigazione del cambiamento climatico risulta essere quello prevalente per il Gruppo.

Modello 4 - Attività economiche ammissibili alla tassonomia ma non allineate alla tassonomia

Fatturato "Ricavi" in base ai criteri della tassonomia europea

	Mitigazione dei cambiamenti climatici	
Attività economiche	**Importo in milioni di euro**	**%**
Importo e quota dell'attività economica ammissibile alla tassonomia ma non allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.29 degli allegati I e II del Regolamento Delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile	2.984	3,0
Importo e quota di altre attività economiche ammissibili alla tassonomia ma non allineate alla tassonomia non incluse nelle righe da 1 a 6 al denominatore del KPI applicabile	984	1,0
Importo e quota totali delle attività economiche ammissibili alla tassonomia ma non allineate alla tassonomia al denominatore del KPI applicabile	**3.968**	**4,0**

Spese in conto capitale (Capex) "Investimenti" in base ai criteri della tassonomia europea

	Mitigazione dei cambiamenti climatici	
Attività economiche	**Importo in milioni di euro**	**%**
Importo e quota dell'attività economica ammissibile alla tassonomia ma non allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.29 degli allegati I e II del Regolamento Delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile	269	1,9
Importo e quota di altre attività economiche ammissibili alla tassonomia ma non allineate alla tassonomia non incluse nelle righe da 1 a 6 al denominatore del KPI applicabile	146	1,0
Importo e quota totali delle attività economiche ammissibili alla tassonomia ma non allineate alla tassonomia al denominatore del KPI applicabile	**415**	**2,9**

Spese operative (Opex) in base ai criteri della tassonomia europea

	Mitigazione dei cambiamenti climatici	
Attività economiche	**Importo in milioni di euro**	**%**
Importo e quota dell'attività economica ammissibile alla tassonomia ma non allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.29 degli allegati I e II del Regolamento Delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile	86	6,8
Importo e quota di altre attività economiche ammissibili alla tassonomia ma non allineate alla tassonomia non incluse nelle righe da 1 a 6 al denominatore del KPI applicabile	11	0,9
Importo e quota totali delle attività economiche ammissibili alla tassonomia ma non allineate alla tassonomia al denominatore del KPI applicabile	**97**	**7,7**

Margine operativo lordo (EBITDA) ordinario in base ai criteri della tassonomia europea

	Mitigazione dei cambiamenti climatici	
Attività economiche	**Importo in milioni di euro**	**%**
Importo e quota dell'attività economica ammissibile alla tassonomia ma non allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.29 degli allegati I e II del Regolamento Delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile	450	2,0
Importo e quota di altre attività economiche ammissibili alla tassonomia ma non allineate alla tassonomia non incluse nelle righe da 1 a 6 al denominatore del KPI applicabile	229	1,0
Importo e quota totali delle attività economiche ammissibili alla tassonomia ma non allineate alla tassonomia al denominatore del KPI applicabile	**679**	**3,0**

Modello 5 - Attività economiche non ammissibili alla tassonomia

Fatturato "Ricavi" in base ai criteri della tassonomia europea

	Mitigazione dei cambiamenti climatici	
Attività economiche	**Importo in milioni di euro**	**%**
Importo e quota dell'attività economica di cui alla riga 3 del modello 1 che non è ammissibile alla tassonomia conformemente alla sezione 4.28 degli allegati I e II del Regolamento Delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile	1.455	1,5
Importo e quota di altre attività economiche non ammissibili alla tassonomia non incluse nelle righe da 1 a 6 al denominatore del KPI applicabile	59.667	60,8
Importo e quota totali delle attività economiche non ammissibili alla tassonomia al denominatore del KPI applicabile	**61.122**	**62,3**

Spese in conto capitale (Capex) "Investimenti" in base ai criteri della tassonomia europea

	Mitigazione dei cambiamenti climatici	
Attività economiche	**Importo in milioni di euro**	**%**
Importo e quota dell'attività economica di cui alla riga 3 del modello 1 che non è ammissibile alla tassonomia conformemente alla sezione 4.28 degli allegati I e II del Regolamento Delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile	171	1,2
Importo e quota di altre attività economiche non ammissibili alla tassonomia non incluse nelle righe da 1 a 6 al denominatore del KPI applicabile	1.564	11,0
Importo e quota totali delle attività economiche non ammissibili alla tassonomia al denominatore del KPI applicabile	**1.735**	**12,2**

Spese operative (Opex) in base ai criteri della tassonomia europea

	Mitigazione dei cambiamenti climatici	
Attività economiche	**Importo in milioni di euro**	**%**
Importo e quota dell'attività economica di cui alla riga 3 del modello 1 che non è ammissibile alla tassonomia conformemente alla sezione 4.28 degli allegati I e II del Regolamento Delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile	80	6,3
Importo e quota di altre attività economiche non ammissibili alla tassonomia non incluse nelle righe da 1 a 6 al denominatore del KPI applicabile	223	17,6
Importo e quota totali delle attività economiche non ammissibili alla tassonomia al denominatore del KPI applicabile	**303**	**23,9**

Margine operativo lordo (EBITDA) ordinario in base ai criteri della tassonomia europea

	Mitigazione dei cambiamenti climatici	
Attività economiche	**Importo in milioni di euro**	**%**
Importo e quota dell'attività economica di cui alla riga 3 del modello 1 che non è ammissibile alla tassonomia conformemente alla sezione 4.28 degli allegati I e II del Regolamento Delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile	511	2,3
Importo e quota di altre attività economiche non ammissibili alla tassonomia non incluse nelle righe da 1 a 6 al denominatore del KPI applicabile	7.681	35,0
Importo e quota totali delle attività economiche non ammissibili alla tassonomia al denominatore del KPI applicabile	**8.192**	**37,3**

FATTI DI RILIEVO DEL 2023

Enel colloca nuovi prestiti obbligazionari ibridi perpetui da 1,75 miliardi di euro per rifinanziare alcuni dei suoi bond ibridi in circolazione

In data 9 gennaio 2023 Enel SpA ha lanciato sul mercato europeo l'emissione di prestiti obbligazionari non convertibili subordinati ibridi perpetui con denominazione in euro, destinati a investitori istituzionali, per un ammontare complessivo pari a 1,75 miliardi di euro.

Enel lancia un Sustainability-Linked Bond da 1,5 miliardi di euro

In data 14 febbraio 2023 Enel Finance International NV ha lanciato sul mercato Eurobond un Sustainability-Linked Bond in due tranche rivolto agli investitori istituzionali per un totale di 1,5 miliardi di euro. La nuova emissione prevede per la prima volta l'utilizzo da parte di Enel di molteplici Key Performance Indicators (KPI) per tranche. Una tranche dell'emissione combina un KPI collegato alla tassonomia dell'UE con un KPI collegato agli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) delle Nazioni Unite. L'altra tranche del bond è collegata a due KPI associati alla traiettoria del Gruppo di completa decarbonizzazione, attraverso la riduzione delle emissioni dirette e indirette di gas a effetto serra.

Cessione degli asset di generazione termoelettrica in Argentina

In data 17 febbraio 2023 il Gruppo Enel, tramite la controllata Enel Argentina, ha perfezionato un accordo per la vendita all'azienda energetica Central Puerto SA della quota detenuta nella società di generazione termoelettrica Enel Generación Costanera per un corrispettivo di 42 milioni di euro.

Addizionalmente, in data 29 marzo 2023, YPF e Pan American Sur SA hanno esercitato i rispettivi diritti di prelazione per:

- l'acquisto da parte di YPF delle azioni detenute da Enel Américas in Inversora Dock Sud SA, e indirettamente della quota delle azioni detenute dalla stessa in Central Dock Sud SA;
- l'acquisto da parte di Pan American Sur SA delle azioni detenute da Enel Argentina in Central Dock Sud SA.

La vendita si è perfezionata in data 14 aprile 2023 per un corrispettivo complessivo di 48 milioni di euro.
Per maggiori approfondimenti relativi agli effetti economici si rimanda alla nota 9 "Principali acquisizioni e cessioni dell'esercizio".

Enel Perú firma un accordo per la cessione degli asset di distribuzione, fornitura e servizi energetici avanzati a CSGI

In data 7 aprile 2023 Enel Perú SAC, controllata da Enel SpA tramite la società Enel Américas SA, ha sottoscritto un accordo con la società cinese China Southern Power Grid International (HK) Co. Ltd (CSGI) per la cessione della totalità delle partecipazioni detenute da Enel Perú nella società di distribuzione e fornitura di energia elettrica Enel Distribución Perú SAA e nella società di servizi energetici avanzati Enel X Perú SAC.
L'accordo prevede che CSGI acquisirà le partecipazioni di Enel Perú in Enel Distribución Perú SAA (pari a circa l'83,15% del capitale sociale di quest'ultima) e in Enel X Perú SAC (pari al 100% del capitale sociale di quest'ultima) a fronte di un corrispettivo totale di circa 2,9 miliardi di dollari statunitensi, corrispondenti a circa 4 miliardi di dollari statunitensi in termini di enterprise value (riferito al 100%).

Enel finalizza l'accordo di joint venture con INPEX Corporation per la cessione del 50% di Enel Green Power Australia

In data 29 settembre 2023, Enel SpA, attraverso la sua controllata al 100% Enel Green Power SpA, ha perfezionato la cessione del 50% a INPEX Corporation (INPEX) delle due società che possiedono tutte le attività dedicate alle rinnovabili del Gruppo in Australia, nello specifico Enel Green Power Australia (Pty) Ltd ed Enel Green Power Australia Trust. La cessione è avvenuta a seguito dell'adempimento di tutte le condizioni previste dall'accordo di vendita firmato il 13 luglio 2023.
In linea con il suddetto accordo, INPEX ha versato un corrispettivo totale di 142 milioni di euro.

Con il perfezionamento dell'operazione, Enel Green Power SpA e INPEX gestiranno congiuntamente Enel Green Power Australia, supervisionando l'attuale portafoglio di generazione da fonti rinnovabili di quest'ultima e continuando a sviluppare la sua pipeline di progetti, allo scopo di ottenere un incremento della capacità installata.
Per maggiori approfondimenti relativi agli effetti economici si rimanda alla nota 9 "Principali acquisizioni e cessioni dell'esercizio".

Enel avvia un programma di acquisto di azioni proprie, legato alla sostenibilità, a servizio del Piano di incentivazione di lungo termine 2023

In data 5 ottobre 2023 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA, in attuazione dell'autorizzazione conferita dall'Assemblea degli azionisti del 10 maggio 2023 e nel rispetto dei relativi termini già comunicati al mercato, ha approvato l'avvio di un programma di acquisto di azioni proprie, per un numero di azioni pari a 4,2 milioni, equivalenti a circa lo 0,041% del capitale sociale di Enel.

Il programma, la cui durata è fissata dal 16 ottobre 2023 a non oltre il 18 gennaio 2024, è a servizio del Piano di incentivazione di lungo termine per il 2023 destinato al management di Enel e/o di società da questa controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile, anch'esso approvato dall'Assemblea del 10 maggio 2023.

Dall'inizio del programma, Enel ha acquistato n. 3.377.224 azioni proprie (pari allo 0,0332% circa del capitale sociale), per un controvalore complessivo di 21.007.908,138 euro. Considerando le azioni proprie già in portafoglio, Enel detiene complessivamente al 29 dicembre 2023 n. 9.262.330 azioni proprie, pari allo 0,0911% circa del capitale sociale.

Enel firma un accordo per la vendita a Ormat di un portafoglio geotermico e solare negli Stati Uniti

In data 23 ottobre 2023 Enel SpA, attraverso la sua controllata al 100% Enel Green Power North America Inc. (EGPNA), ha firmato un accordo con Ormat Technologies Inc., per la vendita di un portafoglio di asset rinnovabili negli Stati Uniti. La vendita si è perfezionata in data 4 gennaio 2024 per un corrispettivo complessivo di 271 milioni di dollari statunitensi, pari a circa 250 milioni di euro, soggetto agli aggiustamenti consueti per questo tipo di operazioni.
Gli asset venduti includono l'intero portafoglio geotermico di EGPNA oltre a diversi piccoli impianti solari, per una capacità totale pari a circa 150 MW di impianti in esercizio.

Enel ha perfezionato la vendita a Sonnedix di un portafoglio di impianti fotovoltaici in Cile

In data 25 ottobre 2023 Enel SpA e la sua controllata Enel Chile SA hanno perfezionato la compravendita delle loro intere partecipazioni azionarie nel capitale sociale di Arcadia Generación Solar SA, azienda cilena proprietaria di un portafoglio di quattro impianti fotovoltaici in esercizio per un totale di circa 416 MW di capacità installata, a Sonnedix, un produttore internazionale di energia rinnovabile. L'operazione è stata finalizzata a seguito del realizzarsi di tutte le condizioni sospensive previste nell'accordo di compravendita firmato il 12 luglio 2023, tra cui l'autorizzazione da parte dell'autorità antitrust cilena Fiscalía Nacional Económica (FNE).
In linea con l'accordo sopra menzionato l'acquirente ha versato un corrispettivo complessivo di 535 milioni di euro, corrispondente al 100% dell'enterprise value concordato dalle parti. L'operazione ha comportato la rilevazione di un provento di 195 milioni di euro.

Per maggiori approfondimenti relativi agli effetti economici si rimanda alla nota 9 "Principali acquisizioni e cessioni dell'esercizio".

Enel perfeziona la cessione delle sue attività in Romania a PPC

In data 25 ottobre 2023 Enel SpA ha perfezionato la cessione alla società greca Public Power Corporation SA (PPC) di tutte le partecipazioni detenute dal Gruppo Enel in Romania, a seguito del verificarsi di tutte le condizioni sospensive previste nell'accordo di compravendita sottoscritto il 9 marzo 2023.
In conformità con quanto previsto nel suddetto accordo, PPC ha pagato un corrispettivo totale di 1.241 milioni di euro. È inoltre previsto un meccanismo di earn-out, concernente un potenziale ulteriore pagamento post-closing, basato sul futuro valore delle attività del business retail.

L'operazione ha comportato un impatto negativo sul risultato netto dell'esercizio pari a 847 milioni di euro, di cui 655 milioni di euro collegati al rilascio della riserva cambi e 15 milioni di euro relativi a oneri accessori alla vendita, oltre alla rilevazione dell'adeguamento di valore degli asset effettuato *ante* cessione per 177 milioni di euro (al netto delle imposte).
Per maggiori approfondimenti relativi agli effetti economici si rimanda alla nota 9 "Principali acquisizioni e cessioni dell'esercizio" e alla nota 7 "Discontinued operation".

Enel firma un accordo per la cessione di asset di generazione del Gruppo in Perù

In data 22 novembre 2023 Enel SpA informa che le sue controllate Enel Américas SA ed Enel Perú SAC, quest'ultima controllata da Enel tramite la società quotata cilena Enel Américas, hanno sottoscritto un accordo con Niagara Energy SAC, società peruviana controllata dal fondo di investimento globale Actis, per la cessione della totalità delle partecipazioni detenute dal Gruppo Enel nelle società di generazione elettrica Enel Generación Perú SAA e Compañía Energética Veracruz SAC.
In particolare, l'accordo prevede che Niagara Energy acquisirà le partecipazioni detenute da Enel Perú ed Enel Américas in Enel Generación Perú (pari, rispettivamente, a circa il 66,50% e al 20,46% del capitale sociale di quest'ultima) e da Enel Perú in Compañía Energética Veracruz (pari al 100% del capitale sociale di quest'ultima) a fronte di un corrispettivo totale di circa 1,4 miliardi di dollari statunitensi (circa 1,3 miliardi di euro), corrispondenti a circa 2,1 miliardi di dollari statunitensi in termini di enterprise value complessivo (circa 1,9 miliardi di euro, riferito al 100%).
Tale corrispettivo è soggetto ad aggiustamenti usuali per questo tipo di operazioni in considerazione del tempo che intercorrerà tra la sottoscrizione dell'accordo e il perfezionamento dell'operazione.
Il perfezionamento della cessione, atteso entro il secondo trimestre 2024, è soggetto ad alcune condizioni sospensive usuali per questo tipo di operazioni, tra cui l'approvazione da parte della competente autorità in materia di concorrenza in Perù.

Enel finalizza la vendita del 50% di Enel Green Power Hellas a Macquarie Asset Management

In data 29 dicembre 2023 Enel SpA informa che, tramite la propria controllata al 100% Enel Green Power SpA (EGP), ha finalizzato la vendita del 50% di Enel Green Power Hellas (EGPH), controllata al 100% di Enel Green Power per le rinnovabili in Grecia, a Macquarie Asset Management, che agisce tramite Macquarie Green Investment Group Renewable Energy Fund 2, a seguito del verificarsi di tutte le condizioni sospensive usuali per questo tipo di operazioni, inclusa l'approvazione delle competenti autorità per la concorrenza, come previsto nell'accordo di compravendita sottoscritto il 26 luglio 2023. In linea con il suddetto accordo, EGP ha ricevuto un corrispettivo totale pari a 351 milioni di euro.
Alla chiusura dell'operazione, EGP e Macquarie Asset Management hanno stipulato uno shareholder agreement che prevede il controllo congiunto di EGPH al fine di co-gestire l'attuale portafoglio di generazione da fonti rinnovabili della società e continuare a sviluppare la sua pipeline di progetti, con ulteriore incremento della capacità installata.
L'operazione ha generato un impatto positivo sul risultato netto di Gruppo pari a 422 milioni di euro (inclusa la rimisurazione al fair value della partecipazione di minoranza che continua a possedere il Gruppo Enel).

Per maggiori approfondimenti relativi agli effetti economici si rimanda alla nota 9 "Principali acquisizioni e cessioni dell'esercizio" e alla nota 7 "Discontinued operation".



ASPETTI NORMATIVI E TARIFFARI

Il quadro regolamentare europeo

Evoluzione del pacchetto "Fit for 55" e del REPowerEU

Con il pacchetto "Fit for 55" pubblicato a luglio 2021 la Commissione Europea ha proposto un incremento dei target UE al 2030 a supporto di una maggiore ambizione climatica per raggiungere una riduzione delle emissioni di gas serra del 55% al 2030 e arrivare alla neutralità climatica al 2050. Nel corso del 2023 le istituzioni europee hanno continuato la discussione dei diversi dossier all'interno del pacchetto "Fit for 55" e del suo adeguamento alle novità del REPowerEU.

Rinnovabili ed efficienza energetica

A ottobre 2023 la revisione della Direttiva Rinnovabili è stata pubblicata nella Gazzetta Ufficiale dell'UE e gli Stati membri avranno 18 mesi di tempo per recepirla nella legislazione nazionale. La direttiva prevede un aumento della quota di energie rinnovabili nel consumo energetico complessivo dell'UE pari al 42,5% entro il 2030, con un'integrazione indicativa supplementare del 2,5% al fine di consentire il conseguimento dell'obiettivo del 45%. Tutti gli Stati membri dovranno contribuire al conseguimento di obiettivi settoriali più ambiziosi riguardanti trasporti, industria ed edifici. Inoltre, la direttiva prevede che le procedure di autorizzazione per i progetti in materia di energie rinnovabili saranno accelerate. Gli Stati membri designeranno zone di accelerazione per le energie rinnovabili in cui i progetti in materia di energie rinnovabili saranno oggetto di procedure di autorizzazione semplificate e rapide. La diffusione delle energie rinnovabili sarà inoltre considerata di "interesse pubblico prevalente", il che limiterà i motivi di obiezione giuridica ai nuovi impianti.
Inoltre, le istituzioni UE hanno raggiunto l'accordo per aumentare l'obiettivo vincolante di efficienza energetica dell'UE per il 2030 dal 9% iniziale del pacchetto "Fit for 55" all'11,7%, includendo un incremento nell'obbligo di risparmio energetico annuale verso gli Stati membri che dovrà aumentare gradualmente dal 2024 al 2030. Infine, sempre nel 2023 le istituzioni europee hanno raggiunto un accordo sulla Direttiva Europea sulla Prestazione Energetica nell'Edilizia (EPBD). Le nuove disposizioni comprendono novità significative nella riduzione dell'uso di combustibili fossili negli edifici, nello sviluppo di infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica, nell'aumento del tasso di ristrutturazione ed efficienza del parco edilizio, nonché nell'integrazione di sistemi solari negli edifici.

Mobilità

Nell'ottobre 2023 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale dell'UE il nuovo regolamento per la promozione dell'infrastruttura per i combustibili alternativi (AFIR), che prevede per la prima volta in Europa obiettivi vincolanti per gli Stati membri relativi allo sviluppo dell'infrastruttura di ricarica per veicoli leggeri, pesanti e dell'infrastruttura per fornire elettricità alle imbarcazioni ormeggiate nei porti nei diversi Stati membri. Sempre durante il 2023 i regolamenti ReFuelEU Aviation e FuelEU Maritime, volti a ridurre le emissioni di gas a effetto serra per il trasporto aereo e marittimo fissando limiti di emissioni per navi e aerei via via più stringenti e attraverso misure per la promozione di combustibili rinnovabili, inclusi idrogeno, elettricità rinnovabile e combustibili a basse emissioni di carbonio, sono stati pubblicati nella Gazzetta Ufficiale dell'UE. In chiusura del 2023 è invece stato raggiunto un accordo tra Parlamento e Consiglio sulla proposta di revisione del regolamento Trans-European Network of Transport (TEN-T), che mira a sviluppare una rete europea di linee e terminal ferroviari, strade, vie navigabili interne, porti, aeroporti per rafforzare la coesione sociale, economica e territoriale nell'UE, direttamente collegato al regolamento Connecting Europe Facility (CEF) e che definisce le caratteristiche dei progetti di interesse comune (PCI) ammissibili nell'ambito del CEF.

La revisione degli standard di emissione di CO_2 per le nuove autovetture e veicoli commerciali leggeri, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale dell'UE nella prima metà del 2023, ha previsto un aumento della quota di riduzione dei limiti di emissione al 2030 e introduce l'obbligo di vendita di

solo veicoli leggeri a emissioni zero a partire dal 2035. A riguardo si attende ancora l'ulteriore modifica che dovrebbe permettere ai veicoli a combustione interna alimentati a soli combustibili sintetici di essere immessi sul mercato anche dopo il 2035.

Pacchetto per la decarbonizzazione del settore gas e l'idrogeno e Definizione di Idrogeno Rinnovabile

Come previsto dalla Direttiva Rinnovabili del 2018, durante la prima metà del 2023 sono stati pubblicati nella Gazzetta Ufficiale dell'UE due atti delegati volti a definire i criteri con cui l'idrogeno prodotto da elettricità possa essere considerato rinnovabile e siano direttamente applicabili in tutti i Paesi dell'UE garantendo chiarezza sulle regole per la produzione di idrogeno rinnovabile. I principali criteri riguardano i princípi di addizionalità per gli impianti rinnovabili che alimentano gli elettrolizzatori e la correlazione spaziale e temporale tra elettrolizzatori e impianti rinnovabili, nonché la metodologia da utilizzare per il calcolo della riduzione delle emissioni di gas effetto serra derivanti dall'uso di questo.
Nel dicembre 2023 le istituzioni europee hanno raggiunto un accordo politico provvisorio sul pacchetto per la decarbonizzazione del settore gas la cui proposta venne pubblicata nel dicembre 2021. Il regolamento e la direttiva che fanno parte del pacchetto hanno come obiettivo di definire un framework abilitante alla penetrazione nel sistema di gas rinnovabili e a basse emissioni di carbonio, incluso l'idrogeno, e le regole di mercato e di organizzazione del settore, inclusi gli aspetti infrastrutturali. L'accordo provvisorio raggiunto dovrà essere approvato e formalmente adottato dal Parlamento e Consiglio dell'UE durante il 2024 per poi essere pubblicato nella Gazzetta Ufficiale dell'UE.

Digitale

Durante la seconda metà del 2023, la Commissione Europea ha finalizzato diverse nuove iniziative legate al mondo digitale con impatto sul settore energetico.
Nel dicembre 2023 i legislatori dell'UE hanno approvato provvisoriamente il primo regolamento sull'intelligenza artificiale al mondo, volto a garantire che il diritto dell'UE, i diritti fondamentali e i princípi di sostenibilità siano protetti dai sistemi di intelligenza artificiale ad alto rischio; tuttavia, il pacchetto deve essere ancora formalmente adottato. A complemento della legge sull'intelligenza artificiale, è stato raggiunto un accordo politico sulla revisione della direttiva sulla responsabilità del prodotto, consentendo alle persone di citare in giudizio e ricevere un risarcimento per i danni provocati da prodotti difettosi, anche digitali.
Per quanto riguarda le politiche sui dati, nel giugno 2023 la Commissione Europea ha adottato il regolamento di esecuzione che stabilisce i requisiti di interoperabilità e le norme per procedure non discriminatorie e trasparenti per l'accesso dei clienti finali e dei soggetti ammessi ai dati di misurazione e consumo di energia elettrica. Inoltre, il regolamento europeo che stabilisce norme armonizzate sull'accesso equo ai dati e sul loro utilizzo è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale dell'UE nel dicembre 2023 concedendo agli Stati membri fino al 12 settembre 2025 per attuarlo.
Infine, in tema di cyber sicurezza, nell'ottobre 2023 la Commissione Europea ha pubblicato la bozza di regolamento attuativo per l'adozione dello schema di certificazione della cybersecurity basato su criteri comuni dell'UE, che specifica gli obblighi per i prodotti ICT. Tale bozza è legata al Cyber Resilience Act, ovvero la proposta di regolamento europeo sugli obblighi di sicurezza informatica per i prodotti con elementi digitali come i contatori intelligenti, su cui i legislatori dell'UE hanno raggiunto un accordo politico nel dicembre 2023.

Batterie

Pubblicato in Gazzetta Ufficiale nel luglio 2023 il nuovo regolamento europeo delle batterie, la cui proposta risale al 2020, che persegue tre obiettivi: rafforzare il funzionamento del mercato interno, garantendo condizioni di parità attraverso un insieme comune di norme; promuovere un'economia circolare; ridurre gli impatti ambientali e sociali in tutte le fasi del ciclo di vita della batteria.

Aiuti di Stato

Nuova disciplina aiuti di Stato

Dal 30 giugno 2023 si applicano le modifiche al regolamento generale di esenzione per categoria (General Bock Exemption Regulation - GBER) che faciliteranno, semplificheranno e accelereranno il sostegno alle transizioni verde e digitale dell'UE, preservando al contempo condizioni di parità nel mercato unico. Il GBER definisce specifiche categorie di aiuti di Stato che, a determinate condizioni, sono compatibili con il Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea (TFUE) ed esenta tali categorie dall'obbligo di notifica preventiva alla Commissione e dalla sua approvazione. Sono state apportate importanti modifiche alle sezioni relative al clima, la protezione dell'ambiente e l'energia, incluso l'innalzamento delle soglie di notifica, anche in risposta alla crisi energetica. Il GBER aggiornato amplia la possibilità per gli Stati membri di finanziare diverse tipologie di progetti verdi, come: la riduzione delle emissioni di CO_2; la mobilità elettrica e le infrastrutture di ricarica; l'introduzione di nuove condizioni verdi che le grandi imprese ad alta intensità energetica devono soddisfare per ricevere aiuti sotto forma di aliquote fiscali ridotte o esenzioni dal pagamento degli oneri di sistema; l'efficienza energetica; lo stoccaggio, incluse le batterie; l'idrogeno rinnovabile e le comunità energetiche rinnovabili. Infine, è stata ampliata la definizione di infrastruttura energetica all'idrogeno e alla CO_2 purché soggetti all'accesso da parte di terzi e l'esenzione è stata estesa geograficamente a tutto il territorio e non più alle sole aree assistite.

Il 31 dicembre 2023 è terminata l'efficacia del Quadro di riferimento temporaneo COVID per gli aiuti di Stato (State aid COVID Temporary Framework - TF COVID) relativi alla solvibilità e agli investimenti per lo sviluppo di attività economiche per la crescita sostenibile. Tale data rappresenta l'ultima fase di un'eliminazione graduale che era già stata avviata nel corso del 2022. Nell'ambito del TF COVID abbiamo lavorato all'erogazione di aiuti per misure nazionali a finalità occupazionale anche in aree svantaggiate.

L'ultima modifica al Quadro di riferimento temporaneo per gli aiuti in caso di crisi (Temporary Crisis Framework - TCF) è stata apportata lo scorso 9 marzo 2023. Il nuovo quadro ha acquisito il nome di Temporary Crisis and Transition Framework o TCTF per esaltare la natura della revisione incentrata a promuovere misure di sostegno in settori chiave per la transizione verso un'economia a zero emissioni, in linea con il piano industriale Green Deal. Il TCTF consentirà inoltre di erogare aiuti sino al 31 dicembre 2025. Oltre agli aiuti diretti a supportare i costi aggiuntivi dovuti agli aumenti dei prezzi del gas e dell'energia elettrica, sono previsti aiuti per accelerare la diffusione delle energie rinnovabili e dello stoccaggio. In particolare, gli aiuti all'investimento possono coprire sino al 100% dei costi totali se concessi attraverso una procedura di gara. Figurano anche gli aiuti per la decarbonizzazione attraverso l'elettrificazione e/o l'uso di idrogeno rinnovabile ed elettrolitico. La principale novità consiste in aiuti agli investimenti per la produzione di massa di batterie, pannelli solari, turbine eoliche, pompe di calore, elettrolizzatori e sistemi di cattura e stoccaggio del carbonio, nonché le relative materie prime critiche necessarie per la loro produzione. Il loro importo varia a seconda della regione nella quale si vuole effettuare l'investimento, andando dal 15% dei costi e un massimo di 150 milioni di euro per società nelle regioni più ricche, al 35% dei costi e 350 milioni di euro massimo per società nelle regioni svantaggiate. L'aspetto più rilevante di questa tipologia di aiuti è il cosiddetto "matching aid": uno Stato membro dell'UE potrebbe – a determinate condizioni – arrivare a pareggiare il supporto offerto a una impresa in uno Stato extra UE.

In data 20 novembre, la Commissione ha prorogato di sei mesi, sino al 30 giugno 2024, alcune sezioni del TCTF. In particolare, ha posticipato l'eliminazione graduale delle disposizioni che consentono agli Stati membri di concedere aiuti di importo limitato (sezione 2.1) con massimali aumentati e aiuti per compensare i prezzi elevati dell'energia (sezione 2.4) per garantire una copertura durante il periodo di riscaldamento invernale. Altre disposizioni del TCTF, tra cui il sostegno alla liquidità sotto forma di garanzie statali e prestiti agevolati e le misure volte a sostenere la riduzione della domanda di energia elettrica, non sono state prorogate e sono pertanto scadute il 31 dicembre 2023. Le sezioni volte ad accelerare la transizione verde e a ridurre la dipendenza dai combustibili rimarranno disponibili nell'ambito del quadro attuale fino al 31 dicembre 2025.

Inoltre, la Commissione Europea ha prorogato fino al 31 dicembre 2025 la possibilità di concedere aiuti per il salvataggio e la ristrutturazione di imprese non finanziarie in difficoltà ai sensi degli orientamenti sugli aiuti di Stato per il salvataggio e la ristrutturazione di imprese non finanziarie in difficoltà del 2014. Il resto degli orientamenti rimane applicabile, senza ulteriori modifiche e la sua proroga è necessaria per evitare un vuoto giuridico dopo il 31 dicembre 2023.
In data 2 giugno 2023, la Commissione ha pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale UE una comunicazione che stabilisce le regole per eventuali modifiche alle carte degli aiuti regionali. I Paesi UE possono proporre aggiornamenti alle loro mappe per il periodo 2022-2027.

Casi aiuti di Stato

Nel corso del 2023 abbiamo continuato il monitoraggio dei fondi autorizzati dalla Commissione Europea per i Paesi rilevanti per il Gruppo nell'ambito del TF COVID e soprattutto del TCF e del TCTF.

In data 7 febbraio 2023, la Commissione ha approvato un regime greco di 1,36 miliardi di euro per compensare parzialmente le imprese ad alta intensità energetica per i prezzi più elevati dell'elettricità derivanti dai costi indiretti delle emissioni nell'ambito del sistema ETS.
In data 17 febbraio 2023, la Commissione ha approvato una misura spagnola di 460 milioni di euro a sostegno del progetto di ArcelorMittal España volto a decarbonizzare parzialmente la sua produzione di acciaio a Gijón, dove gestisce due altiforni che producono metallo caldo liquido da una miscela di minerale di ferro, coke e calcare. L'aiuto sosterrà la costruzione di un impianto per la produzione di ferro direttamente ridotto basato sull'idrogeno rinnovabile.
In data 6 marzo 2023, la Commissione ha approvato una modifica a un regime di garanzia italiano esistente, che prevede un aumento del budget fino a 3 miliardi di euro, per la riassicurazione del rischio di credito commerciale del gas naturale e dell'elettricità nel contesto della crisi ucraina. Lo schema originale, approvato il 30 settembre 2022, mira a limitare i rischi che gli assicuratori corrono attualmente offrendo ai clienti l'assicurazione dei crediti commerciali. Sotto la gestione della SACE, l'Agenzia italiana per il credito all'esportazione, il regime garantisce che l'assicurazione del credito commerciale continui a essere disponibile per le imprese, evitando che queste debbano pagare le bollette energetiche in anticipo o entro poche settimane, riducendo così il loro fabbisogno immediato di liquidità.
In data 27 marzo 2023, la Commissione ha approvato la reintroduzione di uno schema spagnolo da 396 milioni di euro per ridurre i prelievi sul consumo di elettricità imposti alle imprese ad alta intensità energetica.
In data 3 aprile 2023, la Commissione ha approvato uno schema italiano da 450 milioni di euro per sostenere gli investimenti nella produzione integrata di idrogeno rinnovabile e di elettricità rinnovabile nelle aree industriali dismesse.
In data 24 aprile 2023, la Commissione ha approvato uno schema spagnolo da 450 milioni di euro per sostenere le imprese manifatturiere ad alta intensità di gas nel contesto della crisi ucraina.
In data 25 aprile 2023, la Commissione ha approvato la proroga e le modifiche di una misura spagnola e portoghese volta a ridurre i prezzi all'ingrosso dell'elettricità nel mercato iberico (MIBEL) abbassando i costi di produzione delle centrali elettriche a combustibili fossili.
In data 11 maggio 2023, la Commissione ha approvato uno schema spagnolo pari a 837 milioni di euro per sostenere la produzione di batterie per veicoli elettrici e connessi, a beneficio delle aziende produttrici di batterie, dei loro componenti essenziali e delle relative materie prime.
In data 17 maggio 2023, la Commissione ha approvato le modifiche a uno schema greco, compreso un aumento del budget di 600 milioni di euro, per sostenere i consumatori di elettricità non domestici nel contesto della crisi ucraina.
In data 19 giugno 2023, la Commissione ha approvato, sotto il TCTF, due schemi italiani per un valore complessivo di 535 milioni di euro per finanziare l'esenzione degli oneri contributivi per le nuove assunzioni di giovani e donne, con una validità terminata il 31 dicembre 2023.
In data 7 luglio 2023, la Commissione ha approvato il regime spagnolo, interamente finanziato attraverso il Piano di Ripresa e Resilienza, pari a 350 milioni di euro e operativo sino a giugno 2026, per supportare la costruzione e gestione di impianti di stoccaggio di energia elettrica.
In data 8 agosto, la Commissione europea ha approvato, nel contesto del TCTF, un regime italiano da 100 milioni di euro per sostenere le imprese attive in Sardegna.
In data 9 agosto, la Commissione ha approvato il regime di aiuti italiano "Bonus energetico siciliano" pari a 150 milioni di euro per sostenere le imprese attive in Sicilia.
In data 9 ottobre, la Commissione ha approvato un regime di aiuti italiano pari a 100 milioni di euro sotto forma di sovvenzioni dirette per sostenere la produzione di elettrolizzatori nell'ambito del TCTF.
In data 31 ottobre, la Commissione ha approvato un regime di aiuti di Stato italiano del valore di 61,5 milioni di euro per esentare dalle tasse l'assunzione di lavoratori svantaggiati da parte di aziende private,
In data 10 novembre 2023, la Commissione ha approvato il regime di aiuti all'agro-voltaico italiano, pari a 1,7 miliardi di euro, finanziato attraverso il Piano di Ripresa e Resilienza e operativo sino al 31 dicembre 2024. Il programma sostiene con sovvenzioni agli investimenti la costruzione e l'esercizio di nuovi impianti fotovoltaici in Italia, con una capacità totale di 1,04 GW e una produzione annua di energia elettrica di almeno 1.300 GWh e che dovranno diventare operativi entro il 30 giugno 2026.
In data 20 novembre 2023, la Commissione europea ha approvato le modifiche al regime di aiuti di Stato spagnolo, già approvato nel 2022, a sostegno delle imprese ad alta intensità energetica attraverso il rimborso parziale dei costi delle emissioni indirette nell'ambito del sistema ETS dell'UE. Le modifiche consistono in un sostanziale aumento del bilancio di 5,61 miliardi di euro, per un totale complessivo di 8,51 miliardi di euro per compensare parzialmente le imprese per l'aumento dei prezzi dell'energia elettrica dovuto all'impatto dei prezzi del carbonio sui costi dell'elettricità.
In data 22 novembre 2023, la Commissione ha approvato un regime italiano pari a 5,7 miliardi di euro per sostenere le comunità energetiche rinnovabili, in particolare la produzione e l'autoconsumo di piccoli impianti di generazione di energia rinnovabile e l'espansione di quelli esistenti. La parte dello schema finanziata dal Piano di Ripresa e Resilienza durerà fino al 31 dicembre 2025, mentre la parte restante dello

schema durerà fino al 31 dicembre 2027.
In data 28 novembre 2023, la Commissione europea ha approvato, nell'ambito del TCTF, un regime spagnolo pari a 1,1 miliardi di euro a sostegno degli investimenti per la produzione di attrezzature necessarie a favorire la transizione verso un'economia a zero emissioni, rivolti ai produttori di batterie, pannelli solari, turbine eoliche, pompe di calore ed elettrolizzatori, nonché componenti chiave progettati e utilizzati principalmente come input diretti per la produzione di tali attrezzature o materie prime critiche correlate necessarie per la loro produzione.
In data 19 dicembre 2023, la Commissione ha autorizzato la modifica di un regime di sostegno italiano del 2017 (SA.38635) per le imprese ad alto consumo di elettricità sotto forma di riduzione di alcuni prelievi sul consumo di elettricità con lo scopo di attenuare il rischio che, a causa di questi prelievi, tali imprese delocalizzino le loro attività in località al di fuori dell'UE con politiche climatiche meno ambiziose.
In data 21 dicembre 2023, la Commissione ha approvato un regime di aiuti di Stato italiano pari a 17,7 miliardi di euro per sostenere la costruzione e la gestione di impianti di stoccaggio di energia elettrica con una capacità congiunta superiore a 9 GW/71 GWh. Il regime durerà fino al 31 dicembre 2033.

Nel 2023 è continuato il nostro supporto alla valutazione degli aspetti aiuti di Stato dei progetti prioritari per il Gruppo nell'ambito del PNRR.
In particolare, il 20 luglio 2023 la Commissione Europea ha autorizzato la misura italiana pari a 89,5 milioni di euro consistenti in una sovvenzione diretta, nell'ambito dello strumento per la ripresa e la resilienza, a sostegno dello sviluppo della fabbrica di panelli solari 3SUN. Per ottenere l'approvazione, nel corso del primo semestre 2023, sono state fondamentali le interlocuzioni con la DG Concorrenza a Bruxelles prima, durante e successivamente alla notifica aiuti di Stato.
Prosegue la valutazione dei progetti IPCEI (Important Projects of Common European Interest) idrogeno e le relative condizioni di concessione degli aiuti di Stato già approvati.

Il quadro regolamentare per Linea di Business

Generazione Termoelettrica e Trading

Italia

Produzione e mercato all'ingrosso

Disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico

Nell'ambito della disciplina del servizio di dispacciamento, alcuni impianti sono qualificati essenziali in ragione della loro ubicazione territoriale, delle caratteristiche tecniche, nonché della loro rilevanza per la soluzione da parte di Terna SpA di specifiche criticità della rete. Per tali impianti, a fronte di obblighi di disponibilità e di vincoli di offerta sul mercato, viene riconosciuta una specifica remunerazione definita dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito "ARERA" o "Autorità"). L'identificazione degli obblighi e della specifica remunerazione riconosciuta è definita in ciascun anno sulla base di una procedura di individuazione, per ciascun impianto, dello specifico regime regolatorio tra quelli previsti dalla disciplina degli impianti essenziali, vale a dire:

- contratti alternativi ex art. 65 *bis* di cui all'Allegato A alla delibera ARERA n. 111/2006 che prevedono il riconoscimento di un premio fisso in funzione della potenza identificata come essenziale per la gestione del sistema elettrico a fronte dell'obbligo di offrire la stessa in MSD (Mercato per il Servizio di Dispacciamento) entro limiti di prezzo massimi/minimi per le quantità a salire/scendere e nelle ore definite *ex ante* da ARERA. La scelta di stipulare tale contratto è demandata all'operatore nella fase precedente alla pubblicazione dell'elenco degli impianti essenziali e comporta per la capacità contrattualizzata l'esclusione dagli ulteriori regimi sotto indicati;
- regime ordinario ex art. 64 della delibera sopra citata, che prevede vincoli di offerta in MGP (Mercato del Giorno Prima) e MI (Mercato Infragiornaliero) per le sole quantità di energia richieste da Terna, a fronte della garanzia di riconoscimento dei maggiori costi variabili specifici di unità. Al di fuori delle ore e delle quantità identificate da Terna, l'offerta su MGP e MI è libera. L'offerta in MSD è infine soggetta per intero all'obbligo di offerta al costo variabile specifico calcolato per l'unità di produzione;
- il regime di reintegro ex art. 65 della delibera sopra citata che prevede, a fronte di obblighi di offerta estesi all'intera potenza d'impianto e a tutte le ore dell'anno, la garanzia di riconoscimento dei costi fissi, inclusivi di un margine di remunerazione sul capitale investito e dei costi variabili, al netto dei ricavi conseguiti. L'adesione a tale regime è soggetta a decisione ARERA su istanza dell'operatore. Il valore del reintegro è disposto da ARERA attraverso provvedimenti di acconto e di riconoscimento di un saldo finale, sulla base di istanze presentate dall'operatore.

Con delibera n. 532/2022/R/eel ARERA ha definito il valore del tasso di remunerazione del capitale investito per gli impianti essenziali ammessi a reintegro dei costi per il 2023, fissandolo all'11,9%. Per il 2024, con delibera ARERA n. 481/2023/R/eel il WACC è stato fissato al 9,7%.

Vincoli di essenzialità per gli impianti Enel anni 2023 e 2024

Per l'anno 2023 con delibera ARERA n. 742/2022/R/eel sono stati ammessi al reintegro dei costi gli impianti di Sulcis, Portoferraio e Assemini. Per l'anno 2024, con delibera n. 624/2023/R/eel sono stati ammessi a reintegro i medesimi impianti a eccezione di Portoferraio che non è stato individuato come essenziale da Terna per tale anno.

L'impianto di Porto Empedocle è soggetto a regime di reintegro costi pluriennale fino al 2025; mentre gli impianti ubicati sulle isole minori accedono di diritto alla remunerazione dei costi per tutti gli anni in cui sono dichiarati essenziali, incluso il 2023.

Per il 2023 e il 2024 la restante parte di capacità essenziale è stata contrattualizzata nell'ambito di contratti alternativi al regime di essenzialità (ex art.65 *bis* di cui all'Allegato A alla delibera ARERA n. 111/2006).

Massimizzazione produzione termoelettrica con combustibili alternativi al gas naturale

Per far fronte alle criticità di approvvigionamento del gas nell'anno termico 2022/2023, con il decreto legge 14/2022 (c.d. "D.L. Ucraina") è stata introdotta la possibilità da parte del Ministero della Transizione Ecologica (MiTE, oggi Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica - MASE) di richiedere a Terna la massimizzazione della produzione termoelettrica da impianti con potenza maggiore di 300 MW e alimentati con combustibili alternativi al gas, nonché da impianti a bioliquidi e – successivamente con la legge del 21 aprile 2023 – a biomasse. Il decreto legge prevede altresì misure di coordinamento tra le istituzioni competenti per il rilascio di deroghe ambientali eventualmente necessarie all'esercizio degli impianti interessati dalla massimizzazione e demanda ad ARERA la definizione delle regole di offerta di detti impianti e di ristoro degli oneri sostenuti in seguito all'attivazione della misura.

Con Atto d'Indirizzo del 1° settembre 2022, il MiTE (oggi MASE) ha chiesto a Terna di predisporre e avviare un programma di massimizzazione della produzione alternativa al gas per il periodo 19 settembre 2022 - 31 marzo 2023 per consentire un risparmio di 1,8 Mld/metri cubi gas, minimizzando il ricorso alle deroghe ambientali.

Terna ha individuato gli impianti coinvolti e avviato il 19 settembre il Piano di massimizzazione. Per Enel sono stati inclusi gli impianti a carbone di Sulcis, Fusina, Torrevaldaliga Nord e Brindisi.

Con la delibera n. 430/2022/R/eel, ARERA ha stabilito quanto segue:

- per gli impianti interessati già soggetti alla disciplina degli impianti essenziali in regime di reintegro dei costi (impianto di Sulcis) continuano ad applicarsi le regole di offerta e reintegro dei costi di produzione già previsti;
- per gli altri impianti, l'operatore è tenuto a presentare offerte relative al programma di massimizzazione comunicato da Terna al prezzo minimo tecnico sui mercati dell'energia e al costo variabile riconosciuto (CVR) a ciascuna unità di generazione in MSD. Terna riconosce all'operatore l'eventuale differenziale positivo tra il prezzo conseguito sul mercato dell'energia e il CVR; mentre per le offerte accettate in vendita in MSD Terna riconosce all'operatore il prezzo zonale MGP se maggiore del CVR. Nel caso in cui i ricavi non siano sufficienti a coprire anche i costi fissi sostenuti nel periodo di massimizzazione, l'operatore può richiedere ad ARERA il ristoro di detti oneri, a eccezione della remunerazione e ammortamento del capitale investito nell'impianto prima dell'avvio della procedura di massimizzazione.

Con Atto d'Indirizzo del 1° aprile 2023, il MASE ha richiesto a Terna di continuare il programma di massimizzazione fino al 30 settembre 2023. Terna ha confermato gli impianti Enel coinvolti e definito un piano di produzione per il periodo 15 maggio - 30 settembre 2023.

Con la delibera n. 258/2023/R/eel ARERA ha approvato l'istanza presentata da Enel Produzione per rivedere i criteri di valorizzazione del costo variabile riconosciuto applicabili alle unità di produzione degli impianti Brindisi Sud, Fusina e Torrevaldaliga Nord. I parametri aggiornati a seguito della delibera trovano applicazione ai fini della definizione delle partite economiche per l'intero periodo di applicazione del programma di massimizzazione, vale a dire dal 19 settembre 2022 fino alla conclusione del programma avvenuta il 30 settembre 2023.

Remunerazione della capacità produttiva

In data 28 giugno 2019 il Ministro dello Sviluppo Economico ha approvato, mediante decreto, la disciplina definitiva del meccanismo di remunerazione della capacità (c.d. "capacity market"). In data 6 novembre e 28 novembre 2019 si sono svolte le due aste madri con consegna rispettivamente 2022 e 2023: Enel è risultata assegnataria di capacità per entrambi gli anni di consegna. Alcuni operatori e un'associazione di categoria del settore hanno impugnato il decreto e gli esiti delle due aste dinanzi al TAR Lombardia.

Due operatori hanno impugnato anche la decisione della Commissione Europea di approvazione del meccanismo italiano dinanzi al Tribunale UE. Con due sentenze del 7 settembre 2022 il Tribunale UE ha respinto i suddetti ricorsi e le due società ricorrenti non hanno impugnato la sentenza dinanzi alla Corte di Giustizia dell'Unione Europea, per cui il contenzioso è concluso.

I contenziosi sono invece ancora prendenti dinanzi al TAR Lombardia, il quale aveva sospeso ad aprile 2021 il proprio giudizio in attesa delle pronunce del Tribunale UE, avendo ravvisato una questione di pregiudizialità rispetto a tali procedimenti.

Con il decreto del MiTE 28 ottobre 2021 è stata approvata la nuova Disciplina del mercato della capacità, da applicare alle aste con consegna dall'anno 2024. In esecuzione del decreto, Terna ha indetto le procedure concorsuali per l'anno 2024 che si sono svolte il 21 febbraio 2022. In tale asta Enel si è aggiudicata sia contratti annuali per circa 10,4 GW di capa-

cità esistente con consegna nel 2024, sia contratti per circa 1,5 GW di capacità nuova con durata di 15 anni dal 2024 al 2038. Ai sensi del decreto, sulla base degli esiti dell'asta 2024, sarà valutata l'indizione dell'eventuale asta per consegna relativa all'anno 2025. A dicembre 2021 due operatori hanno presentato due ricorsi al TAR Lombardia con i quali hanno impugnato il decreto del MiTE del 28 ottobre 2021, la Disciplina del Mercato della Capacità del 2021 di Terna e le delibere ARERA di definizione del quadro per l'esecuzione dell'asta di capacità per il 2024. A maggio 2022, le medesime società hanno inoltre impugnato il rendiconto dettagliato degli esiti dell'Asta Madre per l'anno 2024, pubblicato da Terna.

A marzo 2022, ARERA con la delibera n. 83/2022/R/eel era intervenuta d'urgenza per modificare le modalità di calcolo dello strike price del capacity market, prevedendo un meccanismo di indicizzazione su base giornaliera delle componenti relative al costo della materia prima gas e degli oneri di emissione inclusi nel calcolo dello strike price, in modo da far fronte all'accresciuta volatilità dei mercati spot del gas naturale registrata a partire dal 2022. La nuova metodologia, che ha sostituito le formule precedenti basate su un'indicizzazione su base mensile, è stata confermata con delibera ARERA n. 583/2023/R/eel per l'anno 2024. Con avviso del 18 settembre 2023, Terna ha pubblicato la nuova versione delle disposizioni tecniche di funzionamento del mercato della capacità valevoli per il 2023 e il 2024, che prevedono una nuova modalità di verifica dei vincoli di disponibilità energetica per gli accumuli partecipanti al capacity market sulla base dei quali tali dispositivi vengono remunerati.

Il 20 dicembre 2023 Terna ha comunicato l'avvio della consultazione per l'aggiornamento della disciplina del mercato della capacità recante le nuove regole per l'assegnazione di contratti dall'anno 2025 mediante nuove aste.

Comunità energetiche

A fine novembre 2021 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il decreto legislativo n. 199/2021 recante attuazione della direttiva n. 2018/2001 sulla promozione delle fonti rinnovabili. Tale decreto contiene anche disposizioni sulle configurazioni di autoconsumo e comunità energetiche rinnovabili, già oggetto in Italia della disciplina sperimentale introdotta dalla legge n. 8/2020 (conversione del decreto legge n. 162/2019 "Milleproroghe") e dai successivi provvedimenti attuativi (delibera n. 318/2020/R/eel e decreto ministeriale 16 settembre 2020 del Ministero dello Sviluppo Economico).
In attuazione del decreto legislativo n. 199/2021, ARERA ha approvato, a dicembre 2022, il Testo Integrato dell'Autoconsumo Diffuso (TIAD) che definisce il nuovo quadro regolatorio in materia di comunità energetiche e configurazioni di autoconsumo diffuso. Nel mese di novembre 2023, la Commissione Europea ha approvato lo schema di decreto proposto dal MASE, che definisce i nuovi meccanismi di incentivazione per tali configurazioni. A valle dell'approvazione della Commissione Europea, il MASE ha pubblicato, il 23 gennaio 2024, il nuovo decreto, dandone piena attuazione dal 24 gennaio 2024. Il decreto del 16 settembre 2020 sarà abrogato a decorrere dal sessantesimo giorno successivo alla data di adozione delle regole operative che saranno definite dal GSE (Gestore dei Servizi Energetici).

Iberia

Regio Decreto Legge 6/2022, del 29 marzo, che adotta misure urgenti nell'ambito del Piano nazionale per rispondere alle conseguenze economiche e sociali della guerra in Ucraina, Regio Decreto Legge 11/2022, del 25 giugno, che adotta e proroga alcune misure per rispondere alle conseguenze economiche e sociali della guerra in Ucraina, per affrontare situazioni di vulnerabilità sociale ed economica e per il recupero economico e sociale dell'isola di La Palma

Il 30 marzo 2022 è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) il Regio Decreto Legge 6/2022 del 29 marzo, che approva alcune misure che fanno parte del Piano nazionale per rispondere alle conseguenze della guerra in Ucraina. Nel settore dell'energia, questo regio decreto legge include diverse misure, alcune delle quali sono state prorogate fino al 31 dicembre 2022 dal Regio Decreto Legge 11/2022 del 25 giugno e fino al 31 dicembre 2023 dal Regio Decreto Legge 18/2022 del 18 ottobre e dal Regio Decreto Legge 20/2022 del 27 dicembre. Alcune delle misure più rilevanti sono le seguenti:

- proroga fino al 31 dicembre 2023 l'obbligo di pagamento che il Regio Decreto Legge 17/2021, del 14 settembre, ha stabilito per gli impianti di generazione non emittenti, in misura proporzionale alle presunte maggiori entrate che tali impianti avrebbero ottenuto in seguito all'incorporazione nei prezzi dell'elettricità sul mercato all'ingrosso del valore del prezzo del gas naturale. L'energia coperta da contratti a termine a prezzo fisso prima del 31 marzo 2022 sarà esente dall'applicazione del meccanismo. Nel caso di strumenti di copertura con una durata pari o superiore a un anno e un prezzo fisso dopo il 31 marzo 2022, essi saranno esclusi se il prezzo fisso è pari o inferiore a 67 EUR/MWh. Nel caso di contratti bilaterali tra generazione e vendita al dettaglio dello stesso gruppo di impresa, il prezzo di copertura sarà il prezzo che i rivenditori trasferiscono ai consumatori finali e, in questo caso, il prezzo fisso esente sarà determinato aumentando il valore di 67 €/MWh nel margine di commercializzazione medio del settore;
- la riduzione della remunerazione della generazione da impianti inframarginali non è stata successivamente prorogata, per cui il meccanismo è scaduto il 31 dicembre 2023. In via straordinaria, entro due mesi dall'entrata in

vigore del presente regio decreto legge, un'ordinanza ministeriale aggiornerà i parametri di remunerazione per gli impianti rinnovabili, di cogenerazione e di rifiuti, tenendo conto come prezzi di mercato e dell'anidride carbonica i valori dei prezzi forward durante la seconda metà del 2021. Inoltre, a partire dal 2023 incluso, è stato eliminato il meccanismo di aggiustamento per le deviazioni dal prezzo di mercato, al fine di incoraggiare la vendita a termine di energia da parte di questi impianti. Tuttavia, il Regio Decreto Legge 10/2022, del 13 maggio, ha ripristinato il meccanismo di aggiustamento per le deviazioni dal prezzo di mercato, incorporando riferimenti al prezzo forward in relazione al prezzo previsto;

- vengono stabilite procedure specifiche per promuovere lo snellimento delle procedure di autorizzazione di nuovi impianti rinnovabili o di impianti in fase di realizzazione, per progetti eolici fino a 75 MW e progetti fotovoltaici fino a 150 MW, con linee di connessione inferiori a 15 kW, attraverso procedure semplificate;
- per quanto riguarda le gare di accesso, tra gli altri aspetti, per due anni dalla pubblicazione del regio decreto legge, nei nodi in cui si sono svolte le gare di capacità, il 10% della capacità disponibile riservata sarà rilasciato per impianti rinnovabili (collegati alla trasmissione o alla distribuzione) in autoconsumo;
- in via eccezionale, per il triennio 2023-2025, i distributori di energia elettrica devono includere nei loro piani di investimento, debitamente identificati, interventi per aumentare la capacità della loro rete per consentire l'evacuazione di energia da fonti rinnovabili e l'autoconsumo, che devono rappresentare almeno il 10% dell'investimento con diritto alla remunerazione a carico del sistema in ciascun anno e devono essere prioritariamente destinati alle aree in cui vi è una carenza di capacità di accesso per le energie rinnovabili;
- le riserve strategiche di gas naturale passeranno da 20 giorni di consumo a 27,5 giorni, con una maggiore flessibilità.

Regio Decreto Legge 10/2022, del 13 maggio, che stabilisce temporaneamente un meccanismo di adeguamento dei costi di produzione per ridurre il prezzo dell'elettricità nel mercato all'ingrosso

Il 14 maggio 2022 è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) il Regio Decreto Legge 10/2022 del 13 maggio, che stabilisce temporaneamente un meccanismo di adeguamento dei costi di produzione per ridurre il prezzo dell'elettricità nel mercato all'ingrosso. Questa misura stabilisce un meccanismo di adeguamento dei costi di produzione delle tecnologie marginali per i combustibili fossili, con l'obiettivo di ottenere una riduzione equivalente del prezzo di chiusura del mercato all'ingrosso, fino al 31 maggio 2023.

In base a questo meccanismo viene stabilito un aggiustamento basato sulla differenza tra un prezzo di riferimento per il gas consumato dalle centrali termoelettriche (40 €/MWh per sei mesi, con un aumento successivo di 5 €/MWh al mese, fino ad arrivare a 70 €/MWh) e il prezzo spot del gas sul mercato organizzato spagnolo (MIBGAS). Questo meccanismo sarà applicabile agli impianti a ciclo combinato, a carbone e di cogenerazione non coperti da alcuno schema di remunerazione regolamentato. L'importo dell'aggiustamento sarà distribuito tra quella parte della domanda iberica che ne beneficia direttamente, o perché acquista energia a un prezzo direttamente riferito al valore del mercato all'ingrosso o perché ha firmato o rinnovato un contratto che tiene già conto dell'effetto benefico del meccanismo sui prezzi all'ingrosso. Per quanto riguarda quest'ultimo aspetto, le unità di accumulo, sia batterie sia pompaggio, così come le unità di fornitura dei servizi di generazione ausiliari, sono escluse dal pagamento del costo di aggiustamento.

L'entrata in vigore di questo meccanismo era subordinata all'autorizzazione della Commissione Europea, concessa l'8 giugno 2022, a seguito della quale il Ministero per la Transizione Ecologica e la Sfida Demografica (MITECO) ha approvato l'Ordinanza TED/517/2022, dell'8 giugno, che stabilisce il 14 giugno 2022 come data di inizio dell'applicazione del meccanismo (per la chiusura di mercato del 15 giugno 2022). Inoltre, questo regio decreto legge include altri aspetti:

- viene stabilito un mandato per introdurre un riferimento ai prezzi di mercato a termine, incorporando una componente di prezzo basata su un paniere di prodotti (annuale, trimestrale e mensile) e una componente di prezzo di mercato giornaliero e infragiornaliero, in modo che la nuova formula per la definizione del costo dell'energia del Prezzo Volontario per il Piccolo Consumatore (PVPC) possa iniziare a essere applicata all'inizio del 2023. A questo proposito, il MITECO ha avviato la procedura di audizione per un progetto di regio decreto che modifica, tra gli altri aspetti, la formula del costo dell'energia del PVPC, incorporando, insieme al prezzo di mercato giornaliero e infragiornaliero, un paniere di prodotti a termine. Si prevede inoltre l'incorporazione nel PVPC del costo del finanziamento del Bonus Sociale da parte degli operatori di mercato di riferimento. La bozza del regio decreto modifica anche l'ambito di applicazione del PVPC, che si applicherebbe ai clienti domestici e alle microimprese con potenza contrattuale fino a 10 kW. Infine, vengono apportate alcune modifiche alle norme che regolano i Territori Non Peninsulari (TNP);
- il regime per l'installazione delle energie rinnovabili, la cogenerazione e le strutture per i rifiuti viene modificato, ristabilendo l'aggiustamento per la deviazione dal prezzo di mercato e incorporando un paniere di prezzi nella previsione dei prezzi per il futuro che includerà sia il mercato giornaliero sia i riferimenti a termine (annuali, trimestrali e mensili), con pesi diversi.

Regio Decreto Legge 17/2022, del 20 settembre, che adotta misure urgenti nel settore dell'energia, nell'applicazione del sistema di remunerazione degli impianti di cogenerazione e nella riduzione temporanea dell'aliquota dell'Imposta sul Valore Aggiunto (IVA) applicabile alle consegne, alle importazioni e agli acquisti intracomunitari di determinati combustibili

Il 21 settembre 2022 è stato pubblicato il Regio Decreto Legge 17/2022 del 20 settembre, contenente alcune misure urgenti nel settore dell'energia, alcune delle quali sono state successivamente prorogate dal Regio Decreto Legge 20/2022 del 27 dicembre. Le misure adottate sono le seguenti:

- possibilità per gli impianti di cogenerazione di rinunciare temporaneamente alla remunerazione regolamentata per partecipare al meccanismo di adeguamento dei costi di produzione definito nel Regio Decreto Legge 10/2022 del 13 maggio;
- creazione di un nuovo servizio di risposta attiva alla domanda attraverso aste gestite dall'operatore di sistema;
- maggiore flessibilità nella determinazione della capacità delle reti di trasmissione e snellimento e semplificazione delle procedure per i progetti rinnovabili;
- riduzione dell'imposta sul valore aggiunto (IVA) dal 21% al 5% sulle forniture di gas naturale, pellet, bricchette e legna da ardere, fino al 31 dicembre 2023;
- applicazione dell'intera eccedenza risultante dall'esercizio 2021 per coprire disallineamenti temporanei e scostamenti transitori tra ricavi e costi nell'esercizio 2022.

Regio Decreto Legge 18/2022, del 18 ottobre, che approva misure per rafforzare la protezione dei consumatori di energia e contribuire alla riduzione del consumo di gas naturale in applicazione del "Piano +Sicurezza per la tua energia (+SE)", nonché misure relative alla retribuzione del personale del settore pubblico e alla protezione dei lavoratori agricoli temporanei colpiti dalla siccità

Il 19 ottobre 2022 è stato pubblicato il Regio Decreto Legge 18/2022, che attua alcune delle misure previste dal "Piano +Sicurezza Energetica". Gli aspetti più rilevanti sono i seguenti:

- il meccanismo di riduzione dell'eccesso di remunerazione del mercato dell'energia elettrica causato dall'alto prezzo del gas naturale sui mercati internazionali, introdotto dal Regio Decreto Legge 17/2021 del 14 settembre, viene prorogato fino al 31 dicembre 2023;
- nei Territori Non Peninsulari (TNP), e fino all'approvazione dell'ordinanza che sviluppa il meccanismo di asta del combustibile, viene introdotto un nuovo sistema di prezzi di dispacciamento del combustibile più dinamico, basato su un calcolo mensile, per migliorare l'efficienza del dispacciamento e ridurre i costi in eccesso.

Legge 38/2022, del 27 dicembre, che stabilisce prelievi temporanei sugli istituti energetici e di credito finanziario, attraverso cui si crea l'imposta temporanea di solidarietà sulle grandi fortune e modifica alcune norme fiscali

Il 30 agosto 2022, i gruppi parlamentari socialisti e i partiti che fanno parte del Governo hanno presentato un disegno di legge per l'istituzione di prelievi temporanei sui settori dell'energia e delle banche.

Il 28 dicembre 2022 la legge è stata pubblicata nella Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE), dopo l'approvazione del Parlamento spagnolo.

Per quanto riguarda la tassa sull'energia, gli aspetti principali di questa legge sono i seguenti:

- negli anni 2023 e 2024, viene stabilita un'imposta temporanea pari all'1,2% del fatturato netto derivante dall'attività svolta in Spagna nell'anno solare precedente a quello in cui sorge l'obbligo di pagamento (che si genera il primo giorno dell'anno solare);
- dall'importo netto del fatturato sono escluse le entrate corrispondenti all'Imposta sugli Idrocarburi, all'Imposta Speciale della Comunità Autonoma delle Isole Canarie sui Combustibili derivati dal Petrolio e ai Prelievi Complementari sui Combustibili e sui Combustibili a base di Petrolio a Ceuta e Melilla, che sono state pagate o sostenute a titolo di rivalsa. Inoltre, l'importo netto del fatturato escluderà quello corrispondente alle attività regolate, intese come fornitura a prezzo regolato (PVPC per l'energia elettrica, TUR per il gas, GPL imbottigliato e GPL convogliato), i ricavi regolati delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica e del gas naturale e, nel caso di generazione con remunerazione regolata e remunerazione aggiuntiva nei territori non continentali, tutti i ricavi degli impianti, compresi quelli rispettivamente ricevuti dal mercato e dal dispacciamento economico;
- l'imposta si applicherà a persone o entità con lo status di operatore principale nei settori dell'energia, con un fatturato netto superiore a 1.000 milioni di euro l'anno corrispondente all'anno 2019, o il cui fatturato netto nel 2017, 2018 e 2019 per l'attività che li qualifica come operatore principale superi il 50% del fatturato netto totale per il rispettivo anno. Inoltre, si stabilisce che lo status di operatori principali nei settori energetici sarà detenuto da persone o entità che svolgono in Spagna attività di produzione di petrolio greggio o di gas naturale, di estrazione di carbone o di raffinazione del petrolio e che generano, nell'anno precedente a quello in cui sorge l'obbligo di pagare l'imposta, almeno il 75% del loro fatturato da attività economiche nel campo dell'e-

strazione mineraria, della raffinazione del petrolio o della fabbricazione di prodotti di cokeria;
- nel caso in cui le società facciano parte di un gruppo fiscale, tassato in base al regime fiscale consolidato, il fatturato netto sarà determinato con riferimento a tale gruppo;
- questa imposta avrà la natura giuridica di prestazione patrimoniale di carattere pubblico non fiscale e non sarà considerata una spesa deducibile ai fini della base imponibile dell'imposta sul reddito delle società, né potrà essere trasferita a terzi.

Regio Decreto 20/2022, del 27 dicembre, sulle misure per rispondere alle conseguenze economiche e sociali della guerra in Ucraina e per sostenere la ricostruzione dell'isola di La Palma e di altre situazioni di vulnerabilità

Il 28 dicembre 2022 è stato pubblicato il Regio Decreto Legge 20/2022 del 27 dicembre, i cui aspetti più rilevanti sono i seguenti:

- l'ambito di applicazione dell'eccezione iberica introdotta dal Regio Decreto Legge 10/2022, del 13 maggio, comprende gli impianti di cogenerazione e di rifiuti antecedenti al 2013 e con potenza compresa tra 50 MW e 100 MW, ai quali è consentito rinunciare temporaneamente al regime di remunerazione specifica, così come possono farlo attualmente gli impianti di cogenerazione;
- al fine di prevenire azioni speculative nel settore delle energie rinnovabili ed evitare la saturazione delle amministrazioni, si stabilisce che alcune procedure che i promotori hanno depositato presso l'ente competente saranno sospese per un periodo di 18 mesi nei nodi riservati alle gare di capacità;
- sono stati compiuti progressi nella semplificazione e nell'accelerazione delle procedure autorizzative degli impianti rinnovabili;
- nell'ambito dell'autoconsumo, viene estesa da 1.000 a 2.000 metri la distanza per l'autoconsumo fotovoltaico negli impianti vicini alla rete, così come la loro ubicazione che, oltre a essere sui tetti, può essere su terreni industriali o in strutture il cui scopo principale non è la generazione di elettricità;
- nell'ambito della trasmissione di energia elettrica, si stabilisce che entro il 31 marzo 2023 il Governo avvierà la modifica dei piani di sviluppo della rete di trasmissione per includere azioni prioritarie per la transizione energetica e per consentire lo sviluppo della catena del valore industriale. In via eccezionale, queste azioni possono essere parzialmente finanziate con i fondi del Piano di ripresa, Trasformazione e Resilienza e non rientrano nei limiti di investimento per le società di trasmissione;
- vengono istituiti aiuti per le imprese ad alta intensità di gas per compensare l'aumento dei prezzi del gas naturale;
- infine, alcune misure per rendere più flessibili i contratti di fornitura di gas naturale sono state prorogate fino al 31 dicembre 2023.

Regio Decreto Legge 3/2023, del 28 marzo, che estende il meccanismo di adeguamento dei costi di produzione per ridurre il prezzo dell'energia elettrica nel mercato all'ingrosso regolato dal Regio Decreto Legge 10/2022, del 13 maggio

Il 29 marzo 2023 è stato pubblicato il Regio Decreto Legge 3/2023 del 28 marzo, che, tra gli altri aspetti, proroga di altri sette mesi, fino al 31 dicembre 2023, il meccanismo della cosiddetta "eccezione iberica" introdotto dal Regio Decreto Legge 10/2022 del 13 maggio. Questo regio decreto legge modifica e completa fino alla fine del 2023 il percorso del prezzo di riferimento del gas naturale ai fini dell'attivazione del meccanismo, con valori che vanno da 45 €/MWh a gennaio 2023 a 65 €/MWh a dicembre 2023.

Il meccanismo non viene prorogato e termina il 31 dicembre 2023.

Regio Decreto Legge 5/2023, del 28 giugno, che adotta e proroga alcune misure in risposta alle conseguenze economiche e sociali della guerra in Ucraina, al sostegno alla ricostruzione dell'isola di La Palma e ad altre situazioni di vulnerabilità, tra le altre

Il 29 giugno 2023 è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) il Regio Decreto Legge 5/2023 del 28 giugno, che, tra le altre cose, include un nuovo pacchetto di misure per affrontare le conseguenze in Spagna della guerra in Ucraina in ambito sia economico sia sociale, compresa l'estensione di misure già adottate in passato. Nel campo dell'energia, alcuni degli aspetti più rilevanti sono:

- il termine è prorogato di sei mesi per i progetti rinnovabili con permessi di accesso in corso dal 1° gennaio 2018 per raggiungere la pietra miliare dell'ottenimento dell'autorizzazione amministrativa per la costruzione. In ogni caso, viene mantenuto il termine di cinque anni dall'inizio della lavorazione per la messa in servizio;
- i riferimenti dei prezzi del mercato dell'energia elettrica e i combustibili da utilizzare per alcuni impianti nell'ambito del regime di remunerazione specifico per le energie rinnovabili, la cogenerazione e i rifiuti vengono modificati per considerare valori più in linea con l'attuale situazione di mercato. L'Ordinanza TED/741/2023, del 30 giugno, aggiorna i parametri di remunerazione per il semestre 2023-2025, incorporando, tra gli altri aspetti, le disposizioni del Regio Decreto Legge 5/2023, del 28 giugno;
- in linea con la legislazione europea, le comunità energetiche di cittadini vengono introdotte come nuovo soggetto nel settore, cui viene concessa, tra gli altri diritti, la possibilità di possedere reti di distribuzione e la capacità di agire come rappresentanti dei consumatori per realizzare l'autoconsumo collettivo;
- tutte le stazioni di ricarica con una capacità superiore a 3 MW sono dichiarate di pubblica utilità, con autorizzazione corrispondente al Ministero per la Transizione Ecologica e

la Sfida Demografica. Questo esonera le installazioni al di sotto di questa capacità dalla necessità di ottenere un'autorizzazione amministrativa.

Regio Decreto Legge 8/2023, del 27 dicembre, che adotta misure per affrontare le conseguenze economiche e sociali dei conflitti in Ucraina e in Medio Oriente e per alleviare gli effetti della siccità

Il 28 dicembre è stato pubblicato il Regio Decreto Legge 8/2023 del 27 dicembre, che estende le misure di protezione energetica dovute alla guerra in Ucraina, promuove le energie rinnovabili e riduce l'impatto della siccità. Questi sono gli aspetti più degni di nota in campo energetico:

- IVA: l'IVA sull'elettricità passa dal 5% al 10% per tutto il 2024 (a condizione che il prezzo medio giornaliero di mercato del mese precedente sia superiore a 45 €/MWh). Per il gas naturale, l'IVA passa dal 5% al 10% fino al 31 marzo 2024;
- imposta sul valore della produzione (7%): il 3,5% sarà applicato nel primo trimestre 2024, il 5,25% nel secondo trimestre 2024 e il 7% in seguito. Il Sistema Elettrico sarà compensato per la minore raccolta con il limite dell'importo necessario a raggiungere l'equilibrio tra entrate e uscite negli oneri;
- accisa sull'elettricità: dallo 0,5% al 2,5% nel primo trimestre 2020 e al 3,8% entro il secondo trimestre 2020. Da quel momento in poi sarà del 5%;
- imposta sull'energia (1,2%): prorogata fino al 2024, fatta salva l'istituzione nel Bilancio Generale dello Stato 2024 di un incentivo per gli investimenti strategici essenziali per la transizione ecologica (stoccaggio dell'energia, nuovi combustibili rinnovabili come biogas, biometano o idrogeno verde);
- rinnovabili, autoconsumo e stoccaggio: il termine per l'elaborazione di nuovi progetti rinnovabili viene volontariamente esteso a otto anni. È possibile incorporare nelle aste per le rinnovabili criteri qualitativi che riconoscano il valore aggiunto sociale e ambientale dell'industria europea;
- autoconsumo: per garantire l'evacuazione delle eccedenze da parte degli impianti di autoconsumo, viene istituita una riserva del 10% della capacità di tutti i nodi della rete di trasmissione elettrica riservata alle gare di accesso;
- capacità di rete: per evitare l'accaparramento dei permessi di accesso alla rete per i grandi consumi, vengono introdotte due misure:
  - garanzie per i progetti di grande consumo che si connettono a reti ≥36 kV pari a 40 €/kW e 20 €/kW per lo stoccaggio in modalità di domanda, oltre ai 40 €/kW richiesti in modalità di generazione. Le garanzie si applicano anche alle autorizzazioni già concesse, che hanno sei mesi di tempo per presentare le garanzie all'ente competente e altri sei mesi per inviare la ricevuta di accreditamento al gestore di rete;
  - decadenza automatica dei permessi di accesso e connessione, con punto di connessione in reti ≥36 kV, se entro cinque anni dal loro ottenimento non viene firmato un contratto di accesso per una capacità contrattuale nel periodo P1 pari ad almeno il 50% della capacità di accesso concessa nel permesso;
- gare della domanda: il Ministero per la Transizione Ecologica e la Sfida Demografica può organizzare gare di domanda in quei nodi della rete di trasmissione in cui sorgono nuove richieste di accesso alla domanda per un volume totale di capacità di accesso che rende impossibile soddisfarle tutte;
- stoccaggio dell'energia idroelettrica: lo stoccaggio viene incluso tra gli usi dell'acqua, collocandosi al terzo posto nell'ordine di preferenza stabilito, dopo l'approvvigionamento delle popolazioni e l'uso agricolo, e prima della produzione di energia elettrica e di altri usi industriali. Le concessioni di pompaggio vengono adattate in modo da essere considerate come impianti di accumulo di energia idraulica e ne viene incoraggiato il ripotenziamento.

Aste per le energie rinnovabili

Ai sensi dell'Ordinanza TED/1161/2020 del 4 dicembre, che regola il primo meccanismo d'asta per la concessione del regime economico per le energie rinnovabili e stabilisce il calendario indicativo per il periodo 2020-2025, il 28 luglio 2022 è stata pubblicata la risoluzione del 18 luglio 2022 che annuncia la terza asta per la concessione del regime economico per le energie rinnovabili. L'asta, che prevedeva una quota di 380 MW, si è svolta il 25 ottobre 2022. Allo stesso modo, il 5 agosto 2022 è stata pubblicata la risoluzione del 2 agosto 2022, che annunciava una quarta asta con una quota di 3.300 MW, svoltasi il 22 novembre 2022.

Inoltre, nel corso del 2022 sono state approvate diverse ordinanze ministeriali che aggiornano la remunerazione di alcuni parametri retributivi delle strutture, ed è iniziata l'elaborazione dell'aggiornamento dei parametri per il semestre regolatorio che inizia nel 2023.

Gare di accesso alla capacità in determinati nodi della rete di trasmissione

Il 10 giugno 2022 il Ministero per la Transizione Ecologica e la Sfida Demografica ha avviato l'elaborazione di una proposta di ordinanza per l'indizione di una gara d'appalto per la capacità di accesso a determinati nodi della rete di trasmissione, in conformità con le disposizioni del Regio Decreto 1183/2020, del 29 dicembre, sull'accesso e la connessione alle reti di trasmissione e distribuzione di energia elettrica, per una capacità totale di 5.844 MW.

Inoltre, il 9 agosto 2022 è stata pubblicata la risoluzione del 3 agosto 2022 del Segretario di Stato per l'Energia, con la quale si è deciso di indire un'altra gara d'appalto per la capacità di accesso a determinati nodi della rete di trasmissione.

Ordinanza carburante nei Territori Non Peninsulari (TNP)

Il 30 dicembre 2022 è stata pubblicata l'Ordinanza TED/1315/2022, che attua la sentenza 1337/2021 della Corte Suprema, del 16 novembre 2021, relativa alla necessità di regolamentare le aste per la fornitura di carburante nei Territori Non Peninsulari (TNP) e altri aspetti di natura tecnica.

L'ordinanza stabilisce la procedura per lo svolgimento delle aste di combustibile, che si terranno ogni due anni e riguarderanno il prodotto immesso nella centrale (o la materia prima nel caso del gas proveniente dalle Isole Baleari). Le aste saranno al ribasso e si baseranno su prezzi di partenza ottenuti aumentando i prezzi di riferimento del 10% (3% nel caso del gas naturale), che si applicheranno fino allo svolgimento delle aste e nel caso in cui le aste non si svolgano o vengano annullate. Applicabile a partire dal 27 gennaio 2022, il prezzo di riferimento per il gas naturale sarà il prezzo del Mercato Iberico del Gas (MIBGAS), mentre per gli altri combustibili è definito sulla base di una serie di indici internazionali, cui viene aggiunto un premio, ove opportuno. L'ordinanza riconosce anche i costi logistici per la consegna del prodotto all'impianto, che possono essere rivisti ogni tre anni.

Inoltre, l'ordinanza prevede anche l'uso del gas naturale nelle Isole Canarie e a Melilla, nonché del gas di petrolio liquefatto (GPL) nelle Isole Canarie, insieme ad altri combustibili meno inquinanti.

A seguito della pubblicazione dell'Ordinanza TED/1315/2022, il 3 febbraio 2023 è stata pubblicata la risoluzione del 24 gennaio 2023 della Direzione Generale per la Politica Energetica e le Miniere, che stabilisce i prezzi dei prodotti e le imposte speciali applicabili al carbon fossile, all'olio combustibile e al gasolio per il secondo semestre 2021, da applicare nella liquidazione di tale periodo per i gruppi di generazione situati in territori non continentali. Di conseguenza, i prezzi dei combustibili sono stati determinati applicando i riferimenti di cui alla terza disposizione transitoria del Regio Decreto 738/2015 del 31 luglio, in quanto la suddetta Direzione Generale è a conoscenza del fatto che la Sentenza 1337/2021 della Corte Suprema del 16 novembre 2021 è stata dichiarata contraria alla legge e non è applicabile alla determinazione dei prezzi dei combustibili.

Proposta di risoluzione sulla procedura di concorso per i nuovi investimenti e l'estensione della vita utile dei gruppi esistenti nei Territori Non Peninsulari (TNP)

In applicazione del Regio Decreto 738/2015 del 31 luglio, il Ministero per la Transizione Ecologica e la Sfida Demografica ha iniziato a gennaio il processo di audizione della proposta di risoluzione della Segreteria di Stato per l'Energia con cui viene indetta la procedura di concomitanza competitiva per la concessione della risoluzione favorevole di compatibilità ai fini del riconoscimento del regime di remunerazione aggiuntiva, Lo scopo di tale procedura è quello di concedere la delibera di compatibilità, tra l'altro, alle azioni che consentono di coprire il fabbisogno di energia elettrica aggiuntiva emerso dalle analisi di copertura condotte dal Gestore del sistema. Il 6 novembre 2023 è stata nuovamente aperta al pubblico una nuova versione di questa proposta di delibera, che aggiorna i fabbisogni di potenza con le ultime informazioni fornite dal Gestore di sistema e introduce altri aspetti, come nuovi criteri e scale di valutazione delle domande presentate.

Nuove modifiche normative nei Territori Non Peninsulari (TNP)

Il Regio Decreto 446/2023 del 13 giugno, che modifica la metodologia di calcolo dei prezzi volontari per i piccoli consumatori di energia elettrica (PVPC), ha modificato alcuni aspetti normativi della generazione nei Territori Non Peninsulari (TNP), tra cui:

- il fattore di correzione per le bollette del carburante è stato eliminato a partire dal 1° gennaio 2023;
- è stato introdotto un fattore di correlazione nel calcolo della remunerazione dei diritti di emissione di anidride carbonica (CO_2), con effetto dal 1° luglio 2023, per tenere conto delle emissioni reali degli impianti;
- in relazione alle ripercussioni economiche derivanti dall'adozione di misure straordinarie per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti, viene riconosciuto un costo finanziario per il ritardo tra la chiusura della liquidazione delle attività regolate del Settore Elettrico per l'anno in cui tali misure sono approvate e la data di approvazione della liquidazione finale per tale anno, in base all'Euribor a un anno aumentato di 50 punti base.

Approvazione degli importi finali dei costi di generazione dei gruppi di produzione dei Territori Non Peninsulari (TNP)

Nel luglio 2023 sono state pubblicate le delibere che approvano gli importi definitivi dei costi dell'attività produttiva dei Territori Non Peninsulari (TNP) per il 2018 e il 2019, mentre a settembre è iniziata l'elaborazione della proposta di delibera equivalente per il 2020.

Resto del Mondo

America Latina

Cile

Revisione tariffaria – Introduzione di meccanismi transitori di stabilizzazione dei prezzi dell'energia elettrica

In data 2 novembre 2019 è stata pubblicata la Legge n. 21.185 del Ministero dell'Energia, che ha introdotto un meccanismo transitorio di stabilizzazione dei prezzi dell'energia elettrica per i clienti soggetti a regolazione tariffaria. Conseguentemente i prezzi da applicare ai clienti regolati nel secondo semestre 2019 sono stati ricondotti a quelli applicati nel primo semestre 2019 (Decreto 20T/2018) e sono stati definiti come

"Prezzi Stabilizzati a Clienti Regolati" (PEC).
Dal 1° gennaio 2021 e fino al termine di applicazione di tale meccanismo i prezzi da applicare saranno quelli fissati semestralmente in base all'art. 158 della Legge "Eléctrica" e non potranno essere superiori al livello dei PEC sopracitati adeguati per tener conto dell'indice dei prezzi al consumo (inflazione).
Le eventuali differenze tra quanto fatturato applicando il meccanismo di stabilizzazione e la fatturazione teorica, considerando il prezzo che si sarebbe applicato in conformità alle condizioni contrattuali con le varie società di distribuzione di energia elettrica, saranno contabilizzate come crediti per fatture da emettere a favore delle società di generazione di energia elettrica per un massimo di 1.350 milioni di dollari statunitensi fino al 2023. Tali differenze si rileveranno in dollari statunitensi e non matureranno interessi fino a tutto il 2025. Eventuali sbilanciamenti a favore delle società di generazione si dovranno recuperare entro e non oltre il 31 dicembre 2027. Si segnala che il limite del fondo è stato raggiunto nel gennaio 2022.

Il 2 agosto 2022 il Ministero dell'Energia ha pubblicato la Legge n. 21.472 che ha istituito un fondo di stabilizzazione tariffaria e un nuovo meccanismo di stabilizzazione temporanea dei prezzi dell'energia elettrica per i clienti soggetti a regolazione tariffaria. Con tale legge è stato istituito un Meccanismo Transitorio di Tutela dei Clienti (MPC) per la stabilizzazione dei prezzi dell'energia complementare a quello previsto dalla Legge n. 21.185, per i clienti soggetti a regolazione dei prezzi forniti da società concessionarie del servizio pubblico di distribuzione disciplinato dalla Legge Generale dei Servizi Elettrici. Lo scopo dell'MPC è quello di pagare le differenze che si verificano tra la fatturazione delle imprese di distribuzione ai clienti finali per la componente energia e potenza, e l'importo che corrisponde al pagamento della fornitura di energia elettrica alle imprese di generazione. Le risorse contabilizzate per il funzionamento dell'MPC non possono superare i 1.800 milioni di dollari statunitensi e la loro validità sarà prorogata fino all'estinzione dei saldi originati dall'applicazione di questa legge. A partire dall'anno 2023, la Commissione Nazionale per l'Energia deve fissare semestralmente il pagamento complessivo del consuntivo residuo per una data che non può essere successiva al 31 dicembre 2032.

Enel Green Power

Italia

Il decreto ministeriale 4 luglio 2019 ha previsto procedure concorsuali basate su aste al ribasso (selezione dei progetti in base al prezzo) e registri (selezione dei progetti in base a un criterio ambientale), in funzione della capacità installata e per gruppi di tecnologia, compreso il fotovoltaico. In particolare, sono previste:

- aste al ribasso, per impianti di potenza superiore a 1 MW;
- registri, per impianti di potenza inferiore a 1 MW.

Rispetto ai precedenti decreti, il decreto ministeriale 4 luglio 2019 ha previsto una nuova modalità di sostegno alle fonti rinnovabili attraverso contratti per differenza a due vie, che fanno sì che il produttore aggiudicatario restituisca le eventuali differenze positive tra il prezzo zonale e il prezzo aggiudicato in esito alle procedure concorsuali. Il soggetto aggiudicatario di capacità rinnovabile beneficerà del meccanismo incentivante per tutta la durata utile dell'impianto (20, 25 o 30 anni a seconda della tecnologia).

Il 30 novembre 2021 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, recante "Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili" (c.d. "Decreto Red II").
Il decreto ha previsto che la capacità non assegnata nelle procedure di gara di cui al decreto ministeriale 4 luglio 2019 venga rimessa all'asta in successive procedure, fino alla pubblicazione della nuova programmazione di gare per i successivi cinque anni. In attesa della nuova programmazione, nel corso dell'anno 2023 sono state pubblicate tre ulteriori procedure di gara.
Inoltre, il provvedimento ha confermato i medesimi meccanismi di asta al ribasso per gli impianti di capacità superiore a 1 MW, prevedendo un'eccezione per gli impianti di potenza superiore a 10 MW che potranno accedere al meccanismo pur non avendo completato l'*iter* autorizzativo.
Gli impianti di capacità inferiore a 1 MW, invece, avranno accesso diretto agli incentivi, con eccezione degli impianti a tecnologia innovativa, i quali, invece, potranno accedere attraverso bandi specifici.
Sono in corso di aggiornamento da parte del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) i meccanismi di incentivazione tramite apposito decreto attuativo.

Meccanismo di restituzioni per le fonti rinnovabili ("Clawback")

Il decreto legge 27 gennaio 2022, n. 4 (c.d. "D.L. Sostegni *ter*"), convertito dalla legge 28 marzo 2022, n. 25, ha introdotto, per il periodo febbraio 2022 - dicembre 2022, un meccanismo di compensazione a due vie per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili incentivati tramite conto energia e per tutti gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non incentivati ed entrati in esercizio entro gennaio 2010. I produttori devono restituire la differenza tra il prezzo di mercato, o il prezzo contrattato per la vendita a termine, e un prezzo di riferimento individuato dal medesimo decreto per ciascuna zona di mercato (in media 60 €/MWh). Il decreto legge 9 agosto 2022, n. 115 (c.d. "D.L. Aiuti *bis*"), convertito dalla

legge 21 settembre 2022, n. 142, ha introdotto alcune modifiche al D.L. Sostegni *ter* estendendo il periodo di applicazione del clawback fino a giugno 2023 e specificando che, per i gruppi verticalmente integrati, rilevano esclusivamente i contratti stipulati tra le imprese del Gruppo, anche non produttrici, e altre persone fisiche o giuridiche esterne al gruppo societario. Le modalità attuative del meccanismo sono state demandate all'ARERA, che le ha definite nella delibera n. 266/2022/R/eel (per il periodo 1° febbraio 2022 - 31 dicembre 2022) e nella delibera n. 143/2023/R/eel (per il periodo 1° gennaio 2023 - 30 giugno 2023).
Infine, la Legge di Bilancio 2023 (legge 29 dicembre 2022, n. 197), recependo quando stabilito dal Regolamento Europeo 1854/2022, ha esteso il meccanismo di restituzione agli impianti non interessati dal decreto legge 27 gennaio 2022, n. 4, fissando un cap pari a 180 €/MWh.
La delibera ARERA n. 266/2022/R/eel, unitamente alle varie comunicazioni con cui il GSE ha poi provveduto a chiedere ai produttori interessati la restituzione degli importi dovuti, è stata oggetto d'impugnazione dinanzi al TAR Lombardia. Il TAR, accogliendo le censure sollevate dai produttori, ha annullato la suddetta delibera e i provvedimenti consequenziali. Avverso la sentenza di annullamento, ARERA ha presentato appello cautelare dinanzi al Consiglio di Stato, la cui camera di consiglio si è tenuta lo scorso 21 marzo 2023. Con le ordinanze cautelari nn. 1124/2023, 1126/2023 e 1127/2023 del 22 marzo 2023, il Consiglio di Stato ha accolto le istanze cautelari dell'ARERA, fissando l'udienza di discussione a dicembre 2023, successivamente rinviata ad altra data.
Contestualmente, un altro operatore ha impugnato la stessa delibera ARERA n. 266/2022/R/eel nonché la seconda delibera n. 143/2023/R/eel. Nell'ambito di tale giudizio, il TAR Lombardia ha rimesso alla Corte di Giustizia dell'Unione Europea la valutazione sulla legittimità del meccanismo di cui al D.L. Sostegni *ter* rispetto al quadro normativo UE, sospendendo il giudizio fino alla decisione della Corte.

Iberia

Rinnovabile

Come nel resto d'Europa, anche in Spagna nella prima metà del 2023 si è registrata un'attività legata alla consultazione, da parte della Commissione Europea, sul Market Design elettrico che dovrebbe portare all'adozione di una proposta da parte di Bruxelles entro il prossimo marzo.

Una delle questioni più importanti nel 2023 in Spagna per lo sviluppo di nuova capacità di generazione rinnovabile è il rispetto delle pietre miliari che il Regio Decreto 23/2020 stabilisce per mantenere i permessi di accesso e connessione alla rete. Nel corso del primo semestre 2023 sono scaduti i termini per certificare l'ottenimento della Dichiarazione di Impatto Ambientale e per certificare la preventiva autorizzazione amministrativa. A livello nazionale, un volume di progetti eolici e fotovoltaici che rappresentano oltre 50 GW di potenza è riuscito a superare favorevolmente questi due traguardi.
Nel caso di Enel Green Power-Endesa è stata raggiunta anche la maggior parte della potenza in pipeline (più di 4 GW). Il raggiungimento di questi traguardi, come avvenuto nel 2022, monopolizza una parte importante dell'attività dell'amministrazione centrale, delle Comunità autonome e, ovviamente, dei promotori della generazione rinnovabile.

Alla fine del 2022 il Governo spagnolo ha pubblicato una delibera per la concessione di aiuti, in regime di gara competitiva, per il repowering di parchi eolici, nonché di aiuti per lo sviluppo di impianti di riciclaggio per componenti di turbine eoliche dismesse. Enel Green Power-Endesa ha presentato domande per la concessione di aiuti sia per il repowering di parchi eolici sia, insieme ai partner, per inserire tra gli impianti di riciclaggio le pale delle turbine eoliche. Nel novembre 2023 è stata pubblicata l'assegnazione definitiva degli aiuti per il repowering dei progetti eolici con i fondi del Piano di Risanamento, Trasformazione e Resilienza. Enel Green Power si aggiudica 17,6 milioni di euro che contribuiscono al repowering di sei progetti per una potenza complessiva di 100,3 MW.

Alla fine del 2022 il Governo spagnolo ha pubblicato inoltre un bando di concorso, tramite gara, per progetti di stoccaggio ibrido. In caso di aggiudicazione si ottiene un contributo all'investimento e allo sviluppo dei progetti. Enel Green Power-Endesa ha presentato diversi progetti e ha ottenuto, a dicembre 2023, aiuti per 9,2 milioni di euro.

Il 28 dicembre 2023 è stato pubblicato il Regio Decreto Legge 8/2023 che prevede diverse misure legate alla generazione rinnovabile. Il provvedimento non proroga la riduzione della remunerazione della generazione, disciplinata dal Regio Decreto Legge 17/2021, a causa di un eccesso di prezzo pari a 67 €/MWh; pertanto, il provvedimento è scaduto il 31 dicembre 2023. Anche il periodo di applicazione della "eccezione iberica", disciplinata nel Regio Decreto Legge 10/2022, non viene prorogato, quindi la sua validità termina il 31 dicembre 2023.

Per i progetti di generazione con permessi di accesso e connessione successivi al 31 dicembre 2017 e prima di questo regio decreto legge, la scadenza per l'accreditamento dell'autorizzazione amministrativa alla costruzione si sposta dal 25 gennaio 2024 al 25 luglio 2024. Inoltre, per gli stessi progetti, potrà essere richiesta una proroga dei termini per ottenere l'autorizzazione definitiva allo sfruttamento entro un periodo di tre mesi, fino a un massimo di otto anni (fino al 25 luglio 2028) indicando il semestre di messa in esercizio. Ciò consente una migliore organizzazione dei progetti da realizzare tra il 2024 e il 2028.

Inoltre, il regio decreto prevede misure per recuperare progressivamente la tassazione energetica esistente prima dell'inizio della crisi energetica derivante dalla guerra in Ucraina.

Resto del Mondo

Nord America

Stati Uniti

Lavoro forzato nella catena di approvvigionamento solare

Nel giugno 2021, in seguito a segnalazioni, la dogana di frontiera degli Stati Uniti ha emesso un "withhold release order" (WRO) sui prodotti a base di silicio realizzati dalla società Hoshine Silicon Industry Co. Ltd (Hoshine) e dalle sue controllate, poiché realizzati mediante lo sfruttamento della forza lavoro. Il WRO limita l'importazione negli Stati Uniti di prodotti in polisilicio realizzate da Hoshine.
L'effetto sull'industria solare statunitense è stato il blocco delle spedizioni di moduli solari fotovoltaici da parte della dogana statunitense, con conseguente ritardo nella consegna delle spedizioni di attrezzature solari ai clienti finali, tra cui Enel.
Tutti i produttori di apparecchiature solari fotovoltaiche hanno dovuto produrre una chiara documentazione della loro catena di fornitura atta a soddisfare le dogane statunitensi, in grado di dimostrare l'origine specifica del silicio di grado metallurgico nei prodotti solari fotovoltaici importati e di provare l'assenza di qualsiasi prodotto Hoshine in qualsiasi parte dei processi di estrazione o di produzione.
Il Codice Etico e le procedure aziendali di Enel non consentono lo sfruttamento dei lavoratori da parte di nessun fornitore o subappaltatore del Gruppo. Ciononostante, Enel sta rafforzando i controlli e i requisiti di documentazione, rivedendo la propria catena di approvvigionamento e monitorando l'attuazione del WRO da parte dei funzionari doganali.

In modo autonomo ma collegato, nel dicembre 2021 il Presidente Biden ha firmato la legge "Uyghur Forced Labor Prevention Act" (UFLPA). L'UFLPA richiede alle dogane degli Stati Uniti di applicare una presunzione che le merci "estratte, prodotte o fabbricate in tutto o in parte" nella regione autonoma di Xinjiang Uyghur, siano fatte utilizzando lavoro forzato e, quindi, ne sia vietata l'importazione negli Stati Uniti.
Le merci coperte da questa presunzione non potranno entrare a meno che l'importatore non dimostri di aver:

- pienamente rispettato le linee guida e i regolamenti del Governo;
- risposto in modo completo e sostanziale a tutte le richieste della dogana statunitense; e
- stabilito "con prove chiare e convincenti" che le merci non sono state fatte utilizzando lavoro forzato.

Quella del polisilicio è una delle tre industrie particolarmente attenzionate ai fini dell'applicazione della WRO e questa attenzione si estende alle attrezzature solari fotovoltaiche che potrebbero contenere materie prime estratte nella regione autonoma dello Xinjiang Uyghur.
L'attuazione della legge sarà guidata da un processo di regolamentazione amministrativa in corso dal febbraio 2022 e destinato a concludersi entro giugno 2022.

Il 21 giugno 2022 è entrato in vigore un elemento chiave dell'UFLPA: la presunzione relativa. D'ora in poi, qualsiasi bene estratto, prodotto o fabbricato in tutto o in parte nella Xinjiang Uygur Autonomous Region (XUAR), o da entità identificate in una nuova Entity List dell'UFLPA, si presumerà che sia stato realizzato con lavoro forzato e ne sarà vietato l'ingresso negli Stati Uniti. Per evitare il blocco della consegna delle merci da parte delle dogane statunitensi, gli importatori dovranno dimostrare se le merci da importare (o i loro componenti) sono state estratte, prodotte o fabbricate nella XUAR e/o se le merci da importare sono state acquistate da un fornitore identificato nella UFLPA Entity List.
L'osservanza dell'UFLPA da parte degli importatori dovrebbe soddisfare quella dell'attuale Withhold Release Order (WRO) che blocca l'importazione di qualsiasi apparecchiatura solare contenente silicio di grado metallurgico prodotto da Hoshine.

La natura privata dei blocchi delle dogane statunitensi rende difficile il monitoraggio dell'applicazione dell'UFLPA.
Gli importatori con prodotti di moduli solari che utilizzano polisilicio di origine cinese continuano a essere trattenuti a causa delle difficoltà nel fornire una documentazione completa di tracciabilità. Nel dicembre 2023, le dogane statunitensi hanno apparentemente rilasciato i prodotti trattenuti che utilizzavano polisilicio cinese non proveniente da Xinjiang.
Separatamente, ROTH Capitol ha riferito che anche Astroenergy ha ottenuto il rilascio da parte delle autorità doganali statunitensi di prodotti realizzati con polisilicio cinese (Ordos e Asia Silicon) che "sembra" essere prodotto con quarzo e MGS cinesi.

Dazi degli Stati Uniti sulle apparecchiature solari importate

Nel febbraio 2022, l'amministrazione Biden ha annunciato la sua decisione di estendere i dazi applicabili alle importazioni di pannelli solari. La decisione proroga la riscossione dei dazi per altri quattro anni, adottando al contempo una riduzione tariffaria annuale marginale; viene ridotto infatti, ogni anno dello 0,25%, il dazio sui pannelli solari importati.
È importante notare che la decisione dell'amministrazione Biden conferma anche l'esclusione dai dazi dei moduli solari bifacciali, che sono il principale tipo di pannelli solari utilizzati da Enel per i suoi progetti utility-scale negli Stati Uniti.
L'amministrazione Biden sta attualmente effettuando una

revisione intermedia del dazio. Un rapporto finale dovrà essere inviato al Presidente nel corso del 2024, dopodiché egli potrebbe apportare modifiche al dazio o lasciare le misure correttive così come sono.

Sempre nel febbraio 2022, Auxin Solar, produttore californiano di impianti fotovoltaici, ha presentato al Dipartimento del Commercio degli Stati Uniti (DOC) una petizione antielusione, chiedendo al DOC di avviare un'indagine per verificare se le celle e i moduli fotovoltaici in silicio cristallino (CSPV) provenienti da Vietnam, Malesia, Thailandia e Cambogia stessero "eludendo" i dazi antidumping e compensativi. Il DOC ha quindi avviato un'indagine e nell'agosto 2023 il Ministero del Commercio ha ufficialmente posto fine all'indagine sull'elusione "Auxin", concludendo che l'AD/CVD applicabile alle celle e ai moduli solari cinesi sarà estesa alle celle e ai moduli provenienti da Cambogia, Malesia, Thailandia e Vietnam.

Il Presidente Biden ha emesso una dichiarazione di emergenza il 6 giugno 2022, conferendo al DOC l'autorità di rinunciare alla riscossione dei dazi AD/CVD e, soprattutto, ai depositi in contanti per i dazi sulle celle e sui moduli CSPV esportati da Vietnam, Malesia, Thailandia e Cambogia per 24 mesi, a partire dalla data dell'annuncio. Il DOC si sta avvalendo di questa nuova autorità e ha emanato i regolamenti per l'attuazione della dichiarazione di emergenza di 24 mesi, proteggendo le importazioni interessate dai dazi relative ad Auxin fino al giugno 2024.

Il Ministero del Commercio degli Stati Uniti ha inoltre chiarito che le importazioni di celle e moduli solari da Cambogia, Malesia, Thailandia e Vietnam non saranno soggette alla sospensione della liquidazione o ai requisiti di deposito in contanti se accompagnate da una certificazione che attesti che non stanno eludendo gli ordini AD/CVD.

Dazi degli Stati Uniti sui prodotti cinesi importati

Nel 2018, un'indagine dell'US Trade Representative (USTR), ai sensi dell'art. 301, ha stabilito che gli atti, le politiche e le pratiche della Cina in materia di trasferimento tecnologico, proprietà intellettuale e innovazione sono irragionevoli e discriminatorie.

Di conseguenza, sono state pubblicate cinque liste (Lista 1, 2, 3, 4A e 4B), ognuna delle quali identifica diversi prodotti cinesi soggetti a dazi differenti. Di interesse per Enel, gli elenchi di prodotti includevano componenti cinesi utilizzati per progetti eolici e solari, nonché batterie.

Nel settembre 2022, USTR ha annunciato di aver aperto un periodo di commenti pubblici per sollecitare l'efficacia dei dazi previsti dall'art. 301 per comprendere gli effetti della loro applicazione sull'economia e sui consumatori statunitensi al fine di individuare eventuali azioni alternative che potrebbero essere adottate sugli effetti dei dazi.

L'industria dell'energia pulita chiede all'amministrazione Biden di lasciare invariate le tariffe per le batterie (7,5%) e per le celle di batterie (25%); oppure di abbassare la tariffa per le celle di batterie al 7,5%, eliminando il problema dell'inversione tariffaria.

Finanziamenti e incentivi federali per l'energia pulita negli Stati Uniti

Nel novembre 2021, il Presidente Biden ha firmato l'Infrastructure Investment and Jobs Act (IIJA) da 1.000 miliardi di dollari, noto anche come legge bipartisan sulle infrastrutture, che sblocca i fondi per nuove spese su strade, ponti, acquedotti e banda larga. La nuova legge contiene anche disposizioni volte a contribuire all'espansione della rete elettrica del Paese e a sostenere le tecnologie energetiche pulite esistenti e nuove. Contiene inoltre disposizioni per sostenere le centrali nucleari e gli impianti idroelettrici esistenti, per ripulire i pozzi orfani e i terreni minerari abbandonati e per facilitare l'accesso ai minerali critici necessari per la produzione di energia pulita. Di potenziale interesse per Enel sono stati annunciati i seguenti programmi:

- idrogeno pulito: il Dipartimento dell'Energia (DOE) ha ricevuto 7 miliardi di dollari per sviluppare tra i 6 e i 10 "Clean Hydrogen Hubs" negli Stati Uniti. Ogni hub sarà costituito da una rete di produttori di idrogeno pulito, potenziali consumatori e infrastrutture di collegamento situate nelle immediate vicinanze. Il DOE ha ricevuto le domande che dovranno essere completate e inviate entro aprile 2023. Nell'ottobre 2023, il DOE ha selezionato sette vincitori regionali. Sono iniziate le trattative per finalizzare le proposte;
- il National Electric Vehicle Infrastructure Formula Program (NEVI) ha messo a disposizione 5 miliardi di dollari in cinque anni tra tutti i 50 Stati. Il piano mira a promuovere lo sviluppo delle auto a batteria, assicurando che gli automobilisti abbiano sempre un posto dove collegarsi. Il finanziamento copre il costo dei caricabatterie per veicoli elettrici e delle relative infrastrutture (comprese quelle solari e di stoccaggio), nonché i costi di gestione e manutenzione per cinque anni;
- infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici: il DOE e il Dipartimento dei Trasporti (DOT) degli Stati Uniti, attraverso la Federal Highway Administration, hanno presentato un piano per la creazione di una rete di caricabatterie pubblici per veicoli elettrici lungo le autostrade interstatali per un valore di 5 miliardi di dollari. Il denaro sarà distribuito in cinque anni tra tutti i 50 Stati. Il piano mira a promuovere lo sviluppo delle auto a batteria, assicurando che gli automobilisti abbiano sempre un posto dove collegarsi. Separatamente, il DOT, attraverso la Federal Transit Administration, ha reso noto il suo piano per distribuire 5,3 miliardi di dollari in sovvenzioni alle agenzie di transito statali e locali per il "Low or No Emission Vehicle Program". Il "Programma per veicoli a basse o nulle emissioni" sostiene le agenzie di trasporto nell'acquisto o nel leasing di autobus a basse o nul-

le emissioni e di altri veicoli di trasporto che utilizzano tecnologie come le batterie elettriche;
- rafforzamento della rete elettrica ed espansione della trasmissione: questo programma di sovvenzioni statali da 2,5 miliardi di dollari nell'arco di cinque anni è stato promosso per distribuire strategicamente infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici accessibili al pubblico e altre infrastrutture di rifornimento alternative lungo corridoi designati per i carburanti alternativi. Almeno il 50% di questo finanziamento deve essere utilizzato per progetti che ampliano l'accesso alle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici e di rifornimento alternativo nelle aree rurali, nei quartieri a basso e moderato reddito e nelle comunità con una bassa percentuale di posti auto privati;
- scuolabus elettrici: sono stati stanziati 5 miliardi di dollari in cinque anni per sostituire le flotte esistenti di autobus scolastici alimentati a diesel con autobus scolastici puliti e a emissioni zero. Metà dei finanziamenti sarà utilizzata per gli autobus a emissioni zero, mentre l'altra metà per i carburanti alternativi e gli autobus a emissioni zero. Le sovvenzioni potrebbero coprire fino al 100% dei costi di sostituzione degli scuolabus esistenti e delle infrastrutture di ricarica o rifornimento. L'IIJA sostituirà inoltre migliaia di veicoli di trasporto, compresi gli autobus, con veicoli elettrici e puliti, grazie a un ulteriore stanziamento di 5,75 miliardi di dollari nei prossimi cinque anni per il DOT degli Stati Uniti, di cui il 5% è dedicato alla formazione della forza lavoro di trasporto per la manutenzione e la gestione della flotta.

"Legge sulla riduzione dell'inflazione" del 2022

Il 16 agosto 2022 il Presidente Biden ha firmato l'Inflation Reduction Act (IRA), che stanzia circa 415 miliardi di dollari nei prossimi 10 anni attraverso sovvenzioni, crediti d'imposta e investimenti a sostegno di nuove iniziative di produzione di tecnologie pulite, produzione di energia rinnovabile, elettrificazione dei trasporti e agricoltura intelligente dal punto di vista climatico. L'impatto previsto è una riduzione di quasi il 40% delle emissioni di gas serra negli Stati Uniti entro il 2030, con un impatto sul PIL statunitense dello 0,2% nel 2031. Le ripartizioni dei finanziamenti comprendono:
- energia (proroga e in alcuni casi aumento dei crediti d'imposta; 263 miliardi di dollari);
- clima (accelerare la riduzione delle emissioni e sostegno alle comunità a basso reddito; 48 miliardi di dollari);
- produzione (incoraggiare la produzione nazionale di energia eolica, solare e di batterie; 48 miliardi di dollari);
- territorio (creazione di programmi di incentivazione della qualità ambientale; 27 miliardi di dollari);
- trasporti (attraverso crediti d'imposta per i consumatori; 24 miliardi di dollari);
- acqua (attraverso un programma di mitigazione dell'impatto della siccità; 5 miliardi di dollari).

Il Dipartimento del Tesoro degli Stati Uniti sta attualmente sollecitando le linee guida necessarie per la nuova serie di crediti d'imposta. I vari crediti d'imposta iniziano a diminuire gradualmente al più tardi:
- dal 31 dicembre 2032; o
- dall'anno in cui le emissioni annuali di gas serra degli Stati Uniti derivanti dalla produzione di energia elettrica saranno inferiori al 25% dei livelli di emissione del 2022.

A seconda della realizzazione di infrastrutture abilitanti, i crediti d'imposta possono essere disponibili anche oltre il 2032. Di seguito sono riportate ulteriori specifiche delle disposizioni dell'IRA di particolare interesse per Enel.

Estensione ed espansione dei crediti fiscali federali per l'energia pulita: l'IRA estende il credito d'imposta sulla produzione (PTC) (26,5 $/MWh per progetti messi in servizio dopo il 31 dicembre 2021), per poi passare a un nuovo credito per la produzione di energia elettrica pulita neutrale dal punto di vista tecnologico a partire dal 2025. L'IRA estende anche il credito d'imposta sugli investimenti (ITC) (30% per i progetti messi in servizio dopo il 31 dicembre 2021), per poi passare a un nuovo credito d'investimento per l'elettricità pulita neutrale dal punto di vista tecnologico a partire dal 2025. Gli sviluppatori di impianti solari hanno ora la possibilità di richiedere il PTC invece dell'ITC. Tuttavia, per ottenere l'intero valore del credito d'imposta sia per il PTC sia per l'ITC, i progetti devono soddisfare i requisiti di salario prevalente e di apprendistato per tutta la durata della costruzione (e forse anche per alcune attività di manutenzione); il mancato rispetto di tali requisiti comporta il pagamento di penali o la riduzione del credito al 20% (5 $/MWh PTC o 6% ITC). L'IRA aggiunge anche l'accumulo di energia autonomo come tecnologia ammissibile per l'ITC, in linea con le condizioni del solare, e i controllori di microgrid come tecnologia ammissibile per l'ITC, in particolare per sistemi non inferiori a 4 kW e non superiori a 20 MW.
L'IRA crea anche crediti d'imposta "bonus" se i progetti soddisfano i requisiti di contenuto nazionale o se il progetto è situato in una "comunità energetica". Un nuovo credito d'imposta bonus è disponibile anche per i progetti solari o eolici (e include lo stoccaggio, se abbinato) situati in "comunità a basso reddito".
Un nuovo credito d'imposta decennale per la produzione di idrogeno pulito è disponibile per l'idrogeno prodotto dopo il 31 dicembre 2022. Il credito si riduce per i progetti la cui costruzione inizia dopo il 1° gennaio 2033 e consiste in un credito di 3 $/kg.

Estensione ed espansione dei crediti d'imposta e dei finanziamenti federali relativi ai veicoli elettrici: per l'elettrificazione dei trasporti, l'IRA estende vari crediti d'imposta per i veicoli elettrici nuovi e usati e per i veicoli elettrici commerciali, che includono gli autobus, ed espande il cre-

dito d'imposta anche agli acquirenti di attrezzature per la ricarica dei veicoli elettrici.
L'IRA mette inoltre a disposizione 1 miliardo di dollari per la sostituzione di veicoli pesanti di classe 6 e 7 con veicoli a emissioni zero (per esempio scuolabus, autobus di transito, camion della spazzatura) e 3 miliardi di dollari per l'acquisto di nuovi veicoli elettrici per le consegne e di attrezzature per la ricarica da parte del Servizio Postale degli Stati Uniti.

Nuovo credito d'imposta per la produzione manifatturiera avanzata: l'IRA crea un nuovo credito d'imposta per i produttori di componenti di progetti eolici, solari e di batterie, come celle fotovoltaiche, wafer fotovoltaici, moduli solari, pale, navicelle, inverter, celle e moduli di batterie, e molti altri. I tassi di credito variano a seconda del componente, del costo di produzione o in base a determinati fattori di capacità. I crediti d'imposta sono disponibili per i contribuenti che producono le apparecchiature negli Stati Uniti e sono disponibili su base annua per i componenti ammissibili venduti a partire dal 2023, fino al 2032 (con una riduzione graduale a partire dal 2030).

Nuovo pagamento diretto dei crediti fiscali applicabili e possibilità di trasferire alcuni crediti fiscali: l'IRA crea l'opportunità per alcuni operatori del settore di scegliere tra pagamento diretto e la trasferibilità del credito, il che significa che assisteremo a cambiamenti nelle modalità di sviluppo dei progetti, nonché a un'espansione delle industrie che sviluppano progetti. Di particolare interesse per Enel è la possibilità di scegliere il pagamento diretto per il nuovo credito d'imposta sulla produzione avanzata e per il nuovo credito d'imposta sulla produzione di idrogeno pulito.

Il Dipartimento del Tesoro degli Stati Uniti sollecita i contributi pubblici e finalizza le linee guida sul credito d'imposta IRA

Il Dipartimento del Tesoro degli Stati Uniti ha trascorso gran parte del 2023 pubblicando linee guida preliminari e sollecitando i contributi pubblici prima di pubblicare le linee guida definitive. Sebbene siano state pubblicate le linee guida preliminari per la maggior parte dei crediti d'imposta di particolare interesse per Enel per incoraggiare gli investimenti, Enel è ancora in attesa della pubblicazione delle linee guida definitive. Il Dipartimento del Tesoro degli Stati Uniti non prevede di finalizzare tutte le indicazioni sui crediti d'imposta legate all'Inflation Reduction Act prima del 2024.

Sviluppo delle energie rinnovabili sui terreni federali/pubblici

L'amministrazione Biden ha fissato l'obiettivo di autorizzare 25 GW di energia rinnovabile su terreni pubblici entro il 2025. Per raggiungere l'obiettivo, l'amministrazione ha disposto alle agenzie federali di accelerare le revisioni dei progetti di energia pulita sui terreni pubblici, mediante cinque nuovi uffici di coordinamento per le energie rinnovabili, e ha ridotto di oltre il 50% gli affitti e le tasse per i progetti solari ed eolici sui terreni pubblici.

Informazioni sul clima

La Securities and Exchange Commission degli Stati Uniti sta finalizzando una norma che impone la divulgazione di informazioni relative al clima nelle dichiarazioni e nei rapporti annuali dei dichiaranti, tra cui le emissioni di gas a effetto serra, alcune metriche finanziarie relative al clima e i rischi rilevanti legati al clima. La pubblicazione della norma finale era prevista per la fine del 2022, ma è stata posticipata più volte.

Azioni politiche statali

Il governatore del Texas Abbott firma una legislazione pro-fossili/anti-rinnovabili: la legislazione che ne è scaturita promuove prestiti a basso tasso di interesse sponsorizzati dallo Stato per la generazione "dispacciabile", che è vista in maggioranza come un vantaggio per l'industria del gas naturale. La legge crea anche un nuovo servizio ausiliario che può essere soddisfatto solo dalla generazione "dispacciabile", le cui condizioni renderanno difficile la partecipazione dello stoccaggio di energia. Un nuovo meccanismo di finanziamento per le risorse dispacciabili, con un tetto massimo di 1 miliardo di dollari l'anno (netto), richiederà alle risorse di dimostrare la loro disponibilità al mercato durante i periodi di stress della rete. I costi di interconnessione saranno assegnati alla nuova generazione che supera un costo medio di interconnessione, determinato dalla Public Utilities Commission of Texas (PUCT).
Le soglie dei costi di interconnessione di base adottate dal PUCT sono a livelli accettabili, come espresso dall'industria delle rinnovabili. L'indennità per i sistemi di energia rinnovabile aggiunti a linee da 138 kV o meno è di 12 milioni di dollari; per i sistemi aggiunti a linee superiori a 138 kV, l'indennità è di 22,5 milioni di dollari.
Le nuove risorse che verranno interconnesse dopo il 2027 dovranno dimostrare di essere in grado di soddisfare un livello medio di produzione per stagione, in base alla loro classe di attività, sia disponendo di risorse *in loco* sia attraverso accordi di acquisto di energia. Le batterie possono soddisfare questo requisito. Molti di questi elementi, compresa l'allocazione dei costi, saranno implementati dal PUCT o dall'Electric Reliability Council of Texas (ERCOT).

La California stanzia finanziamenti significativi per iniziative di energia pulita: alla fine del 2022 la California aveva quasi 100 miliardi di dollari di entrate di bilancio in eccesso e per questo ha stanziato significativi fondi per varie iniziative, tra cui quelle per l'energia pulita. Tra queste, uno stanziamento *una tantum* di 550 milioni di dollari per il programma di asset di back-up dell'elettricità distribuita (Distributed Electricity Backup Assets Program - DEBA) per le risorse a zero o basse emissioni, per fornire supporto alla rete quando

necessario, e uno stanziamento *una tantum* di 200 milioni di dollari per il supporto alla rete dal lato della domanda (Demand Side Grid Support Program - DSGS), per ridurla durante i periodi di stress elevato per la rete.
Nel 2023 la California dovrà affrontare un deficit di bilancio di 31,5 miliardi di dollari. Nel 2023 non è stata adottata alcuna riduzione dei finanziamenti. Poiché la California si trova ad affrontare un deficit di bilancio ancora maggiore nel 2024, sono state avanzate proposte per ridurre i finanziamenti al DEBA e al DSGS.

L'Illinois adotta una riforma della localizzazione delle energie rinnovabili: nel gennaio del 2023 la legislazione dell'Illinois ha spostato le decisioni sulla localizzazione delle energie rinnovabili dalle comunità locali e ha adottato standard di localizzazione a favore delle energie rinnovabili, validi per tutto lo Stato, che tutte le comunità devono adottare quando approvano nuovi progetti. La legislazione prevede che le contee con un'ordinanza di zonizzazione esistente in conflitto con le disposizioni della nuova legge la modifichino per conformarsi alla legge statale entro il 30 maggio 2023. La nuova legge specifica i requisiti di arretramento, le restrizioni sull'altezza delle punte delle pale, le limitazioni acustiche e altre restrizioni. Soprattutto, la legge prevede che la contea prenda una decisione sul progetto entro 30 giorni dalla conclusione dell'udienza pubblica, in modo da evitare anni di ritardo nel progetto e milioni di dollari di costi aggiuntivi a livello locale.

Il Maryland approva un'importante legge sullo stoccaggio dell'energia: nell'aprile 2023, per la prima volta nella storia dello Stato, l'Assemblea generale del Maryland ha stabilito un obiettivo di 3.000 MW di stoccaggio energetico e ha creato il Maryland Energy Storage Program. La nuova legge prevede che la Commissione per il Servizio Pubblico istituisca un programma di approvvigionamento competitivo entro il 1° luglio 2024. Il programma includerà crediti per lo stoccaggio di energia e incentivi basati sul mercato. Si prevede che questa legge porterà a 100 milioni di dollari di risparmi sui costi energetici per i cittadini del Maryland e contribuirà a ridurre le emissioni del settore energetico del 90%.

Il Michigan approva la riforma della localizzazione delle energie rinnovabili e lo standard per l'energia pulita: la legislatura dello Stato del Michigan ha approvato due importanti provvedimenti legislativi nel 2023, che sono stati firmati dal governatore. Il primo disegno di legge stabilisce uno standard statale per la localizzazione delle energie rinnovabili e degli accumulatori di energia a batteria che non può essere reso più oneroso dai governi locali. Le controversie tra la legge statale e le autorità locali saranno risolte dalla Commissione per il servizio pubblico. Il secondo disegno di legge stabilisce uno standard di energia rinnovabile per il Michigan del 50% entro il 2030, del 60% entro il 2035 e del 100% di energia pulita entro il 2040. Questo disegno di legge aumenta il tetto massimo per la generazione distribuita e crea un mandato per lo stoccaggio di energia a batteria da 2.500 MW.

Aumento della proprietà della generazione delle utility: poiché l'Inflation Reduction Act consente alle utility di richiedere i crediti d'imposta al momento della produzione, anziché ammortizzarli nel corso della vita del progetto, alcune utility hanno proposto una legislazione per codificare una preferenza per lo sviluppo da parte delle utility di nuovi progetti di energia rinnovabile e di stoccaggio dell'energia. Il Nevada ha approvato una legge che consentirà a NVEnergy di costruire la maggior parte dei nuovi progetti di energia rinnovabile e di stoccaggio dell'energia. La Puget Sound Energy, nello Stato di Washington, ha proposto una legge che prevederebbe l'assegnazione all'utility del 50% di tutta la nuova generazione. La proposta di legge è fallita quest'anno.
Il Public Service of Colorado (PSCo), nei suoi piani per le risorse elettriche, aveva scelto che oltre il 60% dei progetti di nuova generazione fosse di sua proprietà. La Commissione per il servizio pubblico del Colorado ha ridotto la proprietà delle utility a poco più del 50%.

Canada
Il 28 marzo 2023 il Governo canadese ha presentato un bilancio che rafforza il suo costante impegno ad accelerare la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio. Il bilancio contiene una serie di misure di sostegno per lo sviluppo di impianti a fonti rinnovabili, impianti a idrogeno pulito e attrezzature per la ricarica dei veicoli elettrici, e ha reintegrato i fondi esistenti per sostenere gli investimenti. La legge di bilancio è stata approvata l'11 giugno 2023.
Principali novità:

- credito d'imposta sugli investimenti per l'idrogeno pulito (credito per l'idrogeno): 15-40%;
- credito d'imposta sugli investimenti per le tecnologie pulite (credito per le tecnologie): 15%;
- credito d'imposta sugli investimenti per l'elettricità pulita (credito per l'elettricità): 30%;
- credito d'imposta sugli investimenti per la produzione di tecnologie pulite (credito per la produzione): 30%;
- credito d'imposta sugli investimenti per la cattura, l'utilizzo e lo stoccaggio del carbonio (credito CCUS): 15-40%.

La maggior parte dei crediti d'imposta per gli investimenti prevede alcuni requisiti lavorativi che devono essere soddisfatti per ottenere l'intero importo del rispettivo credito. Questi requisiti si dividono in due categorie:

- requisito del salario prevalente: richiede che i lavoratori siano retribuiti a un livello paragonabile al salario pertinente, con benefici e contributi pensionistici;
- requisito di apprendistato: richiede che almeno il 10% del totale delle ore di lavoro sia svolto da apprendisti registrati.

Nel novembre 2023, il Vice Primo Ministro e il Ministro delle Finanze hanno presentato una mozione per introdurre un disegno di legge intitolato "Una legge per attuare alcune disposizioni della dichiarazione economica", presentato in Parlamento il 21 novembre 2023, e alcune disposizioni del bilancio, presentate in Parlamento il 28 marzo 2023. Con la presentazione della mozione Ways and Means e con la legislazione di abilitazione del Fall Economic Statement (FES) sono ora in vigore i requisiti lavorativi del credito d'imposta per gli investimenti nelle tecnologie pulite (Cleantech ITC). Il Cleantech ITC è uno dei numerosi emendamenti alla legge sull'imposta sul reddito (ITA) contenuti nella legge di attuazione del FES. Il disegno di legge è attualmente in fase di lettura ed esame.

Sviluppo delle politiche provinciali

Nel maggio 2023 i cittadini dell'Alberta hanno rieletto il Partito Conservatore Unito per formare una maggioranza di governo. Mentre la premier Danielle Smith nomina i ministri per i portafogli pertinenti, ristruttura i funzionari dei dipartimenti senior e ridefinisce le priorità del suo Governo, l'industria energetica può aspettarsi la continuazione delle politiche esistenti degli ultimi quattro anni. Ciò include la continuazione del regolamento sull'innovazione tecnologica e la riduzione delle emissioni, il prezzo del carbonio per l'industria primaria che consente lo sviluppo delle energie rinnovabili, nonché la finalizzazione dell'eliminazione graduale della produzione di energia a carbone.

Il 2 agosto 2023, il Ministro dell'Energia dell'Alberta ha emesso un ordine alla Commissione per i servizi di pubblica utilità dell'Alberta (AUC o Commissione) per bloccare l'elaborazione di nuovi permessi per la costruzione di nuovi impianti di generazione di energia rinnovabile su scala pubblica fino a quando la Commissione, l'operatore del sistema elettrico dell'Alberta (AESO) e il Ministro dell'Energia non fossero in grado di determinare se il continuo sviluppo delle risorse rinnovabili nell'Alberta non stesse aumentando la pressione sulle tariffe elettriche compromettendo l'affidabilità.

Per il resto del 2023 si sono svolti diversi incontri e richieste di informazioni. L'AESO sta anche esaminando la sua attuale struttura di mercato per eventuali cambiamenti. Il Premier dell'Alberta, una provincia conservatrice e produttrice di petrolio, ha dichiarato al Primo Ministro del Canada che l'Alberta non cercherà di raggiungere gli obiettivi di energia pulita o di riduzione delle emissioni di gas serra stabiliti per il Paese. Il lavoro su questi temi continuerà fino al 2024.

Africa, Asia e Oceania

India

Il 5 dicembre 2022 è entrata in vigore la "Deviation Settlement Mechanism and Related Matters Regulation" (DSM Regulation 2022) pubblicata dalla Central Electricity Regulatory Commission (CERC), che sostituirà la "DSM Regulation" del 2014.

Il nuovo regolamento ha un impatto negativo per gli Independent Power Producers (IPP) con impianti eolici e solari. In effetti, la *over-injection* (ovvero l'immissione nella rete in eccesso rispetto alla generazione dichiarata) sarà remunerata:

- per gli impianti PV/ibrido (eolico + solare) secondo la tariffa contrattuale fino al 10% della deviazione e al 90% della tariffa contrattuale per la over-injection dal 10% al 15%;
- per gli impianti eolici secondo la tariffa contrattuale fino al 15% della deviazione e al 90% della tariffa contrattuale dal 15% al 20%.

Nessun pagamento verrà ricevuto per un'iniezione eccessiva superiore al 20%. Rispetto alla versione precedente, il regolamento alza la percentuale di remunerazione, oltre ad alzare la soglia oltre la quale non è prevista remunerazione dal 10% al 20%.

I termini sono modificati anche per la under-injection (generazione inferiore rispetto a quella programmata). Viene tollerata una fascia di deviazione più stretta rispetto alla programmazione, e vengono previste penalità maggiori rispetto ai termini del 2014, suddivise come segue:

- per PV/ibrido (eolico + solare), in caso di under-injection fino al 15%, l'IPP dovrà rimborsare l'acquirente secondo la tariffa contrattuale senza nessuna ulteriore penalità. In caso di under-injection superiore dal 10% al 15% l'IPP pagherà il 110% della tariffa contrattuale, mentre in caso l'under-injection dovesse superare il 15% l'IPP dovrà pagare il 150% della tariffa contrattuale;
- per l'eolico, in caso di under-injection fino al 15%, l'IPP dovrà rimborsare l'acquirente secondo la tariffa contrattuale senza nessuna ulteriore penalità. In caso di under-injection superiore dal 15% al 20% l'IPP pagherà il 110% della tariffa contrattuale, mentre in caso l'under-injection dovesse superare il 20% l'IPP dovrà pagare il 150% della tariffa contrattuale.

La nuova DSM Regulation ha un impatto sui ricavi dovuto (i) all'assenza di pagamento per la over-injection oltre il 15% di scostamento per il PV/ibrido e oltre il 20% per l'eolico, (ii) all'aumento degli oneri di deviazione per la under-injection

Marocco

La riforma della legge pilastro dell'energia rinnovabile (Legge 13.09), approvata a gennaio 2023, apre la possibilità di stipulare Power Purchase Agreement (PPA) con i clienti collegati alla rete di media tensione, aprendo di fatto un nuovo mercato per Enel Green Power nel Paese. Finora era possibile stipulare PPA solamente con clienti finali collegati in alta e altissima tensione. La legge necessita tuttavia di legislazione secondaria per essere applicabile, attesa nel corso del 2024.

Enel Grids

Italia

La regolazione tariffaria relativa al V periodo (2016-2023) è disciplinata da ARERA con la delibera n. 654/2015/R/eel. Tale periodo ha una durata di otto anni ed è suddiviso in due semiperiodi, di quattro anni ciascuno, identificati come NPR1 (2016-2019) e NPR2 (2020-2023).
Con riferimento al periodo NPR2, l'Autorità ha pubblicato la delibera n. 568/2019/R/eel, con la quale ha aggiornato la regolazione tariffaria per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura in vigore nel quadriennio 2020-2023, pubblicando i nuovi testi integrati.
La metodologia di determinazione del WACC per il periodo 2022-2027 è stata aggiornata con la delibera n. 614/2021/R/com, stabilendo per la distribuzione e misura elettrica un valore pari al 5,2%. La regolazione prevede un aggiornamento del valore per il periodo 2025-2027, nonché la possibilità di un ulteriore aggiornamento annuale (nel 2023 e nel 2024), qualora alcuni indicatori finanziari dovessero portare a una variazione del WACC di almeno 50 bps. Con la delibera n. 654/2022/R/com, l'Autorità ha confermato anche per l'anno 2023 il valore del WACC pari al 5,2%, non essendosi verificate le condizioni per procedere all'aggiornamento. Per il 2024, invece, il valore del WACC è stato aggiornato al 6%, con la delibera n. 556/2023/R/com.

Per quanto riguarda le tariffe di distribuzione e misura, l'Autorità ha pubblicato le tariffe di riferimento definitive dell'anno 2022 sulla base dell'aggiornamento dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2021 (delibera n. 154/2023/R/eel) e le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2023, sulla base dei dati patrimoniali pre-consuntivi relativi al 2022 (delibera n. 206/2023/R/eel). Le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2023 saranno pubblicate nel corso dell'anno 2024.

Con la delibera n. 271/2021/R/com, l'Autorità ha avviato il procedimento volto all'introduzione dal 2024 di un nuovo meccanismo di riconoscimento dei costi per i servizi infrastrutturali (c.d. "ROSS-base", Regolazione per Obiettivi di Spesa e Servizio). Nell'ambito del ROSS-base, nel corso del 2023 l'Autorità ha pubblicato la delibera n. 163/2023/R/com con la quale ha approvato il "Testo Integrato dei criteri e dei princípi generali della regolazione ROSS" (TIROSS 2024-2031) per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas, nonché la delibera n. 497/2023/R/com con cui ne ha definito i criteri applicativi, integrando il TIROSS. Infine, con la delibera n. 616/2023/R/eel ha definito la regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura elettrica per il periodo 2024-2027, approvando i nuovi testi integrati TIT, TIME e TIC.

Nel corso del 2023, l'Autorità, dando attuazione alle disposizioni del Governo, ha progressivamente reintrodotto gli oneri generali di sistema da applicare ai clienti (nel primo trimestre applicati alle sole utenze con potenza disponibile oltre i 16,5 kW, nei successivi trimestri alla generalità delle utenze del settore elettrico). L'Autorità è inoltre intervenuta nel corso del 2023 anche in tema di bonus sociali, prevedendo, tra gli altri, un aggiornamento dei requisiti di accesso alle agevolazioni e specifiche misure di rafforzamento per contenere gli effetti dell'incremento della spesa energetica in bolletta.

Con le delibere n. 232/2022/R/eel e n. 712/2022/R/eel, ARERA ha aggiornato nel corso del 2022 la regolazione tariffaria dell'energia reattiva prevedendo l'entrata in vigore dal 1° aprile 2023 di corrispettivi per energia reattiva immessa e un aggiornamento dei corrispettivi per energia reattiva prelevata anche per i distributori.
A fine 2023, l'Autorità ha ulteriormente aggiornato la regolazione prevedendo, dal 2024, un corrispettivo unico per gli eccessivi prelievi e per le immissioni di energia reattiva a carico dei clienti MT e BT, modificando anche la quota dei ricavi trattenuti dalle imprese di distribuzione, che sarà aggiornata annualmente. ARERA ha altresì introdotto un meccanismo che incentiva le imprese di distribuzione a installare impianti di compensazione delle immissioni di energia reattiva verso la Rete elettrica di Trasmissione Nazionale.

Riguardo alla qualità del servizio, l'Autorità, con le delibere n. 646/2015/R/eel e n. 566/2019/R/eel e s.m.i., ha definito la regolazione output-based per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2016-2023 (TIQE 2016-2023), introducendo strumenti mirati a colmare i divari in termini di qualità ancora esistenti tra le diverse aree del Paese e a esaminare alcuni meccanismi relativi agli effetti dei cambiamenti climatici.

A decorrere dal 1° gennaio 2024, con le delibere n. 617/2023/R/eel e n. 614/2023/R/eel, l'Autorità ha provveduto all'aggiornamento della regolazione incentivante output-based della qualità del servizio – tecnica e commerciale – e della resilienza delle reti.
In particolare, con la delibera n. 617/2023/R/eel e i relativi allegati TIQD e TIQC, ARERA ha adottato alcuni interventi migliorativi che ne hanno radicalmente modificato l'impianto regolatorio ventennale, in particolare in tema di continuità del servizio di distribuzione e introducendo un meccanismo di incentivazione degli interventi di sviluppo.
Con la delibera n. 614/2023/R/eel, ARERA ha provveduto alla definizione della regolazione riferita alla resilienza 2019-2024, che disciplina la conclusione della vigente regolazione in essere dal 2018, inserendo alcune modifiche al

meccanismo incentivante per gli interventi di resilienza del piano 2024.
Con riferimento ai rapporti fra distributori e trader, il 1° gennaio 2021 è entrata in vigore, con la delibera n. 261/2020/R/eel, la nuova versione del Codice di Rete del trasporto elettrico che, per effetto della riduzione delle tempistiche di risoluzione del contratto di trasporto per inadempimento del venditore, ha ridotto l'esposizione creditizia del distributore. Conseguentemente è stato ridotto l'importo delle garanzie che tutti i venditori devono prestare ai distributori a copertura del servizio di trasporto erogato (passando da un livello di copertura che andava da 3 a 5 mesi di fatturato del trader a un nuovo range compreso fra 2 e 4 mesi).

Con la delibera n. 119/2022/R/eel l'Autorità ha introdotto a favore del distributore un meccanismo unico di reintegro degli Oneri generali di Sistema (OdS) e Oneri di Rete (OdR) non riscossi dai venditori inadempienti, al fine di unificare ed efficientare i relativi meccanismi preesistenti.
In particolare, la delibera conferma l'applicazione di due franchigie per il riconoscimento dei crediti relativi agli OdR. Ciò, da un lato, per incentivare una gestione efficiente del credito da parte del distributore e, dall'altro, per sterilizzare quanto già remunerato dal sistema tariffario. La delibera prevede istanze di reintegro con cadenza annuale e liquidazione nell'anno stesso.

Efficienza energetica – Certificati bianchi

Il decreto del Ministero della Transizione Ecologica del 21 maggio 2021 ha modificato il decreto ministeriale 11 gennaio 2017 come già modificato dal decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 10 maggio 2018. Il testo ha fissato gli obiettivi quantitativi nazionali in capo alle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e del gas per gli anni 2021-2024. Nell'ambito del decreto sono state anche aggiornate le modalità di assolvimento dell'obbligo da parte delle imprese distributrici e di ristoro dei relativi costi.

Iberia

Tariffa elettrica 2023

Il 22 dicembre 2022 è stata pubblicata nella Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) la Delibera del 15 dicembre 2022 della Commissione Nazionale dei Mercati e della Concorrenza (CNMC), che stabilisce i valori dei pedaggi di accesso alle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica da applicare a partire dal 1° gennaio 2023, con una riduzione media dell'1,0% rispetto ai valori in vigore al 1° gennaio 2022.
Il 29 dicembre 2022 è stata pubblicata sulla BOE l'Ordinanza TED/1312/2022 del 23 dicembre, che stabilisce i prezzi degli oneri del sistema elettrico applicabili a partire dal 1° gennaio 2023 e fissa vari costi regolamentati del sistema elettrico per l'esercizio 2023. Le nuove tariffe per il 2023 rappresentano una riduzione media di circa il 40,0% rispetto alle tariffe approvate il 1° gennaio 2022.

Tariffa del gas naturale per il 2023

Il 28 dicembre 2022 è stata pubblicata la Risoluzione del 22 dicembre 2022 della Direzione Generale della Politica Energetica e delle Miniere, che pubblica la Tariffa di Ultima Istanza (TUR) per il gas naturale da applicare a partire dal 1° gennaio 2023, e che, tenendo conto delle disposizioni del Regio Decreto Legge 17/2021 del 14 settembre, stabilisce un aumento approssimativo del 7,7%, del 9,0% e del 9,5% rispettivamente (tasse escluse) per la Tariffa di Ultima Istanza 1 (TUR 1), la Tariffa di Ultima Istanza 2 (TUR 2) e la Tariffa di Ultima Istanza 3 (TUR 3). Da parte loro, le tariffe TUR applicabili alle Comunità di Proprietari, introdotte dal Regio Decreto Legge 18/2022 del 18 ottobre sono ridotte di circa il 2,0% (tasse escluse).
Il 30 marzo 2023 è stata pubblicata la Risoluzione del 28 marzo 2023 della Direzione Generale della Politica Energetica e delle Miniere, che pubblica la Tariffa di Ultima Istanza (TUR) per il gas naturale da applicare a partire dal 1° aprile 2023, con una riduzione di circa il 27,1%, il 31% e il 32,7% rispettivamente (tasse escluse) per la Tariffa di Ultima Istanza 1 (TUR 1), la Tariffa di Ultima Istanza 2 (TUR 2) e la Tariffa di Ultima Istanza 3 (TUR 3). Da parte loro, le tariffe TUR applicabili alle Comunità di Proprietari, introdotte con il Regio Decreto Legge 18/2022 del 18 ottobre, diminuiscono di circa il 45,7% fino al 56,3% (tasse escluse).
Il 29 giugno 2023 è stata pubblicata la Risoluzione del 27 giugno 2023 della Direzione Generale della Politica Energetica e delle Miniere, che pubblica la Tariffa di Ultima Istanza (TUR) per il gas naturale da applicare a partire dal 1° luglio 2023, con una diminuzione di circa il 2,4%, il 2,9% e il 3,1% rispettivamente (tasse escluse) per la Tariffa di Ultima Istanza 1 (TUR 1), la Tariffa di Ultima Istanza 2 (TUR 2) e la Tariffa di Ultima Istanza 3 (TUR 3). Da parte loro, le tariffe TUR applicabili alle Comunità di Proprietari, introdotte con il Regio Decreto Legge 18/2022 del 18 ottobre, diminuiscono di circa il 3,6% al 5,4% (tasse escluse).
Il 29 settembre 2023, la Risoluzione del 28 settembre 2023 della Direzione Generale della Politica Energetica e delle Miniere ha pubblicato la Tariffa di Ultima Istanza (TUR) per il gas naturale da applicare a partire dal 1° ottobre 2023, con una diminuzione di circa il 3,4%, lo 0,3% e l'1,1% rispettivamente (tasse escluse) per la Tariffa di Ultima Istanza 1 (TUR 1), la Tariffa di Ultima Istanza 2 (TUR 2) e la Tariffa di Ultima Istanza 3 (TUR 3). Da parte loro, le tariffe TUR applicabili alle Comunità di Proprietari, introdotte con il Regio Decreto Legge 18/2022 del 18 ottobre, sono aumentate di circa il 10,7% al 20,7% (tasse escluse).

Tariffa del gas naturale per il 2024

Il 29 dicembre 2023 è stata pubblicata la Risoluzione del 28 dicembre 2023 della Direzione Generale della Politica Ener-

getica e delle Miniere, che pubblica la Tariffa di Ultima Istanza (TUR) per il gas naturale da applicare a partire dal 1° gennaio 2024, con un aumento approssimativo del 6,5%, del 7,9% e dell'8,5% rispettivamente (tasse escluse) per la Tariffa di Ultima Istanza 1 (TUR 1), la Tariffa di Ultima Istanza 2 (TUR 2) e la Tariffa di Ultima Istanza 3 (TUR 3). Da parte loro, le tariffe TUR applicabili alle Comunità di Proprietari, introdotte con il Regio Decreto Legge 18/2022 del 18 ottobre, sono state aumentate di circa il 4,8% al 6,8% (tasse escluse). Il Regio Decreto Legge 8/2023 ha stabilito che l'IVA sul gas aumenterà dal 5% al 10% dal 1° gennaio 2024 al 31 marzo 2024.

Remunerazione dell'attività di distribuzione

Il 3 agosto 2022 è stata pubblicata l'Ordinanza TED/749/2022 del 27 luglio, che approva l'incentivo o la penalità per la riduzione delle perdite nella rete di distribuzione dell'energia elettrica per il 2016, modifica la remunerazione di base per il 2016 per diverse società di distribuzione e approva la remunerazione delle società di distribuzione dell'energia elettrica per il 2017, il 2018 e il 2019. Il presente decreto Ministeriale stabilisce il valore della remunerazione per gli anni dal 2017 al 2019, tenendo conto delle precedenti relazioni della Commissione Nazionale per i Mercati e la Concorrenza (CNMC).
D'altra parte, il 16 dicembre 2022 è iniziata l'elaborazione della proposta di risoluzione della CNMC che stabilisce la remunerazione per il 2020.

Reti chiuse di distribuzione dell'energia elettrica

Il 26 aprile 2023 è stato pubblicato il Regio Decreto 314/2023 del 25 aprile, che regola le condizioni e i requisiti specifici delle reti chiuse di distribuzione dell'energia elettrica e dei loro proprietari, nonché la procedura di autorizzazione amministrativa e le circostanze per la sua revoca. I proprietari industriali della rete chiusa dovranno costruirla o acquistarla da una società di distribuzione, e saranno responsabili della sua gestione, degli investimenti per la sua manutenzione e della fatturazione di oneri e altri costi ai consumatori collegati, mentre i fornitori che vendono elettricità ai membri della rete chiusa fattureranno solo l'energia consumata.

Resto del Mondo

America Latina

Cile

Il settore elettrico cileno è regolato dalla Legge Generale del Servizio Elettrico, contenuta nel DFL n. 1 del 1982, del Ministero delle Miniere, il cui testo aggiornato è stato fissato dal DFL n. 4 del 2006 del Ministero dell'Economia ("Ley Eléctrica") e sue modificazioni posteriori, e dal suo corrispondente Regolamento, contenuto nel D.S. n. 327 del 1998.

Determinazione delle tariffe di distribuzione 2020-2024

Il processo di determinazione delle tariffe per il periodo 2020-2024 è ancora in corso. Per il momento si continuano ad applicare le tariffe in accordo con la metodologia vigente per il periodo 2016-2020.

Argentina

Revisioni tariffarie

Con la Delibera ENRE n. 240/2023, il regolatore ENRE ha approvato le nuove tariffe da applicare a partire dal 1° aprile 2023. In particolare, la delibera:

- incorpora l'aumento del FNEE previsto dalla Delibera SE n. 719/22 (512 $/MWh dal 1° aprile 2023) e il primo aumento del VAD (Valore Aggiunto di Distribuzione) o CPD (Costo Proprio di Distribuzione) concesso a Edesur del 107,83%;
- pubblica il nuovo CPD o VAD che entrerà in vigore dal 1° giugno 2023 con un ulteriore aumento del 74% concesso da applicare in un prossimo tariffario;
- stabilisce i nuovi valori CEN e CESMC che saranno applicati a partire dal 1° aprile 2023, che corrisponde al semestre 54 (marzo 2023 - agosto 2023).

La tariffa media del distributore è pari a circa 13.706 $/kWh (+23%).

Qualità del servizio di distribuzione di energia elettrica

A seguito degli eventi accaduti a partire dal 10 febbraio 2023, che hanno lasciato un gran numero di clienti senza fornitura di bassa e media tensione, ENRE ha stabilito lo svolgimento di un Comprehensive Technical Audit per determinare la capacità e l'affidabilità del servizio pubblico di distribuzione dell'energia elettrica e vigilare sulla qualità del servizio.
I team hanno effettuato l'audit di processo per verificare la coerenza della disponibilità tecnologica, dei materiali, delle forniture e delle risorse umane per eseguire i processi di gestione sostanziale costituiti da assistenza primaria, sinistri, funzionamento, manutenzione correttiva e preventiva, pianificazione degli investimenti, gestione delle perdite, controlli interni dei costi e processi di gestione.

Programma di investimenti nell'ambito della rete di distribuzione

Il 7 agosto 2023 è stato firmato un verbale tra il Ministero dell'Energia ed Edesur, e contestuale presenza, notifica e firma di ENRE, volto a garantire che lo Stato fornisca i fondi necessari per il piano dei lavori di costruzione predisposto da Edesur, con l'obiettivo di migliorare la qualità del servizio, oltre a prendere a riferimento i tempi necessari per l'esecuzione delle opere, considerando gli impatti sul servizio pubblico derivanti dall'aumento della domanda elettrica e tenendo conto dell'urgente necessità di dare esecuzione al citato piano dei lavori per ridurre le interruzioni di servizio causate dall'elevata domanda di energia elet-

trica e sovraccarico delle reti nel contesto delle temperature record verificatesi nell'ultimo periodo estivo. Inoltre, cercando di alleviare l'onere economico per gli utenti, il 10 ottobre 2023 il Ministero dell'Energia ha emesso la Risoluzione n. 828 che consente alle società Edesur ed Edenor di trasformare le sanzioni destinate allo Stato nazionale in un "Programma di lavori, posti di lavoro e/o azioni finalizzati ad affrontare la prossima estate ", purché siano in regola con i loro obblighi nei confronti di CAMMESA. In ottemperanza alla normativa, in data 26 ottobre 2023, con nota Ger Gen n. 127/2023, è stato presentato al Ministero dell'Energia detto Programma.

Verbale di accordo per il "Regime speciale di regolarizzazione degli obblighi"

In data 29 dicembre 2022, nell'ambito del "Regime speciale di regolarizzazione degli obblighi" e del "Regime speciale dei crediti" istituito dall'art. 87 della Legge n. 27.591, prorogato con provvedimento del decreto PEN 88/2022, è stato firmato un memorandum d'intesa tra il Ministero dell'Energia ed ENRE, da un lato, ed Edesur, dall'altro, in cui però compare nello stesso atto anche CAMMESA come soggetto notificato. Tale accordo prevedeva: (a) il riconoscimento da parte di Edesur del debito nei confronti di CAMMESA e del Mercado Eleléctrico Mayorista (MEM); (b) il riconoscimento di un credito a Edesur da parte del Ministero dell'Energia, applicabile alla compensazione parziale del debito riconosciuto; e (c) la determinazione di un piano di pagamento del debito di cui al punto (a) dopo la compensazione di cui al punto (b), il cui corrispettivo è nei limiti di quanto attribuito da parte di ENRE nella ricomposizione del VAD. Inoltre, Edesur si è impegnata ad applicare un importo equivalente a una parte del credito riconosciuto, a regolarizzare il debito degli utenti morosi raggiunti dalle politiche attuate a beneficio della domanda, nonché a presentare la rendicontazione del piano di investimenti associato al meccanismo previsto dalla Delibera SE n. 371/2021 per incentivare la realizzazione di investimenti finalizzati all'efficientamento energetico e al miglioramento della qualità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica.
Il 25 aprile 2023, il Ministero dell'Energia ha emesso una nota indirizzata a CAMMESA, incaricandola di adottare le misure necessarie per applicare l'accordo firmato il 29 dicembre 2022 nel quadro del "Regime speciale di regolarizzazione degli obblighi", in merito all'attuazione di un piano di pagamento del debito residuo di Edesur nei confronti di tale società, secondo l'ambito del suddetto accordo. Quanto sopra, sulla base della relazione di calcolo inviata da CAMMESA al Ministero dell'Energia il 18 aprile 2023 e dell'accordo espresso da Edesur il 20 aprile 2023.
Il 18 maggio 2023, sulla base dell'accordo del 29 dicembre 2022, è stato siglato il piano di pagamento con CAMMESA, che ha una durata di 96 rate mensili, un tasso di interesse equivalente al 50% di quello in vigore nel MEM e un meccanismo di pagamento di rate mensili crescenti a scaglioni. La prima rata è stata pagata il 25 settembre 2023.
Il pagamento è subordinato all'attribuzione da parte di ENRE della ricomposizione del VAD o del CPD durante il processo di adeguamento tariffario di transizione.

Per quanto riguarda la restituzione di tale finanziamento, i verbali firmati con il Ministero dell'Energia stabiliscono che, in modo tempestivo, ENRE deve considerare le risorse necessarie nel quadro del processo di Revisione Tariffaria Integrale (RTI). Dal canto suo, il Ministero dell'Energia stabilisce termini e condizioni non prima di 180 giorni dall'entrata in vigore delle tabelle tariffarie che scaturiscono dalla predetta RTI e ove venga riservato espresso trattamento a tale finanziamento, considerando un tasso equivalente al rendimento medio ottenuto da CAMMESA nei suoi collocamenti finanziari.

A garanzia del fedele adempimento di ciascuna delle obbligazioni assunte da Edesur con il presente contratto e della restituzione del finanziamento, la società cede e trasferisce a favore di CAMMESA i crediti che, a qualsiasi titolo, vanta nel MEM. Tale cessione in garanzia resterà in vigore fino alla totale cancellazione del finanziamento.

Brasile

Revisione tariffaria per Enel Distribuição Ceará

Le ultime revisioni tariffarie integrali approvate per ciascuna società di distribuzione brasiliana appartenente al Gruppo Enel sono di seguito riepilogate:

		Incremento medio	
Società	Data di adeguamento tariffario	Alta tensione	Bassa tensione
Enel Distribuição Rio de Janeiro	Marzo 2023	-4,91%	+6,18%
Enel Distribuição Ceará	Aprile 2023	-3,77%	+5,51%
Enel Distribuição São Paulo	Luglio 2023	-6,10%	-0,97%

Sulla base degli sfasamenti tra i costi energetici riconosciuti in tariffa e i costi reali che esulano dalla gestione del distributore, il regolatore ANEEL, nel gennaio 2015, ha avviato l'applicazione di un sistema tariffario denominato "Bandiere Tariffarie" che applica un corrispettivo mensile aggiuntivo sulla tariffa a carico dei clienti, a condizione che il costo marginale del sistema sia superiore al costo standard regolatorio.

Revisione tariffaria di Enel Distribuição Rio de Janeiro
Il 31 ottobre 2023 ANEEL ha approvato la Revisione Tariffa Straordinaria (RTE) di Enel Distribuição Rio de Janeiro a causa della pandemia e della legge che vieta le interruzioni di energia elettrica. Gli effetti della RTE, ai sensi dell'Ordinanza ANEEL n. 4.089/2023, sono considerati come una componente finanziaria nel prossimo processo tariffario della società, da realizzarsi il 15 marzo 2024.

Colombia
La Commissione di Regolazione dell'Energia e Gas (CREG) definisce la metodologia di remunerazione della rete di distribuzione. Le tariffe di distribuzione si definiscono ogni cinque anni e si aggiornano mensilmente in base all'Indice dei Prezzi al Produttore (IPP).

Revisioni tariffarie
CREG, con la Risoluzione n. 122 del 2020, ha fissato le tariffe di distribuzione per la società Codensa per il periodo 2018-2023.
Nel mese di marzo 2023, CREG ha pubblicato la Risoluzione 101 015 del 2023, per ampliare il periodo di applicazione delle misure transitorie allo scopo di differire il pagamento delle società di vendita alle società di generazione, trasmissione e distribuzione. Il provvedimento consente il differimento del pagamento fino a 18 mesi e si applica fino al 30 aprile 2024.

Perù
Le principali leggi che regolano il mercato elettrico peruviano sono la Legge sulle Concessioni Elettriche (Decreto Legge n. 25844) e suo regolamento e la legge per assicurare lo sviluppo efficiente della generazione elettrica (Legge n. 28832).

La Legge sulle Concessioni Elettriche stabilisce che il settore elettrico peruviano è diviso in tre grandi segmenti: generazione, trasmissione e distribuzione, in modo tale che più di un'attività non può essere sviluppata dalla stessa società. Il sistema elettrico peruviano è costituito dal Sistema Elettrico Nazionale Interconnesso (SEIN), oltre che da alcuni sistemi elettrici isolati.

In Perù, il processo di determinazione delle tariffe di distribuzione viene effettuato ogni quattro anni e si chiama "Determinazione del valore aggiunto della distribuzione" (VAD). L'ultimo processo tariffario approvato corrisponde al periodo 2022-2026, con i nuovi valori VAD validi dal 1° novembre 2022.

Mercati finali

Italia

Superamento delle tutele di prezzo

L'attuale quadro normativo sul superamento delle tutele di prezzo nel settore elettrico (Legge Concorrenza n. 124/2017, come da ultimo modificata dal decreto legge "Attuazione del PNRR" n. 152/2021 convertito in legge n. 233/2021), ha previsto un rinvio scaglionato: al 1° gennaio 2021 per le piccole imprese, al 1° gennaio 2023 per le microimprese ed entro gennaio 2024 per le gare per l'assegnazione dei clienti domestici.

Con i decreti ministeriali attuativi della Legge Concorrenza e le delibere ARERA n. 491/2020/R/eel e n. 208/2022/R/eel è stata data attuazione al superamento delle tutele di prezzo per le piccole imprese e per le microimprese (e i clienti con forniture non domestiche con potenza impegnata inferiore a 15 kW), prevedendo, per i clienti che non hanno scelto un fornitore sul mercato libero, l'attivazione di specifici servizi di ultima istanza (c.d. "servizi a tutele graduali"), erogati dagli operatori risultanti aggiudicatari a seguito di procedure di gara.
Il servizio a tutele graduali per le piccole imprese ha durata triennale, scadrà il prossimo 30 giugno 2024 e verrà riassegnato con nuove aste.
Per le microimprese, invece, il servizio sarà erogato fino al 31 marzo 2027. Allo scadere del primo periodo di servizio, le forniture ancora servite in tutela graduale passeranno all'offerta più conveniente di mercato libero dello stesso operatore.
Per le microimprese e i clienti non domestici <15 kW, ARERA, in ragione del differimento al 1° aprile 2023 per motivi tecnici della data di avvio del servizio di ultima istanza a essi dedicato, ha previsto la proroga delle condizioni economiche di maggior tutela fino al 31 marzo 2023 ai clienti già serviti.

Relativamente ai clienti domestici, il decreto legislativo n. 210/2021 ha identificato due categorie di clienti per i quali il superamento delle tutele di prezzo avverrà secondo tempistiche e modalità diverse: i clienti "vulnerabili" (quali per esempio i clienti con età superiore a 75 anni, i percettori di bonus sociale per disagio economico o fisico, i soggetti con disabilità ai sensi della legge n. 104/1992, le utenze ubicate in abitazioni di emergenza a seguito di eventi calamitosi) e i clienti "non vulnerabili".
Il decreto n. 169 del 18 maggio 2023 del MASE ha disciplinato l'assegnazione tramite procedure concorsuali svolte su base territoriale al servizio a tutele graduali dei clienti domestici non vulnerabili fissando al 30% la quota di mercato assegnabile a ciascun operatore. Lo stesso decreto ha stabilito che, alla scadenza del periodo di assegnazione

del servizio previsto al 31 marzo 2027, le forniture passeranno all'offerta di mercato libero economicamente più vantaggiosa con lo stesso operatore.
La delibera ARERA n. 580/2023/R/eel, in attuazione del decreto legge n. 181/2023 (c.d. "D.L. Energia"), ha fissato le gare al 10 gennaio 2024. ARERA con la precedente delibera n. 362/2023/R/eel e s.m.i. ha disciplinato le modalità di assegnazione e di erogazione del servizio a tutele graduali nel quale verranno riforniti i clienti con forniture domestiche identificati come non vulnerabili. Ai sensi della delibera n. 600/2023/R/eel il servizio verrà erogato, in ragione del posticipo delle aste previsto dal D.L. Energia, a partire dal 1° luglio 2024 dai venditori risultati aggiudicatari della gara. L'aggiudicazione definitiva è prevista entro il 6 febbraio 2024. Fino al 1° luglio 2024 i clienti domestici non vulnerabili continueranno a essere serviti dall'esercente il servizio di maggior tutela.

Per quanto riguarda invece i clienti domestici vulnerabili, il D.L. Energia rimanda a un provvedimento dell'Autorità la definizione delle modalità per l'uscita dei clienti dalla maggior tutela attraverso l'assegnazione per gara di un "servizio di vulnerabilità". Nelle more di tale provvedimento, i clienti vulnerabili continueranno a essere serviti dall'attuale esercente il servizio di maggior tutela.

Per quanto riguarda il settore gas, il superamento delle tutele di prezzo, che decorre da gennaio 2024, è disciplinato dalla delibera ARERA n. 100/2023/R/gas che prevede che i clienti domestici non vulnerabili e i condomini, che non hanno scelto un'offerta di mercato libero, passino al mercato libero con il proprio venditore secondo regole definite da ARERA. I clienti identificati come vulnerabili, ai sensi del decreto legge n. 115/2022 (c.d. "Decreto Aiuti *bis*"), continueranno a essere serviti alle condizioni economiche e contrattuali definite da ARERA per il servizio tutela della vulnerabilità.

In riferimento al superamento della tutela per le piccole imprese del settore elettrico, a marzo 2021 Enel Energia e Servizio Elettrico Nazionale (insieme a Enel Italia) hanno impugnato davanti al TAR Lazio il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico attuativo della Legge Concorrenza, contestando rispettivamente l'imposizione del tetto antitrust al 35% e la mancata previsione di misure per il reintegro dei costi residui di Servizio Elettrico Nazionale a fronte della perdita dei clienti. Sul secondo punto, sempre a marzo 2021, Servizio Elettrico Nazionale ed Enel Italia hanno impugnato anche la delibera n. 491/2020/R/eel con un ricorso pendente dinanzi al TAR Lombardia. Al momento nessuna udienza è stata ancora fissata nell'ambito dei citati ricorsi.
Analogamente, Enel Energia e Servizio Elettrico Nazionale, formulando le medesime contestazioni sopra indicate, hanno impugnato a luglio 2022, dinanzi al TAR Lombardia, la delibera n. 208/2022/R/eel, relativa alle microimprese e ai clienti con forniture non domestiche con potenza impegnata inferiore a 15 kW, e a novembre 2022, innanzi al TAR Lazio, il decreto ministeriale del Ministero della Transizione Ecologica recante le modalità di attuazione del servizio a tutele graduali per le microimprese.
Con le delibere n. 136/2023/R/eel e n. 151/2023/R/eel ARERA ha previsto, con riferimento all'istanza 2023, le modalità di accesso al meccanismo di compensazione uscita clienti ai sensi dell'art. 20 del TIV. Con ricorso depositato il 29 maggio 2023, Servizio Elettrico Nazionale ed Enel Italia hanno impugnato tali provvedimenti innanzi al TAR Lombardia tramite ricorso per motivi aggiunti rispetto al giudizio principale già promosso contro la delibera n. 208/2022/R/eel.
Con riferimento alla fine della tutela per i clienti domestici non vulnerabili, con ricorsi depositati a luglio 2023, Enel Energia e Servizio Elettrico Nazionale (insieme a Enel Italia) hanno impugnato davanti al TAR Lazio il decreto del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) n. 169 del 18 maggio 2023, contestando rispettivamente l'imposizione del tetto antitrust al 30% e la mancata previsione di misure per il reintegro dei costi residui di Servizio Elettrico Nazionale a fronte della perdita dei clienti. Parimenti, con ricorsi depositati a ottobre 2023, le due società (insieme a Enel Italia) hanno impugnato innanzi al TAR Lombardia la delibera ARERA 3 agosto 2023 n. 362/2023/R/eel, recante la disciplina del servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili, ricorrendo alle contestazioni già formulate avverso il decreto ministeriale del MASE.
In aggiunta, con ricorso depositato a gennaio 2024 Servizio Elettrico Nazionale (insieme a Enel Italia) ha impugnato le delibere ARERA n. 549/2023/R/eel, n. 580/2023/R/eel e n. 600/2023/R/eel, intervenute a completamento della regolazione di cui alla delibera n. 362/2023/R/eel, contestando anche in tale sede il mancato reintegro dei costi residui a fronte della perdita dei clienti.
Nell'ambito del disegno di legge per la conversione del decreto legge n. 181/2023 (c.d. "D.L. Energia"), approvato in data 31 gennaio 2024, è stata introdotta la previsione del recupero a favore degli esercenti il servizio di maggior tutela dei costi direttamente imputabili al servizio sostenuti dal 1° aprile 2023 e non recuperabili. ARERA, con propria deliberazione, da adottare entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del decreto, disciplina i termini e le modalità per la presentazione della relazione necessaria ad attestare i suddetti costi.

Energia elettrica

Con la delibera n. 146/2022/R/eel ARERA ha aggiornato, con effetto dal 1° aprile 2022, la componente RCV, che rappresenta la remunerazione degli esercenti la maggior tutela per il servizio di commercializzazione svolto. Col medesimo provvedimento sono stati aggiornati anche i li-

velli del corrispettivo PCV, che rappresenta il prezzo di riferimento per i venditori del mercato libero. Con la delibera n. 136/2023/R/eel ARERA ha aggiornato, con effetto dal 1° aprile 2023 e per i soli clienti domestici, che restano serviti in maggior tutela, la componente RCV e il corrispettivo PCV. Con la delibera n. 600/2023/R/eel ARERA ha previsto l'aggiornamento della RCV entro marzo 2024 per tenere conto degli adeguamenti del WACC dei servizi infrastrutturali; entro giugno saranno invece definite la RCV e la PCV relative ai clienti vulnerabili che saranno serviti dall'esercente la maggior tutela.

Il TIV prevede per gli esercenti il servizio di maggior tutela specifici meccanismi perequativi, come il meccanismo che consente di regolare eventuali squilibri in relazione ai costi sostenuti dall'esercente stesso per l'approvvigionamento dell'energia elettrica.
Per coprire il disavanzo dovuto allo straordinario incremento dei costi di approvvigionamento dell'energia nel 2022, con la delibera n. 463/2022/R/eel ARERA ha disposto l'erogazione entro la fine di tale anno da parte della Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali agli esercenti la maggior tutela di un anticipo sui saldi di perequazione 2022. Con le delibere n. 558/2022/R/eel, n. 743/2022/R/eel e n. 135/2023/R/eel sono state date le necessarie indicazioni attuative relative al calcolo e alla liquidazione di tale anticipo e alla sua successiva restituzione nel corso del 2023.

In tema di meccanismi di reintegro della morosità dei clienti finali del settore elettrico, l'Autorità disciplina all'art. 18 del TIV in vigore per l'anno 2023 il meccanismo di compensazione degli importi non incassati dagli esercenti il servizio di maggior tutela relativi ai prelievi fraudolenti.
Con la delibera n. 32/2021/R/eel l'Autorità ha previsto un meccanismo di reintegro della morosità relativo agli oneri generali di sistema versati dalle imprese di vendita del mercato libero e della salvaguardia alle imprese distributrici ma non riscossi dai clienti finali (per la salvaguardia, con riferimento ai soli clienti disalimentabili).
Per i clienti non disalimentabili serviti in salvaguardia, il meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili è disciplinato all'art. 50 del TIV in vigore per l'anno 2023.

Gas

Con la delibera n. 147/2022/R/gas sono stati aggiornati i livelli della componente QVD con effetto dal 1° aprile 2022. Tali livelli sono stati successivamente aggiornati, con effetto dal 1° aprile 2023, con la delibera n. 137/2023/R/gas. Essi sono stati definiti in modo da tenere conto degli effetti associati alla durata, inferiore all'anno, del periodo che residua al termine di rimozione del servizio di tutela, prevista a decorrere da gennaio 2024. Tale componente, applicata da gennaio 2024 ai clienti vulnerabili, sarà successivamente aggiornata, almeno per il primo anno di applicazione, con criteri analoghi ma semplificati rispetto a quanto attualmente previsto, entro il mese di marzo di ciascun anno con riferimento ai successivi 12 mesi, nelle more dell'acquisizione di dati puntuali sui costi di vendita associati ai clienti vulnerabili.

In tema di meccanismi di reintegro della morosità dei clienti finali del settore gas, agli artt. 31 *quinquies* e 37.1 lettera b) del TIVG l'Autorità disciplina specifici meccanismi di reintegrazione per i fornitori del servizio di ultima istanza e del servizio di default su reti di distribuzione.

Iberia

Efficienza energetica

La Legge 18/2014 del 15 ottobre, che approva misure urgenti per la crescita, la competitività e l'efficienza, ha creato il Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica per raggiungere gli obiettivi di efficienza energetica.
Il 30 marzo 2023 è stata pubblicata nella Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) l'Ordinanza TED/296/2023, datata 27 marzo, che stabilisce il contributo al Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica per il 2023, pari a 49 milioni di euro per Endesa.
Si prevede che Endesa contribuisca al Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica per 99 milioni di euro nel 2024, cui Endesa deve contribuire con almeno 35 milioni di euro (35,0%), potendo soddisfare il resto del suo obbligo presentando Certificati di Risparmio Energetico (CAE).

Misure di protezione dei consumatori: Bonus Sociale

A seguito della pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) del Regio Decreto Legge 8/2023 del 27 dicembre, con il quale vengono adottate misure per affrontare le conseguenze economiche e sociali derivanti dai conflitti in Ucraina e Medio Oriente, nonché per alleviare gli effetti della siccità, alcune misure di protezione per i clienti vulnerabili già prorogate con il Regio Decreto Legge 20/2022 del 27 dicembre, sono state nuovamente prorogate, questa volta fino al 30 giugno 2024. Nello specifico sono:

- l'estensione degli sconti del Bonus Sociale elettrico dal 25% al 65% per i consumatori vulnerabili e dal 40% all'80% per i consumatori gravemente vulnerabili;
- lo sconto del 40%, con lo stesso orizzonte temporale, per le famiglie lavoratrici coperte dal Prezzo Volontario per i Piccoli Consumatori (PVPC) con un reddito compreso tra 1,5 e 2 volte l'Indicatore Pubblico di Reddito Multiplo Effettivo (IPREM), aumentato di 0,3 per ogni ulteriore componente adulto e di 0,5 per ogni ulteriore componente minorenne.

Il 21 gennaio 2023 è stata pubblicata l'Ordinanza TED/81/2023 del 27 gennaio, che approva la distribuzione degli importi da finanziare in relazione al Bonus Sociale

per il 2023. L'ordinanza stabilisce i diversi valori unitari che devono essere pagati dai soggetti obbligati a finanziare questi costi.

Misure di protezione dei consumatori: garanzia di fornitura di energia elettrica

Il già citato Regio Decreto Legge 8/2023 del 28 dicembre proroga nuovamente il divieto di sospendere le forniture di elettricità, acqua e gas ai consumatori vulnerabili, gravemente vulnerabili o a rischio di esclusione sociale fino al 30 giugno 2024. Successivamente entrerà in vigore la Fornitura Minimo Vitale, in base alla quale un cliente vulnerabile non può essere escluso per mancato pagamento durante i quattro mesi di periodo di pagamento e altri sei mesi aggiuntivi.

Misure di protezione dei consumatori: misure fiscali

Anche il citato Regio Decreto Legge 8/2023 del 28 dicembre ha modificato le aliquote fiscali: stabilisce un aumento della quota dell'Imposta sul Valore Aggiunto dal 5% al 10% per tutto l'anno 2024 per i consumatori la cui potenza contrattuale è inferiore o uguale a 10 kW (se il prezzo medio giornaliero di mercato del mese precedente è inferiore a 45 €/MWh, viene applicata l'IVA "normale" del 21%) o che sono beneficiari del Bonus Sociale come gravemente vulnerabili.

Allo stesso modo, l'imposta speciale sull'elettricità passa dal precedente 0,5% al 2,5% nel primo trimestre 2024, e al 3,8% nel secondo trimestre 2024. Per quanto riguarda l'imposta sul valore della produzione di energia elettrica, che è del 7% ma è stata sospesa, verrà applicato il 3,5% nel primo trimestre 2024, il 5,25% nel secondo trimestre 2024 e il 7% successivamente. Il Sistema Elettrico sarà indennizzato per il minor incasso nel limite dell'importo necessario a raggiungere l'equilibrio tra entrate e uscite negli oneri.

Inoltre, l'aliquota dell'Imposta sul Valore Aggiunto (IVA) applicabile alle consegne, alle importazioni e agli acquisti intracomunitari di gas naturale passa dal 5% al 10% fino al 31 marzo 2024.

Misure di protezione dei consumatori: riduzione della volatilità del Prezzo Volontario per il Piccolo Consumatore (PVPC)

Il 14 giugno 2023 è stato pubblicato il Regio Decreto 446/2023 del 13 giugno, che modifica il Regio Decreto 216/2014 del 28 marzo, con effetto dal 1° gennaio 2024, riguardo alla metodologia di calcolo del Prezzo Volontario per il Piccolo Consumatore (PVPC), i cui aspetti più rilevanti sono i seguenti:

- il PVPC sarà applicabile ai consumatori domestici e alle microimprese con potenza contrattuale pari o inferiore a 10 kW;
- il costo dell'energia sarà parzialmente indicizzato ai mercati a termine, incorporando un paniere di prodotti a termine riferiti all'OMIP, il che avverrà gradualmente: 25% nel 2024, 40% nel 2025 e 55% dal 2026. Il peso rimanente corrisponderà al prezzo spot. La parte riferita ai mercati a termine è suddivisa tra il prodotto mensile (10%), trimestrale (36%) e annuale (54%);
- all'operatore di mercato di riferimento viene riconosciuto, all'interno del PVPC, il costo del finanziamento del Bonus Sociale stabilito annualmente nella relativa ordinanza, insieme a un coefficiente aggiuntivo per il recupero degli importi sostenuti dal Regio Decreto Legge 6/2022 del 29 marzo.

Inoltre, questo regio decreto modifica alcuni aspetti normativi della generazione nei Territori Non Peninsulari (TNP).

Misure di protezione dei consumatori: consumatori elettrointensivi

Il 14 giugno 2023 è stato pubblicato il Regio Decreto 444/2023 del 13 giugno, che modifica lo statuto del consumatore elettrointensivo approvato nel 2020. Grazie a questa modifica, il catalogo delle attività ammissibili a questo status viene ampliato e alcuni requisiti vengono ridotti, aumentando così la base dei beneficiari. Allo stesso modo, l'aiuto massimo per compensare il costo del regime di remunerazione specifico per le energie rinnovabili e il costo dei sistemi elettrici non continentali inclusi negli oneri viene aggiornato dall'attuale 85% per tutte le attività a: 85% per i settori a rischio significativo; 75% per i settori a rischio (estendibile all'85% se accreditano che il 50% del consumo proviene da fonti di carbonio e hanno un contratto a termine per il 10% del consumo o il 5% del consumo con autoconsumo rinnovabile); o una percentuale più alta per gli impianti particolarmente esposti (quando il costo dell'elettricità supera determinate soglie di Valore Aggiunto Lordo (VAB)). Tuttavia, in nessun caso gli oneri a carico dei beneficiari potranno essere inferiori o uguali a 0,5 €/MWh.

Resto del Mondo

America Latina

Mercato libero

In tutti i Paesi le società di distribuzione possono vendere energia elettrica ai propri clienti secondo la modalità del "mercato regolato" o secondo condizioni pattuite liberamente (c.d. "mercato non regolato"). I limiti per il mercato non regolato di ogni Paese sono i seguenti:

Paese	kW
Argentina	>30 kW
Brasile	>1.000 kW o >500 kW(1)
Colombia	>100 kW o 55 MWh-mese
Costa Rica	Non applicabile(2)
Guatemala	>100 kW
Panama	>100 kW
Perù	>200 kW(3)
Cile	>500 kW

(1) Il limite >500 kW si applica se si compra energia proveniente da fonti rinnovabili, le quali sono incentivate dal Governo.
(2) In Costa Rica esiste un solo acquirente di energia elettrica che è l'ICE; pertanto non esiste il concetto di cliente libero.
(3) È stabilito nel D.S. 018-2016-EM che recita:
- la richiesta dei clienti che possono optare tra mercato regolato o libero (quelli la cui domanda sta tra 200 e 2.500 kW) si misura per ogni punto di fornitura;
- i clienti la cui domanda per ogni punto di fornitura sia maggiore di 2.500 kW sono per definizione clienti liberi.



WEF
IMC



5.
PROSPETTIVE FUTURE

- **Enel è la più grande società privata di distribuzione di energia elettrica a livello globale**

  Enel accelererà gli investimenti nello sviluppo, nella digitalizzazione e nella resilienza della rete di distribuzione, indispensabile abilitatore della transizione energetica.

- **Enel è il più grande operatore privato nel settore delle energie rinnovabili al mondo**

  Enel continuerà a investire nello sviluppo di nuova capacità rinnovabile, attraverso un modello di business allineato agli obiettivi climatici dell'Accordo di Parigi.

- **Enel gestisce la più estesa customer base tra le società private**

  L'elettrificazione dei consumi energetici consentirà a Enel di creare valore per sé e per i suoi clienti, che sono al centro della strategia del Gruppo.

- **Una politica dei dividendi semplice e attrattiva**

  La politica dei dividendi di Enel è basata su un dividendo minimo fisso lungo l'arco di Piano, mantenendo tuttavia la possibilità di un incremento in caso di raggiungimento della neutralità dei flussi di cassa.

PREVEDIBILE EVOLUZIONE DELLA GESTIONE

Nel novembre 2023, il Gruppo ha presentato il nuovo Piano Strategico per il periodo 2024-2026, improntato su tre pilastri:

- redditività, flessibilità e resilienza mediante un'allocazione del capitale selettiva finalizzata a ottimizzare il profilo di rischio-rendimento del Gruppo;
- efficienza ed efficacia quali driver dell'operatività del Gruppo, basati su semplificazione dei processi, un'organizzazione più snella con focus sulle geografie "core", nonché sulla razionalizzazione dei costi;
- sostenibilità finanziaria e ambientale per perseguire la creazione di valore nell'affrontare le sfide del cambiamento climatico.

Tra il 2024 e il 2026, il Gruppo ha pianificato investimenti totali lordi pari a circa 35,8 miliardi di euro:

- 18,6 miliardi di euro circa nelle Reti, con focus su miglioramento della qualità, resilienza e digitalizzazione, nonché su nuove connessioni;
- 12,1 miliardi di euro circa nelle Rinnovabili, puntando su eolico onshore, solare e batterie di accumulo, facendo anche leva sul repowering;
- 3 miliardi di euro circa nei Clienti, con una gestione attiva del portafoglio clienti mediante offerte bundled multi-play, che includano beni e servizi in un portafoglio integrato offerto attraverso un unico touchpoint.

Come risultato delle azioni strategiche sopra descritte, si prevede che nel 2026 l'EBITDA ordinario di Gruppo aumenti fino a un valore compreso tra 23,6 e 24,3 miliardi di euro e che l'utile netto ordinario di Gruppo aumenti fino a un valore compreso tra 7,1 e 7,3 miliardi di euro.

La politica dei dividendi prevede un DPS fisso minimo pari a 0,43 euro per il periodo 2024-2026, con un aumento potenziale fino a un payout del 70% sull'utile netto ordinario in caso di raggiungimento della neutralità dei flussi di cassa.

Nel 2024 sono previsti:

- investimenti nelle reti di distribuzione focalizzati sulle aree geografiche caratterizzate da un quadro regolatorio più equilibrato e chiaro, in particolare in Italia;
- investimenti selettivi in rinnovabili, finalizzati alla massimizzazione della redditività del capitale investito e alla minimizzazione dei rischi;
- gestione attiva del portafoglio clienti attraverso offerte bundled multi-play.

Sulla base di quanto sopra esposto, qui di seguito si ricordano gli obiettivi economico-finanziari su cui si basa il Piano 2024-2026 del Gruppo.

Obiettivi finanziari

Crescita dell'utile	**2023**	**2024**	**2026**
EBITDA ordinario (€mld)	22,0	22,1-22,8	23,6-24,3
Utile netto ordinario (€mld)	6,5	6,6-6,8	7,1-7,3
Creazione di valore			
DPS (€/azione)	0,43	0,43[1]	0,43[1]
		Aumento del DPS fino a un payout del 70% sull'utile netto ordinario in caso di neutralità dei flussi di cassa[2]	

(1) DPS minimo.
(2) La neutralità dei flussi di cassa è raggiunta se i flussi di cassa generati dalla gestione operativa (Funds From Operations, FFO) coprono interamente gli investimenti netti del Gruppo nonché i dividendi oltre al DPS fisso minimo.

ALTRE INFORMAZIONI

Società controllate estere extra UE

Si attesta che alla data di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione del Bilancio di Enel SpA relativo all'esercizio 2023 – vale a dire al 21 marzo 2024 – sussistono nell'ambito del Gruppo Enel le "condizioni per la quotazione delle azioni di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea" (le "Società controllate estere extra UE") dettate dall'art. 15 del Regolamento Mercati approvato con delibera CONSOB n. 20249 del 28 dicembre 2017 (il "Regolamento Mercati").

In particolare, si segnala al riguardo che:

- in applicazione dei parametri di significativa rilevanza ai fini del consolidamento richiamati nell'art. 15, comma 2, del Regolamento Mercati, sono state individuate nell'ambito del Gruppo Enel 49 Società controllate estere extra UE cui la disciplina in questione risulta applicabile in base ai dati del Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2022;
- trattasi, in particolare, delle seguenti società: 1) 25 Mile Creek Windfarm LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 2) 25RoseFarms Holdings LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 3) Alta Farms Azure Ranchland Holdings LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 4) Alta Farms Wind Project II LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 5) Ampla Energia e Serviços SA (società brasiliana del perimetro Enel Américas SA); 6) Aurora Wind Project LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 7) Azure Blue Jay Holdings LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 8) Azure Sky Wind Project LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 9) Blue Jay Solar I LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 10) Cimarron Bend Wind Holdings I LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 11) Companhia Energética do Ceará - Coelce (società brasiliana del perimetro Enel Américas SA); 12) Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA (società brasiliana del perimetro Enel Américas SA); 13) Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur (società argentina del perimetro Enel Américas SA); 14) Empresa Eléctrica Pehuenche SA (società cilena del perimetro Enel Chile SA); 15) Enel Américas SA (società cilena direttamente controllata da Enel SpA); 16) Enel Argentina SA (società argentina del perimetro Enel Américas SA); 17) Enel Brasil SA (società brasiliana del perimetro Enel Américas SA); 18) Enel Chile SA (società cilena direttamente controllata da Enel SpA); 19) Enel Colombia SA ESP (già Emgesa SA ESP, società colombiana del perimetro Enel Américas SA); 20) Enel Distribución Chile SA (società cilena del perimetro Enel Chile SA); 21) Enel Distribución Perú SAA (società peruviana del perimetro Enel Américas SA); 22) Enel Finance America LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 23) Enel Fortuna SA (società panamense del perimetro Enel Américas SA); 24) Enel Generación Chile SA (società cilena del perimetro Enel Chile SA); 25) Enel Generación Perú SAA (società peruviana del perimetro Enel Américas SA); 26) Enel Green Power Canada Inc. (società canadese del perimetro Enel North America Inc.); 27) Enel Green Power Chile SA (società cilena del perimetro Enel Chile SA); 28) Enel Green Power Diamond Vista Wind Project LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 29) Enel Green Power México S de RL de Cv (società messicana del perimetro Enel Green Power SpA); 30) Enel Green Power North America Inc. (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 31) Enel Green Power Perú SAC (società peruviana fusa per incorporazione in data 1° agosto 2023 in Enel Generación Perú SAA); 32) Enel Green Power Rattlesnake Creek Wind Project LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 33) Enel Green Power Roseland Solar LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 34) Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd (società sudafricana del perimetro Enel Green Power SpA); 35) Enel Kansas LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 36) Enel North America Inc. (società statunitense direttamente controllata da Enel SpA); 37) Enel Perú SAC (società peruviana del perimetro Enel Américas SA); 38) Enel Rinnovabile SA de Cv (società messicana del perimetro Enel Green Power SpA); 39) Enel Trading North America LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 40) Enel X North America Inc. (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 41) Geotérmica del Norte SA (società cilena del perimetro Enel Chile SA); 42) High Lonesome Wind Power LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 43) Red Dirt Wind Project LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 44) Renovables de Guatemala SA (società guatemalteca del perimetro Enel Américas SA);

45) Rock Creek Wind Project LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 46) Seven Cowboy Wind Project LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 47) Thunder Ranch Wind Project LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 48) Tradewind Energy Inc. (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 49) White Cloud Wind Project LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.);

- lo Stato patrimoniale e il Conto economico di tutte le società sopra indicate, quali inseriti nel reporting package utilizzato ai fini della redazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel per l'esercizio 2023, verranno messi a disposizione del pubblico da parte di Enel SpA (secondo quanto previsto dall'art. 15, comma 1, lett. A) del Regolamento Mercati) almeno 15 giorni prima della data prevista per lo svolgimento dell'Assemblea ordinaria annuale – che verrà convocata per l'approvazione del Bilancio di esercizio 2023 di Enel SpA – contestualmente ai prospetti riepilogativi dei dati essenziali dell'ultimo bilancio della generalità delle società controllate e collegate (ai sensi di quanto al riguardo disposto dall'art. 77, comma 2 *bis*, del Regolamento Emittenti approvato con delibera CONSOB n. 11971 del 14 maggio 1999);
- gli statuti, la composizione e i poteri degli organi sociali di tutte le società sopra indicate sono stati acquisiti da parte di Enel SpA e sono tenuti a disposizione della CONSOB, in versione aggiornata, ove da parte di quest'ultima fosse avanzata specifica richiesta di esibizione a fini di vigilanza (secondo quanto previsto dall'art. 15, comma 1, lett. B) del Regolamento Mercati);
- è stato verificato da parte di Enel SpA che tutte le società sopra indicate:
  - forniscono al revisore della Capogruppo Enel SpA le informazioni necessarie al revisore medesimo per condurre l'attività di controllo dei conti annuali e infrannuali della stessa Enel SpA (secondo quanto previsto dall'art. 15, comma 1, lett. C)-i), del Regolamento Mercati);
  - dispongono di un sistema amministrativo-contabile idoneo a far pervenire regolarmente alla direzione e al revisore della Capogruppo Enel SpA i dati economici, patrimoniali e finanziari necessari per la redazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel (secondo quanto previsto dall'art. 15, comma 1, lett. C)-ii), del Regolamento Mercati).

Informativa sugli strumenti finanziari

Con riferimento all'informativa sugli strumenti finanziari richiesta dall'art. 2428, comma 2, n. 6 *bis* del codice civile, si rinvia a quanto illustrato nelle seguenti Note di commento al Bilancio consolidato: 48 "Strumenti finanziari per categoria", 49 "Risk management", 51 "Derivati ed hedge accounting" e 52 "Attività e passività misurate al fair value".

Operazioni atipiche e/o inusuali

Ai sensi della comunicazione CONSOB del 28 luglio 2006 il Gruppo non ha posto in essere operazioni atipiche e/o inusuali nel corso dell'esercizio 2023.
A tal proposito, sono definite come tali le operazioni che per significatività/rilevanza, natura delle controparti, oggetto della transazione, modalità di determinazione del prezzo di trasferimento e tempistica dell'accadimento possono dar luogo a dubbi sulla correttezza e/o completezza dell'informazione, sul conflitto di interesse, sulla salvaguardia del patrimonio aziendale, nonché sulla tutela degli azionisti di minoranza.

Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Per quanto attiene ai fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio, si rinvia a quanto illustrato nella specifica nota 60 "Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio" del Bilancio consolidato.

Operazioni con parti correlate

Per quanto attiene all'informativa sulle parti correlate e il dettaglio dei rapporti patrimoniali ed economici con parti correlate, si rinvia a quanto illustrato nella specifica nota 54 "Informativa sulle parti correlate" del Bilancio consolidato.

Prospetto di raccordo tra patrimonio netto e risultato di Enel SpA e i corrispondenti dati consolidati

Ai sensi della Comunicazione CONSOB n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, viene riportato di seguito il prospetto di raccordo tra il risultato dell'esercizio e il patrimonio netto di Gruppo e gli analoghi valori della Capogruppo.

Milioni di euro	Conto economico	Patrimonio netto	Conto economico	Patrimonio netto
	al 31.12.2023		al 31.12.2022	
Valori civilistici di Enel SpA	**3.032**	**37.883**	**7.157**	**38.342**
Valori di carico e rettifiche di valore delle partecipazioni consolidate	608	(104.457)	1.828	(104.604)
Patrimonio netto e risultato di esercizio (determinati in base a princípi omogenei) delle imprese e Gruppi consolidati e di quelle valutate con il metodo del patrimonio netto, al netto delle quote di competenza degli azionisti terzi[(1)]	6.299	90.392	4.616	88.500
Riserva di traduzione	-	(5.289)	-	(5.912)
Avviamento	(126)	13.042	-	13.742
Dividendi infragruppo	(5.968)	-	(9.807)	-
Eliminazione degli utili infragruppo non realizzati, al netto del relativo effetto fiscale e altre rettifiche minori	(407)	184	(2.112)	(1.413)
TOTALE GRUPPO[(1)]	**3.438**	**31.755**	**1.682**	**28.655**
INTERESSENZE DI TERZI	**829**	**13.354**	**1.238**	**13.425**
BILANCIO CONSOLIDATO[(1)]	**4.267**	**45.109**	**2.920**	**42.080**

(1) I dati relativi al 31 dicembre 2022 sono stati rideterminati per tenere conto degli effetti dell'Amendment allo IAS 12, in vigore successivamente al 1° gennaio 2023. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 8 "Rideterminazione dei dati comparativi".



GettyImages-12



6.
BILANCIO CONSOLIDATO

- **Miglioramento dei flussi di cassa derivanti dalla gestione operativa**

  Le azioni manageriali realizzate hanno permesso di migliorare significativamente la generazione dei flussi di cassa derivanti dalla gestione operativa pari a circa 14,6 miliardi di euro, che registra un incremento di circa 6,0 miliardi di euro rispetto al 2022 (+69,0% circa).

- **Ricavi a 95.565 milioni di euro (140.517 milioni di euro nel 2022, –32,0%)**

  La variazione è da ricondurre principalmente ai minori prezzi medi di vendita in un contesto caratterizzato da una progressiva normalizzazione del settore energetico rispetto al 2022, nonché al differente perimetro di consolidamento.

- **Effetti del cambiamento climatico**

  Nei processi valutativi il Gruppo ha tenuto conto degli impatti derivanti dal cambiamento climatico nel lungo periodo.

PROSPETTI CONTABILI CONSOLIDATI

Conto economico consolidato

Milioni di euro	Note	2023		2022	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Ricavi					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	11.a	92.882	*7.260*	135.653	*12.939*
Altri proventi	11.b	2.683	*18*	4.864	*389*
	[Subtotale]	**95.565**		**140.517**	
Costi					
Energia elettrica, gas e combustibile	12.a	46.270	*11.578*	96.896	*27.880*
Servizi e altri materiali	12.b	18.304	*3.351*	20.228	*3.800*
Costo del personale	12.c	5.030		4.570	
Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti	12.d	1.334		1.278	
Ammortamenti e altri impairment	12.e	8.089		7.447	
Altri costi operativi	12.f	6.125	*620*	4.685	*581*
Costi per lavori interni capitalizzati	12.g	(3.385)		(3.415)	
	[Subtotale]	**81.767**		**131.689**	
Risultati netti da contratti su commodity	13	**(2.966)**	*(7)*	**2.365**	*50*
Risultato operativo		**10.832**		**11.193**	
Proventi finanziari da contratti derivati	14	1.558		3.118	
Altri proventi finanziari	15	2.916	*239*	3.430	*154*
Oneri finanziari da contratti derivati	14	2.167		3.414	
Altri oneri finanziari	15	5.966	*89*	5.880	*34*
Proventi/(Oneri) netti da iperinflazione	15	284		290	
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto[1]	16	(41)		(60)	
Risultato prima delle imposte[1]		**7.416**		**8.677**	
Imposte	17	2.778		3.523	
Risultato netto delle continuing operation[1]		**4.638**		**5.154**	
Quota di interessenza del Gruppo[1]		3.813		3.573	
Quota di interessenza di terzi		825		1.581	
Risultato netto delle discontinued operation[1]	7	**(371)**		**(2.234)**	
Quota di interessenza del Gruppo[1]		(375)		(1.891)	
Quota di interessenza di terzi		4		(343)	
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)		**4.267**		**2.920**	
Quota di interessenza del Gruppo		3.438		1.682	
Quota di interessenza di terzi		829		1.238	
Risultato netto per azione	18				
Risultato netto base per azione	18				
Risultato netto base per azione		*0,32*		*0,15*	
Risultato netto base per azione delle continuing operation[1]		*0,36*		*0,34*	
Risultato netto base per azione delle discontinued operation[1]		*(0,04)*		*(0,19)*	
Risultato netto diluito per azione	18				
Risultato netto diluito per azione		*0,32*		*0,15*	
Risultato netto diluito per azione delle continuing operation[1]		*0,36*		*0,34*	
Risultato netto diluito per azione delle discontinued operation[1]		*(0,04)*		*(0,19)*	

(1) Il dato riferito all'esercizio 2022 è stato rideterminato per tener conto della classificazione tra le "discontinued operation" della "Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto" riferita a Rusenergosbyt LLC, società russa ceduta a dicembre 2023.

Prospetto di Conto economico consolidato complessivo

Milioni di euro	Note	2023	2022
Risultato netto dell'esercizio		**4.267**	**2.920**
Altre componenti di Conto economico complessivo riclassificabili a Conto economico (al netto delle imposte)			
Quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari		2.714	(1.677)
Variazione del fair value dei costi di hedging		49	(70)
Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto		98	233
Variazione di fair value delle attività finanziarie FVOCI		11	(44)
Variazione della riserva di traduzione[(1)]		(523)	959
Altre componenti di Conto economico complessivo cumulate, riclassificabili a Conto economico, relative ad attività non correnti e gruppi di attività in dismissione classificate come possedute per la vendita/attività operative cessate[(1)]		16	(78)
Altre componenti di Conto economico complessivo non riclassificabili a Conto economico (al netto delle imposte)			
Rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefici definiti		(150)	303
Variazione di fair value di partecipazioni in altre imprese		3	13
Altre componenti di Conto economico complessivo cumulate, non riclassificabili a Conto economico, relative ad attività non correnti e gruppi di attività in dismissione classificate come possedute per la vendita/attività operative cessate		(1)	21
Utili/(Perdite) rilevati direttamente a patrimonio netto	37	**2.217**	**(340)**
Utili/(Perdite) complessivi rilevati nell'esercizio		**6.484**	**2.580**
Quota di interessenza:			
- del Gruppo		5.172	1.658
- di terzi		1.312	922

(1) Il dato riferito all'esercizio 2022 è stato rideterminato per tener conto della classificazione tra le "discontinued operation" della "Variazione della riserva di traduzione" riferita a Rusenergosbyt LLC, società russa ceduta a dicembre 2023.

Stato patrimoniale consolidato

Milioni di euro	Note				
ATTIVITÀ		**al 31.12.2023**		**al 31.12.2022**	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	19	89.801		88.521	
Investimenti immobiliari	22	97		94	
Attività immateriali	23	17.055		17.520	
Avviamento	24	13.042		13.742	
Attività per imposte anticipate[1]	25	9.218		11.175	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	26	1.650		1.281	
Derivati finanziari attivi non correnti	27	2.383	*4*	3.970	-
Attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	28	444		508	
Altre attività finanziarie non correnti	29	8.750	*1.930*	8.359	*1.885*
Altre attività non correnti	31	2.249	*6*	2.486	-
	[Totale]	**144.689**		**147.656**	
Attività correnti					
Rimanenze	33	4.290		4.853	
Crediti commerciali	34	17.773	*1.266*	16.605	*1.563*
Attività derivanti da contratti con i clienti correnti	28	212		106	
Crediti per imposte sul reddito		705		561	
Derivati finanziari attivi correnti	27	6.407		14.830	*5*
Altre attività finanziarie correnti	30	4.329	*174*	13.753	*104*
Altre attività correnti	32	4.099	*92*	4.314	*153*
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	35	6.801		11.041	
	[Totale]	**44.616**		**66.063**	
Attività classificate come possedute per la vendita[1]	36	**5.919**		**6.155**	
TOTALE ATTIVITÀ[1]		**195.224**		**219.874**	

(1) I dati relativi al 31 dicembre 2022 sono stati rideterminati per tenere conto degli effetti dell'Amendment allo IAS 12, in vigore successivamente al 1° gennaio 2023. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 8 "Rideterminazione dei dati comparativi".

Milioni di euro	Note				
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		**al 31.12.2023**		**al 31.12.2022**	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Patrimonio netto del Gruppo					
Capitale sociale		10.167		10.167	
Riserva azioni proprie		(59)		(47)	
Altre riserve		6.551		2.740	
Utili e perdite accumulati[1]		15.096		15.795	
	[Totale]	**31.755**		**28.655**	
Interessenze di terzi		**13.354**		**13.425**	
Totale patrimonio netto[1]	37	**45.109**		**42.080**	
Passività non correnti					
Finanziamenti a lungo termine	38	61.085	*659*	68.191	*774*
Benefíci ai dipendenti	39	2.320		2.202	
Fondi rischi e oneri quota non corrente	40	6.018		6.055	
Passività per imposte differite[1]	25	8.217		9.794	
Derivati finanziari passivi non correnti	27	3.373	*8*	5.895	*9*
Passività derivanti da contratti con i clienti non correnti	28	5.743	*18*	5.747	*17*
Altre passività finanziarie non correnti	41	8		-	
Altre passività non correnti	42	4.236		4.246	
	[Totale]	**91.000**		**102.130**	
Passività correnti					
Finanziamenti a breve termine	38	4.769	*3*	18.392	*14*
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	38	9.086	*111*	2.835	*110*
Fondi rischi e oneri quota corrente	40	1.294		1.325	
Debiti commerciali	44	15.821	*2.829*	17.641	*2.810*
Debiti per imposte sul reddito		1.573		1.623	
Derivati finanziari passivi correnti	27	6.461	*15*	16.141	
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti	28	2.126	*53*	1.775	*43*
Altre passività finanziarie correnti	45	909		853	*1*
Altre passività correnti	43	14.760	*40*	11.713	*47*
	[Totale]	**56.799**		**72.298**	
Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita[1]	36	**2.316**		**3.366**	
Totale passività[1]		**150.115**		**177.794**	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ[1]		**195.224**		**219.874**	

(1) I dati relativi al 31 dicembre 2022 sono stati rideterminati per tenere conto degli effetti dell'Amendment allo IAS 12, in vigore successivamente al 1° gennaio 2023. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 8 "Rideterminazione dei dati comparativi".

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato (nota 37)

Milioni di euro	Capitale sociale e riserve del Gruppo							
	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzo azioni	Riserva azioni proprie	Riserva per strumenti di capitale - obbligazioni ibride perpetue	Riserva legale	Altre riserve	Riserva conversione bilanci in valuta estera	Riserve da valutazione strumenti finanziari di cash flow hedge
Al 31 dicembre 2021	**10.167**	**7.496**	**(36)**	**5.567**	**2.034**	**2.313**	**(8.125)**	**(2.268)**
Applicazione nuovi princípi contabili	-	-	-	-	-	-	-	-
Al 31 dicembre 2021 restated	**10.167**	**7.496**	**(36)**	**5.567**	**2.034**	**2.313**	**(8.125)**	**(2.268)**
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-
Coupon pagati a titolari di obbligazioni ibride	-	-	-	-	-	-	-	-
Riclassifiche	-	-	-	-	-	-	-	-
Acquisto azioni proprie	-	-	(14)	-	-	14	-	-
Erogazioni azioni poprie	-	-	3	-	-	(3)	-	-
Riserva per pagamenti basati su azioni (bonus LTI)	-	-	-	-	-	8	-	-
Strumenti di capitale - obbligazioni ibride perpetue	-	-	-	-	-	-	-	-
Rivalutazione monetaria (IAS 29)	-	-	-	-	-	-	-	-
Variazione perimetro di consolidato	-	-	-	-	-	-	1.365	18
Operazioni su non-controlling interest	-	-	-	-	-	-	(31)	(10)
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	-	-	879	(1.293)
di cui:								
- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	*879*	*(1.293)*
- utile dell'esercizio	-	-	-	-	-	-	-	-
Al 31 dicembre 2022 restated	**10.167**	**7.496**	**(47)**	**5.567**	**2.034**	**2.332**	**(5.912)**	**(3.553)**
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-
Coupon pagati a titolari di obbligazioni ibride	-	-	-	-	-	-	-	-
Riclassifiche	-	-	-	-	-	-	-	-
Acquisto azioni proprie	-	-	(21)	-	-	21	-	-
Erogazioni azioni poprie	-	-	9	-	-	(9)	-	-
Riserva per pagamenti basati su azioni (bonus LTI)	-	-	-	-	-	(3)	-	-
Strumenti di capitale - obbligazioni ibride perpetue	-	-	-	986	-	-	-	-
Rivalutazione monetaria (IAS 29)	-	-	-	-	-	-	-	-
Variazione perimetro di consolidato	-	-	-	-	-	-	1.038	49
Operazioni su non-controlling interest	-	-	-	-	-	-	-	-
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	-	-	(415)	2.111
di cui:								
- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	*(415)*	*2.111*
- utile dell'esercizio	-	-	-	-	-	-	-	-
Al 31 dicembre 2023	**10.167**	**7.496**	**(59)**	**6.553**	**2.034**	**2.341**	**(5.289)**	**(1.393)**

Riserve da valutazione strumenti finanziari costi di hedging	Riserve da valutazione strumenti finanziari FVOCI	Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	Rimisurazione delle passività/ (attività) nette per piani a benefici definiti	Riserva per cessioni quote azionarie senza perdita di controllo	Riserva da acquisizioni su non-controlling interest	Utili e perdite accumulati	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di terzi	Totale patrimonio netto
(39)	**10**	**(721)**	**(1.325)**	**(2.378)**	**(843)**	**17.801**	**29.653**	**12.689**	**42.342**
–	–	–	–	–	–	(2)	**(2)**	**–**	**(2)**
(39)	**10**	**(721)**	**(1.325)**	**(2.378)**	**(843)**	**17.799**	**29.651**	**12.689**	**42.340**
–	–	–	–	–	–	(3.963)	**(3.963)**	**(937)**	**(4.900)**
–	–	–	–	–	–	(123)	**(123)**	**–**	**(123)**
–	–	–	–	–	–	–	**–**	**–**	**–**
–	–	–	–	–	–	(14)	**(14)**	**–**	**(14)**
–	–	–	–	–	–	3	**3**	**–**	**3**
–	–	–	–	–	–	–	**8**	**–**	**8**
–	–	–	–	–	–	–	**–**	**–**	**–**
–	(1)	–	–	–	–	411	**410**	**316**	**726**
5	–	21	14	4	(30)	–	**1.397**	**56**	**1.453**
5	–	–	(1)	(16)	(319)	–	**(372)**	**379**	**7**
(52)	(31)	224	249	–	–	1.682	**1.658**	**922**	**2.580**
(52)	*(31)*	*224*	*249*	–	–	–	**(24)**	**(316)**	**(340)**
–	–	–	–	–	–	*1.682*	**1.682**	**1.238**	**2.920**
(81)	**(22)**	**(476)**	**(1.063)**	**(2.390)**	**(1.192)**	**15.795**	**28.655**	**13.425**	**42.080**
–	–	–	–	–	–	(4.215)	**(4.215)**	**(1.177)**	**(5.392)**
–	–	–	–	–	–	(182)	**(182)**	**–**	**(182)**
–	14	–	–	–	–	(14)	**–**	**–**	**–**
–	–	–	–	–	–	(26)	**(26)**	**–**	**(26)**
–	–	–	–	–	–	9	**9**	**–**	**9**
–	–	–	–	–	–	–	**(3)**	**–**	**(3)**
–	–	–	–	–	–	–	**986**	**–**	**986**
–	–	–	–	–	–	291	**291**	**202**	**493**
–	–	4	(2)	–	–	–	**1.089**	**(397)**	**692**
–	–	–	–	–	(21)	–	**(21)**	**(11)**	**(32)**
43	18	97	(120)	–	–	3.438	**5.172**	**1.312**	**6.484**
43	*18*	*97*	*(120)*	–	–	–	***1.734***	***483***	***2.217***
–	–	–	–	–	–	*3.438*	***3.438***	***829***	***4.267***
(38)	**10**	**(375)**	**(1.185)**	**(2.390)**	**(1.213)**	**15.096**	**31.755**	**13.354**	**45.109**

Rendiconto finanziario consolidato

Milioni di euro	Note	2023		2022	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Risultato netto dell'esercizio		**4.267**		**2.920**	
Rettifiche per:					
Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti	12.d	1.355		1.288	
Ammortamenti e altri impairment	12.e	8.457		8.809	
(Proventi)/Oneri finanziari	14-15	3.437		2.499	
(Proventi)/Oneri netti derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	16	(17)		(23)	
Imposte		2.807		3.470	
Variazioni del capitale circolante netto:		(604)		(3.961)	
- rimanenze	33	435		(2.166)	
- crediti commerciali	34	(2.487)	*297*	(2.783)	*(242)*
- debiti commerciali	44	(1.165)	*19*	1.333	*(1.272)*
- altre attività derivanti da contratti con i clienti	28	(107)		15	
- altre passività derivanti da contratti con i clienti	28	172	*10*	254	*31*
- altre attività e passività		2.548	*(52)*	(614)	*(783)*
Accantonamenti ai fondi		1.403		803	
Utilizzo fondi		(1.647)		(1.521)	
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati[1]	14-15	2.049	*239*	2.715	*154*
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati[1]	14-15	(5.657)	*(89)*	(5.134)	*(34)*
(Proventi)/Oneri netti da valutazione commodity		1.359		(927)	
Imposte pagate	17	(2.958)		(1.934)	
(Plusvalenze)/Minusvalenze		369		(355)	
Cash flow da attività operativa (A)[1]		**14.620**		**8.649**	
di cui discontinued operation		*132*		*(391)*	
Investimenti in attività materiali non correnti	19-22	(11.383)		(11.281)	
Investimenti in attività immateriali	23	(1.385)		(1.961)	
Contributi in conto capitale ricevuti		413		-	
Investimenti in attività derivanti da contratti con i clienti non correnti		(795)		(1.261)	
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	8	(17)		(1.275)	
Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti	8	2.083		2.032	
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento		474		120	
Cash flow da attività di investimento (B)		**(10.610)**		**(13.626)**	
di cui discontinued operation		*(442)*		*(351)*	
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	48.3	6.093		22.399	
Rimborsi di debiti finanziari	48.3	(6.006)	*(125)*	(9.359)	*(97)*
Altre variazioni dell'indebitamento finanziario netto		(4.072)		(620)	
Incassi/(Pagamenti) legati a derivati connessi a finanziamenti[1]		-		-	
Pagamenti effettuati per l'acquisizione di partecipazioni senza modifica del controllo e altre operazioni con non-controlling interest		(25)		12	
Emissioni/(Rimborsi) di obbligazioni ibride		986		-	
Acquisto azioni proprie		(20)		(14)	
Dividendi e acconti sui dividendi pagati		(5.135)		(4.901)	
Coupon pagati a titolari di obbligazioni ibride		(182)		(123)	
Cash flow da attività di finanziamento (C)[1]		**(8.361)**		**7.394**	
di cui discontinued operation		*(16)*		*656*	
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (D)		**(49)**		**136**	
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C+D)		**(4.400)**		**2.553**	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio[2]		11.543		8.990	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio[3]		7.143		11.543	

(1) Per una migliore rappresentazione, ai soli fini comparativi, sono stati riclassificati i proventi e oneri finanziari realizzati riferiti ai soli finanziamenti dalla voce "Incassi/(Pagamenti) legati a derivati connessi a finanziamenti", inclusa nella sezione del cash flow da attività di finanziamento, alle voci "Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati" e "Interessi passivi e altri finanziari oneri pagati" incluse nel cash flow da attività operativa.

(2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 11.041 milioni di euro al 1° gennaio 2023 (8.315 milioni di euro al 1° gennaio 2022), "Titoli a breve" pari a 78 milioni di euro al 1° gennaio 2023 (88 milioni di euro al 1° gennaio 2022), "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 98 milioni di euro al 1° gennaio 2023 (44 milioni di euro al 1° gennaio 2022) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Discontinued operation" pari a 326 milioni di euro al 1° gennaio 2023 (543 milioni di euro al 1° gennaio 2022).

(3) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 6.801 milioni di euro al 31 dicembre 2023 (11.041 milioni di euro al 31 dicembre 2022), "Titoli a breve" pari a 81 milioni di euro al 31 dicembre 2023 (78 milioni di euro al 31 dicembre 2022), "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 261 milioni di euro al 31 dicembre 2023 (98 milioni di euro al 31 dicembre 2022) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Discontinued operation" pari a 326 milioni di euro al 31 dicembre 2022.

NOTE DI COMMENTO

Base di preparazione

1. Forma e contenuto del Bilancio consolidato

La società Enel SpA ha sede in Italia, a Roma, in viale Regina Margherita 137 ed è quotata, dal 1999, alla Borsa di Milano.
Nel corso del 2023 non risultano cambiamenti nella denominazione sociale.
Enel è una multinazionale dell'energia e uno dei principali operatori integrati globali nei settori dell'elettricità e del gas, con un particolare focus su Europa e America Latina.
Il Bilancio consolidato del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2023 comprende i bilanci di Enel SpA e delle sue controllate, la quota di partecipazione del Gruppo in società collegate e joint venture, nonché la quota di attività, passività, costi e ricavi delle joint operation ("il Gruppo").
L'elenco delle società controllate, collegate, joint venture e joint operation incluse nel consolidamento è riportato in allegato.
Il presente Bilancio consolidato è stato approvato e ne è stata autorizzata la pubblicazione dal Consiglio di Amministrazione in data 21 marzo 2024.
Il presente Bilancio è assoggettato a revisione legale da parte di KPMG SpA.

Base di presentazione

Il Bilancio consolidato relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2023 è stato predisposto in conformità ai princípi contabili internazionali (*International Accounting Standards* - IAS e *International Financial Reporting Standards* - IFRS) emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB), alle interpretazioni dell'IFRS Interpretations Committee (IFRSIC) e dello Standing Interpretations Committee (SIC), riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 e in vigore alla chiusura dell'esercizio. L'insieme di tutti i princípi e interpretazioni di riferimento sopraindicati è di seguito definito "IFRS-EU".
Il presente Bilancio consolidato è stato predisposto in attuazione del comma 3 dell'art. 9 del decreto legislativo n. 38 del 28 febbraio 2005.
Il Bilancio consolidato è costituito dal Conto economico consolidato, dal Prospetto di 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.

Nello Stato patrimoniale consolidato la classificazione delle attività e passività è effettuata secondo il criterio "corrente/non corrente" con separata presentazione delle attività classificate come possedute per la vendita e delle passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita. Le attività correnti, che includono le disponibilità liquide e i mezzi equivalenti, sono quelle destinate a essere realizzate, cedute o consumate nel normale ciclo operativo del Gruppo; le passività correnti sono quelle per le quali è prevista l'estinzione nel normale ciclo operativo del Gruppo.
Il Conto economico consolidato presenta una classificazione dei costi in base alla loro natura, con separata presentazione dell'utile (perdita) netto delle continuing operation e di quello delle discontinued operation attribuibile agli azionisti della Capogruppo e ai terzi.
Il Rendiconto finanziario consolidato è preparato utilizzando il metodo indiretto, con separata presentazione del flusso di cassa da attività operativa, da attività di investimento e da attività di finanziamento associato alle discontinued operation.

In particolare, seppur nella classificazione delle voci il Gruppo non si discosti da quanto previsto dallo IAS 7, si precisa quanto segue:

- nei flussi di cassa da attività operativa si riportano, oltre ai flussi di cassa rivenienti dalla gestione caratteristica, gli interessi sui finanziamenti concessi e ottenuti, nonché i dividendi ricevuti dalle società collegate o da joint venture;
- le attività di investimento includono gli investimenti in attività materiali e immateriali e le relative dismissioni, nonché in attività derivanti da contratti con i clienti riferite ad accordi per servizi in concessione. Includono altresì gli effetti delle aggregazioni aziendali in cui il Gruppo acquisisce o perde il controllo di società e altri investimenti minori;
- nei flussi da attività di finanziamento sono invece inclusi i flussi di cassa originati da operazioni di liability management e leasing, i dividendi e gli acconti sui dividendi pagati agli azionisti della Capogruppo e ai terzi, nonché gli effetti di operazioni su interessenze di terzi che non modificano lo status di controllo delle società interessate;
- si esplicita in una voce separata l'effetto cambio sulle disponibilità liquide e mezzi equivalenti e si stornano, quindi, integralmente gli effetti di Conto economico in modo da neutralizzare il loro effetto nel cash flow da attività operativa.

Per maggiori dettagli sui flussi di cassa del Rendiconto finanziario, si rimanda alla nota 46 "Flussi finanziari".
Il Bilancio consolidato è redatto nella prospettiva della continuità aziendale applicando il metodo del costo storico, a eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS-EU sono rilevate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione delle singole voci, e delle attività non correnti e dei gruppi in dismissione classificati come posseduti per la vendita che sono valutati al minore tra il valore contabile e il fair value al netto dei costi di vendita.

La valuta utilizzata dal Gruppo per la presentazione del Bilancio consolidato è l'euro, valuta funzionale della Capogruppo Enel SpA; tutti i valori sono espressi in milioni di euro, tranne quando diversamente indicato.
Il Conto economico consolidato, lo Stato patrimoniale consolidato e il Rendiconto finanziario consolidato riportano le operazioni con parti correlate, la cui definizione è riportata nella nota 2.2. "Princípi contabili rilevanti".
Il Bilancio consolidato fornisce informativa comparativa del precedente esercizio.

2. Princípi contabili

2.1 Uso di stime e giudizi del management

I ricavi, i costi, le attività, le passività e la relativa informativa, nonché le attività e passività potenziali richiedono che il management prenda decisioni ed effettui stime e assunzioni che possono avere effetto sui loro valori nella redazione del Bilancio consolidato, in applicazione degli IFRS-EU. Le stime e i giudizi del management si basano sulle esperienze pregresse e su altri fattori considerati ragionevoli nella fattispecie; essi vengono adottati quando il valore contabile delle attività e passività non è facilmente desumibile da altre fonti. I risultati che si consuntiveranno, pertanto, potrebbero differire da tali stime. Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a Conto economico, qualora la revisione interessi solo quell'esercizio; nel caso in cui, invece, la stessa interessi esercizi sia correnti sia futuri, la variazione è rilevata nell'esercizio in cui la revisione viene effettuata e nei relativi periodi futuri.
Al fine di una migliore comprensione del Bilancio, di seguito sono indicate le principali voci di bilancio interessate dall'uso di stime contabili e le fattispecie che risentono di una significativa componente del giudizio del management, evidenziando le principali assunzioni utilizzate nel loro processo di valutazione, nel rispetto dei sopra richiamati IFRS-EU. La criticità insita in tali valutazioni è determinata dal ricorso ad assunzioni e/o a giudizi professionali relativi a tematiche per loro natura incerte.
Le modifiche delle condizioni alla base delle assunzioni e dei giudizi adottati potrebbero determinare un impatto significativo sui risultati successivi.
Le informazioni incluse nel Bilancio consolidato sono selezionate sulla base di un'analisi di materialità effettuata in linea con i requisiti previsti dal Practice Statement 2 "Making Materiality Judgments", emesso dall'International Accounting Standards Board (IASB).
Per quanto riguarda gli effetti delle tematiche legate al cambiamento climatico, il Gruppo ritiene il cambiamento climatico come un elemento implicito nell'applicazione delle metodologie e dei modelli utilizzati per effettuare stime nella valutazione e/o misurazione di alcune voci contabili. Inoltre, il Gruppo ha anche tenuto conto degli impatti del cambiamento climatico nei giudizi significativi fatti dal management. A tale riguardo, le principali voci incluse nel Bilancio consolidato al 31 dicembre 2023 interessate dall'utilizzo di stime e giudizi del management si riferiscono all'impairment delle attività non finanziarie, alle obbligazioni connesse alla transizione energetica, incluse quelle per lo smantellamento e il ripristino dei siti di alcuni impianti di generazione. Per ulteriori dettagli su tali voci, si rinvia alla nota 19 "Immobili, impianti e macchinari", alla nota 24 "Avviamento" e alla nota 40 "Fondi rischi e oneri".

Uso di stime

Ricavi provenienti da contratti con clienti
I ricavi delle vendite di energia elettrica e gas ai clienti finali sono rilevati al momento della fornitura dell'elettricità o del gas e comprendono, oltre a quanto fatturato in base ai consumi di energia periodicamente misurati attraverso letture periodiche (e di competenza dell'esercizio) oppure in base ai volumi comunicati dai distributori e dai trasportatori, una stima dell'energia elettrica e del gas erogati nell'esercizio ma non ancora fatturati, quale differenza tra l'energia elettrica e gas immessi nella rete di distribuzione e quelli fatturati nell'esercizio, calcolata tenendo conto delle eventuali perdite di rete. I ricavi tra la data di ultima lettura e la fine dell'esercizio si basano su stime del consumo giornaliero del cliente, principalmente fondate sul suo profilo storico, rettificato per riflettere le condizioni atmosferiche o altri fattori che possono influire sui consumi oggetto di stima.
Per ulteriori dettagli su tali ricavi, si rimanda alla nota 11.a "Ricavi delle vendite e delle prestazioni".

Impairment delle attività non finanziarie
Attività quali immobili, impianti e macchinari, investimenti immobiliari valutati al costo, attività immateriali, diritti d'uso, avviamento e partecipazioni in società collegate/joint venture subiscono una riduzione di valore quando il loro valore contabile supera il valore recuperabile, rappresentato dal maggiore fra il fair value, al netto dei costi di dismissione, e il valore d'uso.
Le verifiche del valore recuperabile di tali attività vengono svolte secondo i criteri previsti dallo IAS 36 e più dettagliatamente descritti nella nota 24 "Avviamento".

Nel determinare il valore recuperabile, il Gruppo applica generalmente il criterio del valore d'uso, inteso come il valore attuale dei flussi finanziari futuri che si prevede abbiano origine dall'attività oggetto di valutazione, attualizzati utilizzando un tasso di sconto, al lordo delle imposte, che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività.
I flussi finanziari futuri attesi utilizzati per determinare il valore d'uso si basano sul più recente Piano Industriale, approvato dal management, contenente le previsioni di volumi, ricavi, costi operativi e investimenti. Queste previsioni coprono il periodo dei prossimi tre anni; per gli esercizi successivi, si tiene conto:

- delle ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili considerate nel calcolo dei flussi di cassa, nonché della vita media utile residua degli asset o della durata delle concessioni, in base alle specificità dei business;
- di un tasso di crescita a lungo termine pari alla crescita di lungo periodo della domanda elettrica e/o dell'inflazione (in funzione del Paese e del business) e comunque non eccedente il tasso medio di crescita nel lungo termine del mercato di riferimento.

Il valore recuperabile è sensibile alle stime e alle assunzioni utilizzate per la determinazione dell'ammontare dei flussi di cassa e ai tassi di attualizzazione applicati. Tuttavia, possibili variazioni negli assunti di base per tali calcoli potrebbero produrre differenti valori recuperabili. L'analisi di ciascuno dei gruppi di attività non finanziarie è unica e richiede alla direzione aziendale l'uso di stime e ipotesi considerate prudenti e ragionevoli in relazione alle specifiche circostanze.
In linea con il suo modello di business e nel contesto del processo di transizione energetica, il Gruppo ha anche attentamente valutato se le tematiche legate al cambiamento climatico abbiano inciso sulle ipotesi ragionevoli e sostenibili utilizzate per stimare le proiezioni dei flussi finanziari. A tal riguardo, ove necessario, il Gruppo ha tenuto conto anche degli impatti derivanti dal cambiamento climatico nel lungo periodo, in particolare considerando nella stima del valore terminale un tasso di crescita di lungo termine allineato alla variazione della domanda elettrica risultante dai modelli energetici per Paese.

Le informazioni sulle principali assunzioni utilizzate per stimare il valore recuperabile delle attività con riferimento agli impatti relativi al cambiamento climatico nonché quelle relative alle variazioni di tali assunzioni sono fornite nella nota 24 "Avviamento".

Perdite attese su attività finanziarie

Alla fine di ciascuna data di riferimento del bilancio, il Gruppo rileva un fondo per le perdite attese sui crediti commerciali e le altre attività finanziarie valutate al costo ammortizzato, sugli strumenti di debito valutati al fair value rilevato a Conto economico complessivo, sulle attività derivanti da contratti con i clienti e su tutte le altre attività rientranti nell'ambito di applicazione dell'impairment.
I fondi per perdite attese sulle attività finanziarie si basano su assunzioni riguardanti il rischio di default e la misurazione delle perdite attese. Nel formulare tali assunzioni e selezionare gli input per il calcolo della perdita attesa, il management utilizza il proprio giudizio professionale, basato sulla esperienza pregressa del Gruppo, sulle condizioni di mercato attuali, oltre che su stime prospettiche alla fine di ciascuna data di riferimento del bilancio.
La perdita attesa (Expected Credit Loss, ECL), calcolata utilizzando la probabilità di default (PD), la perdita in caso di default (LGD) e l'esposizione al rischio in caso di default (EAD), è la differenza fra i flussi finanziari dovuti in base al contratto e i flussi finanziari attesi (comprensivi di tutti i mancati incassi) attualizzati usando il tasso di interesse effettivo originario (EIR).
Per maggiori informazioni sull'approccio generale e semplificato utilizzati nel calcolo delle perdite attese, si veda il contenuto della nota 48 "Strumenti finanziari per categoria".
Sulla base dello specifico mercato di riferimento e del quadro normativo applicabile, nonché delle aspettative di recupero oltre i 90 giorni, per i crediti commerciali, le attività derivanti da contratti con i clienti e i crediti per leasing, ai fini del calcolo delle perdite attese, il Gruppo applica principalmente una definizione di default pari a 180 giorni di scaduto, in quanto è considerato quale indicatore maggiormente rappresentativo dell'incremento significativo del rischio di credito. Di conseguenza, le attività finanziarie scadute da oltre 90 giorni non sono generalmente considerate in default, fatta eccezione per alcuni specifici settori commerciali regolamentati.
Per i crediti commerciali e le attività derivanti da contratti con i clienti, il Gruppo applica prevalentemente un approccio collettivo basato sul raggruppamento degli stessi in cluster, tenuto conto dello specifico contesto regolatorio e di business di riferimento. Il Gruppo adotta un approccio analitico solo per i crediti commerciali che il management considera singolarmente significativi e in presenza di specifiche informazioni sull'incremento significativo del rischio di credito.

Sulla base delle specifiche valutazioni del management, la rettifica forward looking potrà essere applicata considerando informazioni qualitative e quantitative al fine di riflettere possibili eventi e scenari macroeconomici futuri, che potrebbero influenzare il rischio del portafoglio o dello strumento finanziario.
I dettagli degli assunti chiave e degli input utilizzati sono commentati nella nota 48 "Strumenti finanziari per categoria".

Valore ammortizzabile di alcuni elementi degli impianti della filiera idroelettrica italiana a seguito della legge n. 134/2012

La disciplina delle grandi derivazioni idroelettriche è stata significativamente rettificata dal decreto legge "Semplificazioni" (decreto legge n. 135 del 2018 convertito in legge 11 febbraio 2019, n. 12). Gli aggiornamenti introdotti dalla norma in questione, laddove fossero applicabili alle concessioni

già in essere, richiederebbero una revisione delle vite utili attribuibili ad alcuni investimenti sugli impianti idroelettrici, per riflettere la possibilità che, al termine della concessione, alcuni impianti possano essere trasferiti a titolo gratuito al nuovo entrante. Tuttavia, nello stimare le vite utili di tali investimenti, la direzione, supportata anche dal parere dei propri legali, ha tenuto in considerazione il prevedibile esito dei ricorsi prontamente attivati dal Gruppo – e non solo – e i relativi profili di incostituzionalità sollevati anche dalle associazioni di categoria. Conseguentemente, ha ritenuto che la norma contenga questioni di incostituzionalità così gravi da essere effettivamente riconosciute nelle opportune sedi. In tale contesto, la direzione ha, quindi, ritenuto corretto non riflettere in alcun modo le modifiche introdotte dalla citata norma e ha dunque proseguito a valutare le vite utili di detti impianti in continuità con gli esercizi precedenti e con il precedente impianto normativo, valutando che questa sia la stima più realistica.

A tal proposito, si segnala che la legge 7 agosto 2012, n. 134 recante "Misure urgenti per la crescita del Paese", pubblicata nella Gazzetta Ufficiale in data 11 agosto 2012, ha profondamente innovato la disciplina delle concessioni idroelettriche, prevedendo, tra l'altro, che cinque anni prima dello scadere di una concessione di grande derivazione per uso idroelettrico e nei casi di decadenza, rinuncia e revoca, ove non sussista un prevalente interesse pubblico a un diverso uso delle acque incompatibile con il mantenimento dell'uso a fine idroelettrico, l'amministrazione competente indica una gara, a evidenza pubblica, per l'attribuzione a titolo oneroso della concessione per un periodo di durata da 20 anni fino a un massimo di 30 anni.

Al fine di garantire la continuità gestionale, la legge di cui sopra ha altresì definito le modalità di trasferimento dal concessionario uscente al nuovo concessionario della titolarità del ramo d'azienda necessario per l'esercizio della concessione, comprensivo di tutti i rapporti giuridici afferenti alla concessione stessa, dietro il riconoscimento di un corrispettivo, da determinarsi in contraddittorio tra il concessionario uscente e l'amministrazione concedente, tenuto conto dei seguenti elementi:

- per le opere di raccolta, di regolazione e di condotte forzate e i canali di scarico, considerati gratuitamente devolvibili dal Testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici (art. 25 del regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775), sulla base del costo storico rivalutato, calcolato al netto dei contributi pubblici in conto capitale, anch'essi rivalutati, ricevuti dal concessionario per la realizzazione di tali opere, diminuito nella misura della stima dell'ordinario degrado;
- per i beni materiali diversi dai precedenti, sulla base del valore di mercato, inteso come valore di ricostruzione a nuovo diminuito nella misura dell'ordinario degrado.

Pur riconoscendo che la nuova normativa introduce importanti novità in materia di trasferimento della titolarità del ramo d'azienda relativo all'esercizio delle concessioni idroelettriche, risultano evidenti tutte le difficoltà legate all'applicazione pratica dei suddetti princípi cui rimangono associate delle incertezze che non consentono di effettuare una stima affidabile del valore che potrà essere recuperato al termine delle attuali concessioni (valore residuo).

Pertanto, il management ha ritenuto di non poter procedere a una stima ragionevole e affidabile del valore residuo.

Dato che la norma in oggetto impone comunque al concessionario subentrante di riconoscere un corrispettivo al concessionario uscente, il management ha riconsiderato il periodo di ammortamento dei beni definiti come gratuitamente devolvibili prima della legge n. 134/2012 (fino all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2011, stante la loro gratuita devoluzione, il periodo di ammortamento era commisurato al termine più ravvicinato fra quello della concessione o della vita utile del singolo bene), commisurandolo non più alla durata della concessione ma, se più ampia, alla vita utile del singolo bene. Qualora si renderanno disponibili elementi ulteriori per effettuare una stima affidabile del valore residuo, si procederà alla modifica prospettica dei valori contabili delle attività coinvolte.

Determinazione del fair value di strumenti finanziari

Il fair value degli strumenti finanziari è determinato sulla base di prezzi direttamente osservabili sul mercato, ove disponibili, o, per gli strumenti finanziari non quotati, utilizzando specifiche tecniche di valutazione (principalmente basate sul present value) che massimizzano l'utilizzo di input osservabili sul mercato. Nelle rare circostanze ove ciò non fosse possibile, gli input sono stimati dal management tenendo conto delle caratteristiche degli strumenti oggetto di valutazione.

Per ulteriori dettagli sugli strumenti finanziari misurati al fair value, si rimanda alla nota 52 "Attività e passività misurate al fair value".

In conformità con l'IFRS 13, il Gruppo include la misura del rischio di credito, sia della controparte (Credit Valuation Adjustment o CVA) sia proprio (Debit Valuation Adjustment o DVA), al fine di poter effettuare l'aggiustamento del fair value degli strumenti finanziari derivati per la corrispondente misura del rischio controparte, applicando la metodologia riportata alla nota 52 "Attività e passività misurate al fair value".

Variazioni nelle assunzioni effettuate nella stima dei dati di input potrebbero avere effetti sul fair value rilevato per tali strumenti.

Piani pensionistici e altri piani per benefíci post-pensionamento

Una parte dei dipendenti del Gruppo beneficia di piani pensionistici che offrono prestazioni previdenziali basate sulla storia retributiva e sui rispettivi anni di servizio. Alcuni dipendenti beneficiano, inoltre, della copertura di altri piani per benefíci post-pensionamento.

I calcoli dei costi e delle passività associate a tali piani sono basati su stime effettuate da consulenti attuariali, che utilizzano una combinazione di fattori statistico-attuariali, tra cui dati statistici relativi agli anni passati e previsioni dei costi futuri. Sono inoltre considerati come componenti di stima gli

indici di mortalità e di pensionamento, le ipotesi relative all'evoluzione futura dei tassi di sconto, dei tassi di crescita delle retribuzioni, dei tassi inflazionistici, nonché l'analisi dell'andamento tendenziale dei costi dell'assistenza sanitaria.
Tali stime potranno differire sostanzialmente dai risultati effettivi, per effetto dell'evoluzione delle condizioni economiche e di mercato, di incrementi o riduzioni dei tassi di pensionamento e della durata di vita dei partecipanti, oltre che di variazioni dei costi effettivi dell'assistenza sanitaria.
Tali differenze potranno avere un impatto significativo sulla quantificazione della spesa previdenziale e degli altri oneri a questa collegati.
Per ulteriori dettagli sulle principali ipotesi attuariali adottate si rinvia alla nota 39 "Benefíci ai dipendenti".

Fondi rischi e oneri
Per maggiori dettagli riguardo i fondi rischi e oneri, si rinvia alla nota 40 "Fondi rischi e oneri".
La nota 57 "Attività e passività potenziali" fornisce anche informazioni riguardo alle attività e passività potenziali maggiormente significative per il Gruppo a fine esercizio.

Contenziosi
Il Gruppo è parte in diversi procedimenti civili, amministrativi e fiscali, collegati al normale svolgimento delle proprie attività, che potrebbero generare passività di importo significativo, per i quali non è sempre oggettivamente possibile prevedere l'esito finale. La valutazione dei rischi legati ai suddetti procedimenti è basata su elementi complessi che per loro natura implicano il ricorso a giudizio degli Amministratori, anche tenendo conto degli elementi acquisiti da parte di consulenti esterni che assistono il Gruppo, con riferimento alla loro classificazione tra le passività potenziali ovvero tra le passività.
Sono stati costituiti fondi 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.

Obbligazioni connesse agli impianti di generazione, ivi incluse quelle per smantellamento e ripristino siti
L'esercizio dell'attività di generazione può comportare obbligazioni da parte dell'esercente con riferimento a interventi futuri che dovranno essere sostenuti alla conclusione del periodo di funzionamento dell'impianto.
Tali interventi possono afferire alle attività di smantellamento degli impianti e al ripristino in bonis dei siti sui quali essi insistono ovvero a obbligazioni di natura diversa, le quali discendono naturalmente dalla tecnologia di generazione adottata. La natura di tali obbligazioni incide fortemente anche sul trattamento contabile al quale le stesse vengono assoggettate.
Nel caso degli impianti nucleari, dove tali oneri attengono sia ad attività di smantellamento sia allo stoccaggio delle scorie o di altri scarti di materiali radioattivi, la stima dei costi futuri rappresenta un processo critico in considerazione del fatto che si tratta di costi che verranno sostenuti in un arco temporale molto lungo, stimabile fino a 100 anni.
L'obbligazione, basata su ipotesi finanziarie e ingegneristiche, è calcolata attualizzando i futuri flussi di cassa attesi che il Gruppo ritiene di dover pagare a fronte delle diverse obbligazioni assunte.
Il tasso di sconto impiegato per l'attualizzazione della passività è quello cosiddetto "privo di rischio", al lordo delle imposte (pre-tax risk free rate), e si basa sui parametri economici del Paese dove l'impianto è dislocato. Tale passività è quantificata dal management sulla base della tecnologia esistente alla data di valutazione ed è rivista, ogni anno, tenendo conto dello sviluppo nelle tecniche di stoccaggio, smantellamento e ripristino del sito, nonché della continua evoluzione delle leggi esistenti in materia di protezione della salute e della tutela ambientale.
Successivamente il valore dell'obbligazione è adeguato per riflettere il trascorrere del tempo e le eventuali variazioni di stima.
Per maggiori approfondimenti si rinvia alla nota 40 "Fondi per rischi e oneri".

Contratti onerosi
Al fine di identificare un contratto oneroso, il Gruppo stima i costi non discrezionali necessari per l'adempimento delle obbligazioni assunte (incluse le eventuali penali) nell'ambito del contratto e i benefíci economici che si suppone si otterranno dallo stesso contratto.

Leasing
Quando il tasso di interesse implicito nel leasing non può essere determinato facilmente, il Gruppo utilizza il tasso di finanziamento marginale (Incremental Borrowing Rate - IBR) alla data di decorrenza del leasing, per calcolare il valore attuale dei pagamenti dovuti. Tale tasso corrisponde a quello che il locatario dovrebbe pagare per un prestito, con una durata e con garanzie simili, necessario per ottenere un'attività di valore simile all'attività consistente nel diritto di utilizzo in un contesto economico simile. In assenza di input osservabili, il Gruppo stima l'IBR sulla base di assunzioni che riflettono la durata e le condizioni contrattuali del leasing e su altre stime specifiche alla società locataria.
L'aspetto che ha richiesto il maggior ricorso al giudizio professionale da parte del Gruppo riguarda la determinazione dell'IBR, per la stima del valore attuale dei pagamenti dovuti per il leasing da corrispondere al locatore.
In tale contesto, l'approccio del Gruppo per la determinazione dell'IBR è basato sulla valutazione delle tre seguenti componenti chiave:

- il tasso privo di rischio, che considera i flussi contrattuali dei pagamenti per il leasing in valuta, il contesto economico al momento della negoziazione del contratto di leasing e la sua durata;
- l'aggiustamento per il credit spread, al fine di calcolare un IBR specifico per il locatario tenendo conto dell'eventuale garanzia della Capogruppo o di altre garanzie sottostanti;

- le rettifiche inerenti al contratto di leasing, per riflettere nel calcolo dell'IBR il fatto che il tasso di attualizzazione è direttamente collegato al tipo di attività sottostante, anziché a un tasso di finanziamento marginale generico. In particolare, il rischio di insolvenza per il locatore è mitigato dal suo diritto a reclamare l'attività sottostante.

Per ulteriori dettagli sulle passività del leasing, si rinvia alla nota 48 "Strumenti finanziari per categoria".

Imposte sul reddito

Recupero di imposte anticipate

Al 31 dicembre 2023 il Bilancio consolidato comprende attività per imposte anticipate, connesse alla rilevazione di perdite fiscali o di crediti d'imposta utilizzabili in esercizi successivi e a componenti di reddito a deducibilità tributaria differita, per un importo il cui futuro recupero è ritenuto dagli Amministratori altamente probabile.

La recuperabilità delle suddette imposte anticipate è subordinata al conseguimento di redditi imponibili futuri sufficientemente capienti per l'assorbimento delle predette perdite fiscali e per l'utilizzo dei benefici delle altre attività per imposte anticipate.

Significativi giudizi del management sono richiesti per valutare la probabilità della recuperabilità delle imposte anticipate, considerando tutte le evidenze possibili, sia negative sia positive, e per determinarne l'ammontare che può essere rilevato in bilancio, in base alla tempistica e all'ammontare dei redditi imponibili futuri, alle future strategie di pianificazione fiscale nonché alle aliquote fiscali vigenti al momento del loro riversamento. Tuttavia, nel momento in cui si dovesse constatare che il Gruppo non sia in grado di recuperare negli esercizi futuri la totalità o una parte delle imposte anticipate rilevate, la conseguente rettifica verrà imputata al Conto economico dell'esercizio in cui si verifica tale circostanza.

La recuperabilità delle attività per imposte anticipate è riesaminata a ogni chiusura di periodo; le attività per imposte anticipate non rilevate in bilancio sono nuovamente valutate a ogni data di riferimento del bilancio al fine di verificare le condizioni per la loro rilevazione.

Per ulteriori dettagli sulle imposte anticipate rilevate o non rilevate, si rinvia alla nota 25 "Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite".

Giudizi del management

Identificazione dei settori operativi

In linea con i requisiti previsti dall'IFRS 8, i settori operativi del Gruppo sono rappresentati dalle Linea di Business, identificate come componenti:

- che svolgono attività di business generatrici di ricavi e di costi (compresi i ricavi e i costi riguardanti operazioni con altre sue componenti);
- i cui risultati operativi sono rivisti periodicamente dal management ai fini dell'adozione di decisioni in merito alle risorse da allocare al settore e della valutazione dei risultati; e
- per le quali sono disponibili informazioni economico-patrimoniali separate.

Identificazione delle Cash Generating Units (CGU)

Ai fini dell'impairment test, quando non è possibile calcolare il valore recuperabile di una singola attività, il Gruppo identifica il più piccolo gruppo di attività che genera flussi finanziari in entrata ampiamente indipendenti. Una CGU rappresenta il più piccolo gruppo di attività che genera flussi finanziari in entrata che sono ampiamente indipendenti da quelli derivanti da altre attività o gruppi di attività.

Il processo di individuazione delle predette CGU implica giudizio da parte del management relativamente alla natura specifica delle attività e del business cui esse appartengono (area territoriale, aree di business, normativa di riferimento ecc.). Tale processo tiene anche conto delle modalità di gestione e monitoraggio delle attività ivi incluse, nonché dell'evidenza che i flussi finanziari in entrata derivanti dal gruppo di attività siano ampiamente indipendenti da quelli derivanti da altre attività (o gruppi di attività).

Le attività incluse in ogni CGU sono individuate anche sulla base delle modalità attraverso le quali il management le gestisce e le monitora. In particolare, il numero e il perimetro delle CGU sono sistematicamente aggiornati per riflettere gli effetti di nuove operazioni di aggregazione e riorganizzazione realizzate dal Gruppo.

Le CGU identificate dal management e alle quali è stato allocato l'avviamento iscritto nel presente Bilancio consolidato sono riportate nella nota 24 "Avviamento".

Determinazione della vita utile di attività non finanziarie

Nel determinare la vita utile di immobili, impianti e macchinari e attività immateriali aventi vita utile definita, il Gruppo considera non solo i benefici economici futuri – contenuti nelle attività – fruiti tramite il loro utilizzo, ma anche molti altri fattori, quali il deterioramento fisico, l'obsolescenza del prodotto o servizio forniti dal bene (per esempio tecnica, tecnologica o commerciale), restrizioni legali o altri vincoli similari (per esempio sicurezza, ambientali ecc.) nell'utilizzo del bene, se la vita utile del bene dipende dalla vita utile di altri beni.

Inoltre, nella stima delle vite utili delle attività interessate, il Gruppo ha tenuto conto del proprio impegno nell'ambito dell'Accordo di Parigi. Per maggiori approfondimenti si rimanda alla nota 19 "Immobili, impianti e macchinari".

Valutazione dell'esistenza dei requisiti del controllo

Secondo le previsioni dell'IFRS 10, il controllo è ottenuto quando il Gruppo è esposto a rendimenti variabili, o detiene diritti su tali rendimenti, derivanti dal rapporto con la società partecipata e ha la capacità di incidere su tali rendimenti, at-

traverso l'esercizio del proprio potere sulla società partecipata. Il potere è definito come la capacità attuale di dirigere le attività rilevanti della società partecipata in virtù di diritti sostanziali esistenti.
L'esistenza del controllo non dipende esclusivamente dal possesso della maggioranza dei diritti di voto, ma, piuttosto, dai diritti sostanziali di ciascun investitore sulla società partecipata. Conseguentemente, è richiesto il giudizio del management per valutare specifiche situazioni che determinino diritti sostanziali che attribuiscono al Gruppo il potere di dirigere le attività rilevanti della società partecipata in modo da influenzarne i rendimenti.
Ai fini dell'assessment sul requisito del controllo, il management analizza tutti i fatti e le circostanze, inclusi eventuali accordi con gli altri investitori, i diritti derivanti da altri accordi contrattuali e i diritti di voto potenziali (call option, warrant, put option assegnate ad azionisti minoritari ecc.). Tali altri fatti e circostanze possono risultare particolarmente rilevanti nell'ambito di tale valutazione soprattutto nei casi in cui il Gruppo detiene meno della maggioranza dei diritti di voto, o diritti similari, della società partecipata.
A seguito dell'analisi circa l'esistenza del requisito del controllo, in applicazione dell'IFRS 10, il Gruppo ha consolidato integralmente talune società pur non detenendone la maggioranza dei diritti di voto, valutando quindi l'esistenza di requisiti che hanno portato al riscontro di situazioni di controllo *de facto*.
Inoltre, anche se detiene più della metà dei diritti di voto di un'altra società, il Gruppo considera tutti i fatti e le circostanze rilevanti nel valutare se controlla la società partecipata.
Il Gruppo riesamina l'esistenza delle condizioni di controllo su una società partecipata quando i fatti e le circostanze indichino che ci sia stata una variazione di uno o più elementi considerati per la verifica dell'esistenza del controllo.

Valutazione dell'esistenza del controllo congiunto e del tipo di accordo a controllo congiunto

Secondo l'IFRS 11, un accordo a controllo congiunto è un accordo nel quale due o più parti detengono il controllo congiunto. Si ha il controllo congiunto unicamente quando per le decisioni relative alle attività rilevanti è richiesto il consenso unanime delle parti che condividono il controllo.
Un accordo a controllo congiunto si può configurare come una joint venture o una joint operation. Una joint venture è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività nette dell'accordo. Per contro, una joint operation è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto hanno diritti sulle attività e obbligazioni per le passività relative all'accordo.
Al fine di determinare l'esistenza del controllo congiunto e il tipo di accordo a controllo congiunto, è richiesto il giudizio del management, che deve valutare i diritti e gli obblighi derivanti dall'accordo. A tal fine il management considera la struttura e la forma legale dell'accordo, i termini concordati tra le parti nell'accordo contrattuale e, quando rilevanti, altri fatti e circostanze.
A seguito di tale analisi il Gruppo ha considerato come joint operation gli accordi per la partecipazione in Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II.
Il Gruppo riesamina l'esistenza del controllo congiunto quando i fatti e le circostanze indicano che c'è stata una variazione di uno o più elementi considerati per la verifica dell'esistenza del controllo congiunto e del tipo di accordo a controllo congiunto.
Per ulteriori dettagli sulle partecipazioni del Gruppo in joint venture, si rinvia alla nota 26 "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto".

Valutazione dell'esistenza dell'influenza notevole su una società collegata

Le società collegate sono quelle in cui il Gruppo esercita un'influenza notevole, ossia il potere di partecipare alla determinazione delle decisioni circa le politiche finanziarie e gestionali della società partecipata senza esercitare il controllo o il controllo congiunto su queste politiche. In linea generale, si presume che il Gruppo abbia un'influenza notevole quando lo stesso detiene una partecipazione di almeno il 20%.
Al fine di determinare l'esistenza dell'influenza notevole è richiesto il giudizio del management che deve valutare tutti i fatti e le circostanze.
Il Gruppo riesamina l'esistenza dell'influenza notevole quando i fatti e le circostanze indicano che c'è stata una variazione di uno o più elementi considerati per la verifica dell'esistenza di tale influenza notevole.
Per ulteriori dettagli sulle partecipazioni del Gruppo in società collegate, si rinvia alla nota 26 "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto".

Determinazione delle attività non correnti (o gruppi in dismissione) possedute per la vendita e attività operative cessate (discontinued operation)

Un'attività è classificata come "posseduta per la vendita" quando la sua vendita è altamente probabile.
Per valutare se una vendita è altamente probabile, il Gruppo considera se:

- il management è impegnato in un programma per la dismissione dell'attività (o del gruppo in dismissione), e sono state avviate tutte le attività necessarie per individuare un acquirente e completare il programma;
- si prevede che la vendita venga completata entro un anno dalla data di classificazione dell'attività come posseduta per la vendita, soggetto a proroga qualora il ritardo sia causato da eventi o circostanze indipendenti dal controllo del Gruppo e vi siano sufficienti evidenze che lo stesso mantenga il proprio impegno nel programma di vendita;
- le azioni richieste per completare il programma di vendita

dimostrino l'improbabilità che il programma possa essere significativamente modificato o annullato.

Inoltre, un'attività (o gruppo di attività) è presentata dal Gruppo come discontinued operation quando è classificata come posseduta per la vendita, e:

- rappresenta un importante ramo autonomo di attività o area geografica di attività;
- fa parte di un unico programma coordinato di dismissione di un importante ramo autonomo di attività o un'area geografica di attività; o
- è una società controllata acquisita esclusivamente al fine della sua vendita.

Applicazione dell'"IFRIC 12 – Accordi per servizi in concessione" alle concessioni

Il Gruppo come concessionario applica l'IFRIC 12 agli accordi per servizi in concessione da "pubblico a privato", in cui un'autorità pubblica (ossia, il concedente) trasferisce a un concessionario il diritto di gestire le infrastrutture utilizzate per fornire servizi pubblici.

In particolare, il management valuta se gli accordi per servizi in concessione da "pubblico a privato" sono nel perimetro di applicazione IFRIC 12 in base a quanto segue:

- il concedente controlla o regolamenta quali servizi il concessionario deve fornire con l'infrastruttura, a chi li deve fornire e a quale prezzo; e
- il concedente controlla, tramite la proprietà, titolo a beneficio o in un altro modo, qualsiasi interessenza residua significativa nell'infrastruttura alla scadenza dell'accordo.

Sulla base di tali analisi, l'IFRIC 12 è risultato applicabile ad accordi per servizi in concessione da parte di talune società operanti principalmente in Brasile.

Per ulteriori dettagli sugli accordi per servizi in concessione rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12, si rinvia alla nota 20 "Infrastrutture comprese nell'"IFRIC 12 - Accordi per servizi in concessione'".

Ricavi provenienti da contratti con clienti

Il Gruppo analizza con cura le condizioni e termini contrattuali a livello di giurisdizione locale al fine di determinare se un contratto esiste e se crea diritti e obbligazioni esigibili, così da applicare l'IFRS 15 solo a tali contratti.

Qualora un contratto preveda una molteplicità di beni e servizi promessi, il Gruppo valuta se questi devono essere rilevati separatamente o congiuntamente, considerando sia le caratteristiche individuali dei beni/servizi (ossia, se essi sono distinti oppure se si tratta di una serie di beni o servizi distinti che sono sostanzialmente uguali e che presentano le stesse modalità di trasferimento al cliente nel corso del tempo), sia la natura della promessa nel contesto contrattuale. A tal fine, devono essere inoltre considerati tutti i fatti e le circostanze relativi al contratto specifico nel contesto legale e regolatorio di riferimento. Per valutare quando un'obbligazione di fare è soddisfatta, il Gruppo valuta il momento in cui il controllo dei beni o servizi è trasferito al cliente, considerato principalmente dal punto di vista del cliente stesso.

Per ogni obbligazione di fare, e in relazione alla tipologia di transazione:

- il ricavo viene rilevato nel corso del tempo sulla base dei progressi verso il completo adempimento dell'obbligazione di fare, se la stessa è adempiuta nel corso del tempo, come nel caso della prestazione dei servizi. La misurazione dei progressi verso l'adempimento di un'obbligazione di fare viene effettuata, in maniera consistente per obbligazioni di fare e circostanze similari, utilizzando un metodo basato sugli "output" oppure sugli "input". In particolare, il metodo del costo sostenuto (cost-to-cost method) è considerato adeguato, tranne nei casi in cui un'analisi specifica del contratto suggerisca l'uso di un metodo più appropriato. Nel caso in cui non sia in grado di valutare ragionevolmente i progressi verso l'adempimento dell'obbligazione di fare, il Gruppo rileva i ricavi solo nella misura dei costi sostenuti che sono considerati recuperabili;
- il ricavo è riconosciuto nel momento in cui il cliente ottiene il controllo dell'attività promessa, considerando, nel complesso, tutti gli indicatori rilevanti, se invece l'obbligazione di fare è adempiuta in un determinato momento, come nel caso della fornitura di beni.

Per determinare se un contratto comprende un corrispettivo variabile (ovvero un corrispettivo che può variare o dipende dal verificarsi o meno di un evento futuro), il Gruppo fa riferimento a tutti i fatti e circostanze applicabili. Nella stima del corrispettivo variabile, il Gruppo utilizza il metodo che consente di prevedere meglio l'importo del corrispettivo al quale avrà diritto, applicandolo in modo uniforme per tutta la durata del contratto e a contratti simili, anche utilizzando tutte le informazioni a sua disposizione, e aggiornando tale stima fino a che non sia risolta l'incertezza. Il Gruppo include i corrispettivi variabili stimati nel prezzo dell'operazione solo nella misura in cui è altamente probabile che quando successivamente sarà risolta l'incertezza associata al corrispettivo variabile non si verifichi un significativo aggiustamento al ribasso dell'importo dei ricavi cumulati rilevati.

Il Gruppo considera di agire in qualità di "agent" in taluni contratti in cui non ha la responsabilità principale per l'adempimento del contratto e pertanto non controlla i beni e servizi prima del loro trasferimento ai clienti. Per esempio, il Gruppo agisce in qualità di "agent" in taluni contratti relativi a servizi di connessione alla rete dell'energia elettrica/gas e ad altre attività collegate in funzione dell'assetto regolamentare o normativo locale.

Nei contratti che prevedono più di un'obbligazione di fare (per esempio contratti di vendita "bundled"), in generale il Gruppo ripartisce il prezzo dell'operazione fra le diverse obbligazioni di fare in proporzione al prezzo di vendita a sé stante dei beni o servizi distinti inclusi in ciascuna ob-

bligazione di fare. Il Gruppo determina i prezzi di vendita a sé stanti tenendo conto di tutte le informazioni e usando i prezzi osservabili quando sono disponibili sul mercato o, in mancanza di ciò, avvalendosi di un metodo di stima che massimizza l'utilizzo di input osservabili e applicandolo in modo uniforme in circostanze analoghe.
Se il Gruppo valuta che un contratto comprende un'opzione per beni o servizi aggiuntivi (per esempio programmi di fidelizzazione della clientela od opzioni di rinnovo) che riconosce al cliente un diritto significativo, il prezzo dell'operazione è allocato a tale opzione considerando che questa rappresenti un'obbligazione di fare aggiuntiva.

Il Gruppo valuta la recuperabilità dei costi incrementali per l'ottenimento di un contratto sia a livello di singolo contratto sia per gruppo di contratti, se tali costi sono associati a un gruppo di contratti.
Il Gruppo supporta la recuperabilità di tali costi in base alla propria esperienza con altre operazioni simili e valutando fattori diversi, tra cui potenziali rinnovi, modifiche e contratti successivi con lo stesso cliente.
Il Gruppo ammortizza tali costi sulla durata media del rapporto con il cliente. Al fine di determinare tale periodo atteso di ottenimento di benefíci derivanti dal contratto, il Gruppo si avvale della sua esperienza pregressa (per esempio il "tasso di abbandono"), di indicazioni previsionali desumibili da contratti simili e di informazioni disponibili sull'andamento del mercato.

Power Purchase Agreement
I Power Purchase Agreement (PPA), che prevedono la consegna fisica dell'energia e che non rispettano i requisiti dell'IFRS 10 per l'esistenza del controllo o del controllo congiunto su una società o su un asset e dell'IFRS 16 per la rilevazione di un leasing, ma che rispettano la definizione di derivato dell'IFRS 9, sono contabilizzati in base alle regole dell'own use exemption quando le relative condizioni sono soddisfatte.
Con riferimento ai Virtual PPA che rispettano la definizione di derivato ai sensi dell'IFRS 9 si rinvia alla nota 51 "Derivati ed hedge accounting".

Classificazione e valutazione delle attività finanziarie
Alla data di rilevazione iniziale, al fine di classificare le attività finanziarie, come attività finanziarie al costo ammortizzato, al fair value rilevato tra le altre componenti di Conto economico complessivo e al fair value rilevato a Conto economico, il management valuta le caratteristiche contrattuali dei flussi di cassa dello strumento unitamente al modello di business adottato per gestire le attività finanziarie al fine di generare flussi di cassa.
Per valutare le caratteristiche dei flussi di cassa contrattuali dello strumento, il management effettua l'"SPPI test" a livello di singolo strumento per determinare se lo stesso generi flussi di cassa che rappresentano solamente pagamento di capitale e interessi, effettuando specifiche valutazioni sulle clausole contrattuali degli strumenti finanziari così come analisi quantitative qualora necessarie.
Il modello di business determina se i flussi di cassa deriveranno dall'incasso degli stessi in base al contratto, dalla vendita delle attività finanziarie o da entrambi.
Per maggiori dettagli, si rinvia alla nota 48 "Strumenti finanziari per categoria".

Hedge accounting
L'hedge accounting è applicato ai derivati al fine di riflettere in bilancio gli effetti delle strategie di risk management del Gruppo.
A tale scopo, il Gruppo documenta all'inception della transazione la relazione tra lo strumento di copertura e l'elemento coperto, così come gli obiettivi e la strategia di risk management. Inoltre, il Gruppo valuta, sia all'inception della relazione sia su base sistematica, se gli strumenti di copertura sono altamente efficaci nel compensare le variazioni nel fair value o nei flussi di cassa degli elementi coperti.
Sulla base del giudizio del management, la valutazione dell'efficacia basata sull'esistenza di una relazione economica tra gli strumenti di copertura e gli elementi coperti, la dominanza del rischio di credito nelle variazioni di valore e l'*hedge ratio*, così come la misurazione dell'inefficacia, sono valutate mediante un assessment qualitativo o un calcolo quantitativo, a seconda degli specifici fatti e circostanze e delle caratteristiche degli strumenti di copertura e degli elementi coperti.
In relazione alle coperture dei flussi di cassa di transazioni future, il management valuta e documenta che le stesse sono altamente probabili e presentano una esposizione alle variazioni dei flussi di cassa che impatta il Conto economico.

Per maggiori dettagli circa le assunzioni chiave sulla valutazione dell'efficacia e la misurazione dell'inefficacia, si rinvia alla nota 51.1 "Derivati designati come strumenti di copertura".

Leasing
Considerata la complessità richiesta per la valutazione dei contratti di leasing, unita alla loro durata a lungo termine, l'applicazione dell'IFRS 16 impone un significativo ricorso al giudizio professionale. In particolare, ciò è stato necessario per:
- applicare la definizione di leasing a fattispecie tipiche dei settori in cui opera il Gruppo;
- identificare la componente di servizio nell'ambito dei contratti di leasing;
- valutare eventuali opzioni di rinnovo e di risoluzione previste nei contratti al fine di determinare la durata dei contratti, esaminando congiuntamente la probabilità di esercizio di tali opzioni e qualsiasi significativa miglioria sulle attività sottostanti;
- identificare eventuali pagamenti variabili che dipendono da indici o tassi per determinare se le variazioni di questi

ultimi possano avere un impatto sui futuri pagamenti per il leasing nonché sull'ammontare dell'attività consistente nel diritto di utilizzo;
- stimare il tasso di attualizzazione per calcolare il valore attuale dei pagamenti dovuti per il leasing; per ulteriori dettagli sulle ipotesi usate per la stima di questo tasso si rinvia al sottoparagrafo "Uso di stime".

Per maggiori dettagli riguardo i contratti di leasing, si rinvia alla nota 21 "Leasing".

Incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito

Il Gruppo determina se prendere in considerazione ciascun trattamento fiscale incerto separatamente o congiuntamente a uno o più trattamenti fiscali incerti, nonché se riportare l'effetto dell'incertezza usando il metodo dell'importo più probabile o il metodo del valore atteso, scegliendo quello che, secondo le sue proiezioni, meglio prevede la soluzione dell'incertezza, tenuto conto delle normative fiscali locali.

Il Gruppo effettua un significativo ricorso al giudizio professionale nell'identificare le incertezze sui trattamenti ai fini delle imposte sul reddito e riesamina i giudizi e le stime effettuate in presenza di un cambiamento dei fatti e delle circostanze che potrebbe modificare la conclusione sull'accettabilità di un determinato trattamento fiscale oppure sulla stima degli effetti dell'incertezza, o entrambi.

Per ulteriori dettagli circa le imposte sul reddito, si rinvia alla nota 17 "Imposte".

2.2 Princípi contabili rilevanti

Parti correlate

Ai sensi dello IAS 24, per parti correlate si intendono principalmente quelle che condividono con Enel SpA il medesimo soggetto controllante, le società che direttamente o indirettamente sono controllate da Enel SpA, le società collegate o joint venture (comprese le loro controllate) di Enel SpA, o le società collegate o joint venture (comprese le loro controllate) di qualsiasi società del Gruppo. Nella definizione di parti correlate rientrano, inoltre, quelle entità che gestiscono piani di benefíci post-pensionistici per i dipendenti di Enel SpA o di sue società correlate (nello specifico, i fondi pensione FOPEN e FONDENEL), nonché i Sindaci e i loro stretti familiari, i dirigenti con responsabilità strategiche e i loro stretti familiari, di Enel SpA e di società da questa controllate. I dirigenti con responsabilità strategiche sono coloro che hanno il potere e la responsabilità, diretta o indiretta, della pianificazione, della direzione, del controllo delle attività della Società e comprendono i relativi Amministratori (esecutivi o meno).

Società controllate

Ai sensi dell'IFRS 10, le società controllate sono le società su cui il Gruppo detiene il controllo. Per maggiori dettagli circa la definizione di controllo, si rinvia al paragrafo "Valutazione dell'esistenza dei requisiti del controllo" all'interno della nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management".

I bilanci delle società controllate utilizzati ai fini della predisposizione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2023 sono elaborati in accordo con i princípi contabili adottati dal Gruppo.

Se una società controllata utilizza princípi contabili diversi da quelli adottati nella predisposizione del Bilancio consolidato per operazioni e fatti simili in circostanze similari, vengono effettuate opportune rettifiche per garantire la conformità ai princípi contabili di Gruppo.

I valori delle società controllate sono consolidati integralmente linea per linea nei conti consolidati a partire dalla data in cui il Gruppo ne acquisisce il controllo e sino alla data in cui tale controllo cessa di esistere.

Il risultato dell'esercizio e le altre componenti di Conto economico complessivo sono attribuiti agli azionisti della Capogruppo e ai terzi anche se i risultati attribuiti a questi ultimi presentano una perdita.

Le attività, le passività, gli elementi del patrimonio netto, gli utili, le perdite e i flussi di cassa relativi a transazioni infragruppo sono completamente eliminati.

Le variazioni nella quota di possesso in partecipazioni in società controllate che non implicano la perdita del controllo sono rilevate come operazioni sul capitale rettificando la quota attribuibile agli azionisti della Capogruppo e quella ai terzi per riflettere le variazioni nelle loro relative quote di possesso. L'eventuale differenza tra l'ammontare al quale vengono rettificate le partecipazioni di minoranza e il fair value del corrispettivo pagato o ricevuto viene rilevata direttamente nel patrimonio netto consolidato.

Quando il Gruppo perde il controllo su una società controllata, l'eventuale partecipazione residua nella società precedentemente controllata viene rimisurata al fair value alla data in cui si perde il controllo, rilevando l'eventuale utile o perdita derivante dalla perdita del controllo a Conto economico. Inoltre, la quota delle OCI riferita alla controllata di cui si perde il controllo è trattata contabilmente come se il Gruppo avesse direttamente dismesso le relative attività o passività.

Partecipazioni in società collegate e joint arrangement

Nel Bilancio consolidato le partecipazioni in società collegate e joint arrangement sono valutate secondo i requisiti previsti dallo IAS 28 (Partecipazioni in società collegate e joint venture) e dall'IFRS 11 (Joint arrangement).

A tal riguardo, le società collegate sono quelle in cui il Gruppo esercita un'influenza notevole, mentre una joint venture è un accordo nel quale il Gruppo detiene il controllo congiunto e vanta diritti sulle attività nette dell'accordo.

Le partecipazioni in società collegate e in joint venture sono contabilizzate con il metodo del patrimonio netto (equity method), secondo il quale tali partecipazioni sono rilevate inizialmente al costo allocando al valore contabile delle stesse l'eventuale avviamento emergente dalla differenza

tra il costo della partecipazione e la quota di interessenza del Gruppo nel fair value netto delle attività e delle passività identificabili della società partecipata, alla data di acquisizione.
Successivamente alla data di acquisizione, il valore contabile della partecipazione è rettificato per rilevare la quota di pertinenza del Gruppo dell'utile (perdita) della società collegata o joint venture con effetto sul Conto economico del Gruppo. Rettifiche del valore contabile possono essere necessarie anche a seguito di variazioni della quota di pertinenza del Gruppo nella società collegata o joint venture, derivanti da variazioni nelle voci del prospetto delle altre componenti di Conto economico complessivo della partecipata. La quota di pertinenza del Gruppo di tali variazioni è rilevata tra le altre componenti di Conto economico complessivo del Gruppo.
I dividendi ricevuti da partecipazioni in società collegate e joint venture sono contabilizzati a rettifica del valore contabile della partecipazione.
Gli utili e le perdite derivanti da transazioni tra il Gruppo e una società collegata o joint venture sono rilevati nel Bilancio consolidato soltanto limitatamente alla quota di interessenza di terzi nella collegata o nella joint venture.
I bilanci delle società collegate e delle joint venture sono preparati per lo stesso periodo contabile del Gruppo.
Successivamente all'applicazione del metodo del patrimonio netto, il Gruppo valuta se è necessario rilevare un impairment relativo alla partecipazione nella società collegata o joint venture. Se vi è una evidenza obiettiva di riduzione di valore, l'intero valore contabile della partecipazione è sottoposto a impairment test in conformità allo IAS 36 come un'unica attività. Per maggiori dettagli circa l'impairment, si rinvia al paragrafo "Impairment delle attività non finanziarie" all'interno della nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management".

Quando un'interessenza partecipativa cessa di essere una società collegata o una joint venture, il Gruppo rileva l'eventuale partecipazione residua nella società al fair value (con contropartita il Conto economico); tutti gli importi precedentemente rilevati nelle OCI relativi a tali investimenti sono contabilizzati come se le partecipate avessero direttamente dismesso le relative attività o passività.
In caso di riduzione di una quota di partecipazione in una società collegata o joint venture che non implica la perdita di influenza notevole o del controllo congiunto, il Gruppo continua ad applicare il metodo del patrimonio netto e la quota degli utili e delle perdite precedentemente rilevati nell'ambito delle OCI, relativa a tale riduzione, è contabilizzata come se il Gruppo avesse direttamente dismesso le relative attività o passività.
Una joint operation è un accordo a controllo congiunto nel quale il Gruppo, che detiene il controllo congiunto, ha diritti sulle attività e obbligazioni per le passività relative all'accordo. Per ogni joint operation il Gruppo rileva attività, passività, costi e ricavi sulla base dei termini dell'accordo e non in base all'interessenza partecipativa detenuta.
Nel caso in cui vi sia un incremento dell'interessenza in un'attività a controllo congiunto, che soddisfa la definizione di business:

- se il Gruppo acquisisce il controllo, e aveva diritti sulle attività e obbligazioni per le passività relative all'attività a controllo congiunto immediatamente prima della data di acquisizione, allora l'operazione rappresenta un'aggregazione aziendale realizzata in più fasi per cui effettua il ricalcolo dell'interessenza che deteneva in precedenza nell'attività a controllo congiunto al rispettivo fair value a ciascuna data di acquisizione;
- se il Gruppo ottiene il controllo congiunto (ossia, aveva già una interessenza in un'attività a controllo congiunto senza detenerne il controllo congiunto), l'interessenza precedentemente detenuta nell'attività a controllo congiunto non deve essere rimisurata.

Per ulteriori dettagli sulle partecipazioni del Gruppo in società collegate e joint venture, si rinvia alla nota 26 "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto".

Conversione delle poste in valuta

Ai sensi dello IAS 21 (Effetti delle variazioni dei cambi delle valute estere), le transazioni in valute diverse dalla valuta funzionale sono contabilizzate, al momento della rilevazione iniziale, al tasso di cambio a pronti in essere alla data dell'operazione.
Successivamente, le attività e le passività monetarie denominate in valuta diversa dalla valuta funzionale sono convertite usando il tasso di cambio a pronti alla data di riferimento del bilancio.
Le attività e le passività non monetarie denominate in valuta estera, iscritte al costo storico, sono convertite usando il tasso di cambio in essere alla data di rilevazione iniziale della transazione. Le attività e le passività non monetarie denominate in valuta, iscritte al fair value, sono convertite utilizzando il tasso di cambio alla data di determinazione del fair value.
Le differenze di cambio eventualmente emergenti sono rilevate a Conto economico.
Nel determinare il tasso di cambio a pronti da utilizzare per la rilevazione iniziale dell'attività, del costo o del ricavo (o parte di essi) connessi all'eliminazione contabile di un'attività o passività non monetaria derivante dal pagamento o dal ricevimento di un anticipo in valuta estera, la data dell'operazione è quella in cui il Gruppo rileva inizialmente l'attività o la passività non monetaria relativa all'anticipo.

Conversione dei bilanci in valuta

Nel Bilancio consolidato i proventi, i costi, le attività e le passività sono espressi in euro, che rappresenta la valuta di presentazione della Capogruppo.
Ai sensi dello IAS 21 e ai fini della predisposizione del Bilancio consolidato, i bilanci delle società consolidate con valuta funzionale diversa da quella di presentazione del Bilancio consolidato, sono convertiti in euro applicando alle attività e

passività, inclusi l'avviamento e le rettifiche effettuate in sede di consolidamento, il tasso di cambio in essere alla data di chiusura dell'esercizio e alle voci di Conto economico il cambio medio dell'esercizio a condizione che approssimi i tassi di cambio in essere alla data delle rispettive operazioni.
Le relative differenze cambio sono rilevate direttamente a patrimonio netto e sono esposte separatamente in un'apposita riserva dello stesso; tale riserva è riversata proporzionalmente a Conto economico al momento della cessione (parziale o totale) della partecipazione.
Quando la valuta funzionale di una società consolidata è la valuta di un'economia iperinflazionata, il Gruppo riespone il Bilancio secondo quanto previsto dallo IAS 29 (Rendicontazione contabile in economie iperinflazionate), prima di applicare lo specifico metodo di conversione esposto di seguito.
Al fine di considerare l'impatto dell'iperinflazione sul tasso di cambio della moneta locale, la situazione patrimoniale-finanziaria e il risultato economico (ossia attività, passività, voci di patrimonio netto, ricavi e costi) di una società del Gruppo la cui valuta funzionale è la valuta di un'economia iperinflazionata sono convertiti nella moneta di presentazione del Gruppo (euro) utilizzando il tasso di cambio in essere alla data di chiusura dell'esercizio, eccetto per gli importi comparativi presentati nel Bilancio dell'anno precedente che non sono rettificati per variazioni successive nel livello di prezzo o variazioni successive nei tassi di cambio.

Avviamento

L'avviamento rappresenta i futuri benefici economici risultanti da altre attività acquisite in una aggregazione aziendale non individuate singolarmente e rilevate separatamente, ed è riconosciuto nel Bilancio consolidato alla data di acquisizione del controllo del business.
A tal fine, Il Gruppo rileva le aggregazioni aziendali utilizzando:

- il "purchase method", per tutte le aggregazioni aziendali antecedenti al 1° gennaio 2010 e concluse entro il predetto esercizio, in base a quanto previsto dall'IFRS 3 (2004), ove il costo di acquisto è pari al fair value alla data di scambio delle attività cedute, e delle passività sostenute o assunte, più i costi direttamente attribuibili all'acquisizione. Tale costo è stato allocato rilevando le attività, le passività e le passività potenziali identificabili dell'acquisita ai relativi fair value. L'eventuale eccedenza positiva del costo di acquisto rispetto al fair value della quota delle attività nette acquisite di pertinenza del Gruppo è stata contabilizzata come avviamento. Il valore dell'interessenza di terzi è stato determinato in proporzione alla quota di partecipazione detenuta dai terzi nelle attività nette. Nelle aggregazioni aziendali realizzate in più fasi, al momento dell'acquisizione del controllo, le rettifiche ai fair value relative agli attivi netti precedentemente acquisiti sono state riflesse a patrimonio netto; l'ammontare dell'avviamento è stato determinato separatamente per ogni singola transazione sulla base del fair value delle attività nette acquisite alla data di ogni singola transazione;
- l'"acquisition method", per tutte le aggregazioni aziendali successive al 1° gennaio 2010 in base a quanto previsto dall'IFRS 3 (2008), nel prosieguo IFRS 3 Revised, ove il costo di acquisto (ovvero corrispettivo trasferito) è pari al fair value, alla data di acquisizione, delle attività acquisite, delle passività sostenute o assunte, nonché degli eventuali strumenti di capitale emessi dall'acquirente. Il costo di acquisto include il fair value delle eventuali attività e passività per corrispettivi potenziali. Il corrispettivo trasferito è allocato rilevando le attività, le passività e le passività potenziali identificabili dell'acquisita ai relativi fair value alla data di acquisizione. A tal riguardo l'avviamento è definito come l'eventuale eccedenza tra la sommatoria del corrispettivo trasferito, valutato al fair value alla data di acquisizione, l'importo di qualsiasi partecipazione di minoranza e qualsiasi interessenza nell'acquisita precedentemente detenuta dal Gruppo (in una aggregazione aziendale realizzata in più fasi), rispetto al valore netto degli importi delle attività identificabili acquisite e delle passività sostenute o assunte, valutate al fair value. Il valore contabile delle interessenze di terzi è determinato in proporzione alle quote di partecipazione detenute dai terzi nelle attività nette identificabili dell'acquisita, ovvero al loro fair value alla data di acquisizione.

L'IFRS 3 Revised richiede, tra l'altro, quanto segue:

- i costi direttamente attribuibili all'acquisizione sono rilevati a Conto economico;
- qualora l'aggregazione aziendale fosse realizzata in più fasi, al momento dell'acquisizione del controllo, le quote partecipative detenute precedentemente nella società acquisita, sono rimisurate al fair value e l'eventuale differenza (positiva o negativa) è rilevata a Conto economico;
- l'eventuale corrispettivo potenziale è rilevato al fair value alla data di acquisizione. Le variazioni successive del fair value del corrispettivo potenziale, classificato come un'attività o una passività, ossia come uno strumento finanziario ai sensi dell'IFRS 9, sono rilevate a Conto economico, altrimenti è valutato in base allo specifico IFRS/IAS di riferimento. Il corrispettivo potenziale che è classificato come strumento di capitale non è rimisurato, e, conseguentemente il suo regolamento è contabilizzato nell'ambito del patrimonio netto;
- nel caso in cui i fair value delle attività, delle passività e delle passività potenziali possano determinarsi solo provvisoriamente, l'aggregazione aziendale è rilevata utilizzando tali valori provvisori. Le eventuali rettifiche, derivanti dal completamento del processo di valutazione, sono rilevate entro 12 mesi a partire dalla data di acquisizione, rideterminando i dati comparativi.

L'avviamento emergente dall'acquisizione di società controllate è rilevato separatamente e, dopo l'iscrizione ini-

ziale, non è assoggettato ad ammortamento ma verificato, almeno annualmente, ai fini dell'impairment. Si precisa che ai fini dell'impairment test l'avviamento è allocato, dalla data di acquisizione, a ciascuna CGU o gruppo di CGU che si prevede beneficerà delle sinergie dell'aggregazione.
Maggiori informazioni sull'impairment test sono riportate nel paragrafo "Impairment delle attività non finanziarie" all'interno della nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management".
L'avviamento relativo a partecipazioni in società collegate e in joint venture è incluso nel valore contabile di tali attività.

Misurazione del fair value

Per tutte le valutazioni al fair value e per la relativa informativa integrativa, così come richiesto o consentito dai princípi contabili internazionali, il Gruppo applica l'IFRS 13.
Il fair value rappresenta il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività nell'ambito di una transazione ordinaria posta in essere tra operatori di mercato, alla data di valutazione (c.d. "exit price").
La valutazione al fair value presuppone che l'operazione di vendita dell'attività o di trasferimento della passività abbia luogo nel mercato principale, ossia nel mercato in cui ha luogo il maggior volume e livello di transazioni per l'attività o la passività. In assenza di un mercato principale, si ipotizza che la transazione abbia luogo nel mercato più vantaggioso al quale il Gruppo ha accesso, vale a dire il mercato suscettibile di massimizzare i risultati della transazione di vendita dell'attività o di minimizzare l'ammontare da pagare per trasferire la passività.
Il fair value di un'attività o di una passività è determinato utilizzando le assunzioni che gli operatori di mercato prenderebbero in considerazione per definire il prezzo dell'attività o della passività, assumendo che gli stessi agiscano secondo il loro migliore interesse economico. Gli operatori di mercato sono acquirenti e venditori indipendenti, informati, in grado di concludere una transazione per l'attività o la passività e interessati, ma non obbligati o diversamente indotti a perfezionare la transazione.
Nella misurazione del fair value, il Gruppo considera le caratteristiche delle specifiche attività o passività, in particolare:

- per le attività non finanziarie considera la capacità di un operatore di mercato di generare benefíci economici impiegando l'attività nel suo massimo e migliore utilizzo o vendendola a un altro operatore di mercato capace di impiegarla nel suo massimo e migliore utilizzo;
- per le passività e gli strumenti rappresentativi di capitale proprio, il fair value include l'effetto del cosiddetto "non-performance risk", ossia il rischio che il Gruppo non sia in grado di adempiere alle proprie obbligazioni, compreso tra l'altro anche il rischio di credito proprio del Gruppo.

Nella misurazione del fair value delle attività e delle passività, il Gruppo utilizza tecniche di valutazione adeguate alle circostanze e per le quali sono disponibili dati sufficienti per valutare il fair value stesso, massimizzando l'utilizzo di input osservabili e riducendo al minimo l'utilizzo di input non osservabili.

Immobili, impianti e macchinari

Ai sensi dello IAS 16 gli immobili, impianti e macchinari sono iscritti al costo, al netto del fondo ammortamento e di qualsiasi perdita per riduzione di valore accumulata. Tale costo è comprensivo dei costi accessori direttamente attribuibili per portare il bene nel luogo e nelle condizioni necessarie alla sua messa in funzione e per l'uso per cui è stato acquistato.
Il costo è inoltre incrementato, in presenza di obbligazioni legali o implicite, del valore attuale del costo stimato per lo smantellamento del bene e/o ripristino del sito su cui insiste. La corrispondente passività è rilevata in un fondo del passivo nell'ambito dei fondi per rischi e oneri. Maggiori informazioni sulle revisioni di stima di questi costi, del trascorrere del tempo e del tasso di attualizzazione sono indicate nella nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management".
Gli immobili, impianti e macchinari trasferiti dai clienti a fronte della prestazione di servizi di connessione alla rete elettrica e/o della fornitura di altri servizi correlati sono rilevati al fair value alla data in cui il controllo è ottenuto.
Gli oneri finanziari direttamente attribuibili all'acquisto, costruzione o produzione di beni che richiedono un rilevante periodo prima di essere pronti per l'uso o la vendita (c.d. "qualifying asset"), sono capitalizzati come parte del costo dei beni stessi. Gli oneri finanziari connessi all'acquisto/costruzione di beni che non presentano tali caratteristiche vengono rilevati a Conto economico nell'esercizio di competenza.
Alcuni beni, oggetto di rivalutazione alla data di transizione agli IFRS o in periodi precedenti, sono stati rilevati sulla base del loro fair value, considerato come valore sostitutivo del costo (deemed cost) alla data di rivalutazione.
Qualora parti significative di singoli immobili, impianti e macchinari abbiano differenti vite utili, le componenti identificate sono rilevate e ammortizzate separatamente.
I costi sostenuti successivamente all'acquisto sono rilevati a incremento del valore contabile dell'elemento cui si riferiscono, qualora sia probabile che i futuri benefíci associati al costo sostenuto per sostituire una parte del bene affluiscano al Gruppo e il costo dell'elemento possa essere determinato attendibilmente. Tutti gli altri costi sono rilevati nel Conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.
I costi di sostituzione sono rilevati come incremento del valore contabile del bene cui fanno riferimento e sono ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore netto contabile dell'unità sostituita è eliminato contabilmente con imputazione a Conto economico.
Gli immobili, impianti e macchinari, al netto del valore residuo, sono ammortizzati a quote costanti in base alla vita

utile stimata del bene che è riesaminata con periodicità annuale; eventuali cambiamenti dei criteri di ammortamento sono applicati prospetticamente. L'ammortamento ha inizio quando il bene è disponibile all'uso. Per maggiori dettagli circa la stima della vita utile, si rimanda alla nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management".

Fabbricati civili	10-60 anni
Fabbricati e opere civili inclusi in impianti	10-100 anni
Centrali idroelettriche:	
- condotte forzate	10-65 anni
- macchinario meccanico ed elettrico	10-65 anni
- altre opere idrauliche fisse	10-100 anni
Centrali termoelettriche:	
- caldaie e componenti ausiliari	20-40 anni
- componenti turbogas	10-40 anni
- macchinario meccanico ed elettrico	5-40 anni
- altre opere idrauliche fisse	60 anni
Centrali nucleari	50 anni
Centrali geotermoelettriche:	
- torri refrigeranti	20 anni
- turbine e generatori	10-50 anni
- parti turbina a contatto con il fluido	10 anni
- macchinario meccanico ed elettrico	20-40 anni
Impianti di produzione da fonte eolica:	
- torri	20-30 anni
- turbine e generatori	20-30 anni
- macchinario meccanico ed elettrico	15-30 anni
Impianti di produzione da fonte solare:	
- macchinario meccanico ed elettrico	15-30 anni
Impianti di illuminazione pubblica e artistica:	
- impianti di illuminazione pubblica	10-20 anni
- impianti di illuminazione artistica	20 anni
Linee di trasporto	10-60 anni
Stazioni di trasformazione	20-55 anni
Impianti di distribuzione:	
- linee di alta tensione	10-60 anni
- cabine primarie	10-50 anni
- reti di media e bassa tensione	10-50 anni
Contatori:	
- contatori elettromeccanici	5-40 anni
- gruppi di misura bilancio energia	10 anni
- contatori elettronici	15 anni
Colonnine di ricarica	7-15 anni

La vita utile delle migliorie su beni di terzi è determinata sulla base della durata del contratto di locazione o, se inferiore, della durata dei benefici derivanti dalla miglioria stessa.

I terreni non sono ammortizzati in quanto elementi a vita utile illimitata.

I beni rilevati nell'ambito degli immobili, impianti e macchinari sono eliminati contabilmente al momento della loro dismissione (ossia, alla data in cui il destinatario ottiene il controllo) oppure quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione. L'eventuale utile o perdita, rilevato a Conto economico, è calcolato come differenza tra i corrispettivi netti della dismissione, determinati secondo le previsioni dell'IFRS 15 in merito al prezzo dell'operazione, e il valore netto contabile dei beni eliminati.

Beni gratuitamente devolvibili

Gli impianti del Gruppo includono beni gratuitamente devolvibili asserviti alle concessioni prevalentemente riferibili alle grandi derivazioni di acque e alle aree demaniali destinate all'esercizio degli impianti di produzione termoelettrica.

Nel contesto regolatorio italiano vigente fino al 2011, alle date di scadenza delle concessioni, salvo loro rinnovo, tutte le opere di raccolta e di regolazione, le condotte forzate, i canali di scarico e gli impianti che insistono su aree demaniali, avrebbero dovuto essere devoluti gratuitamente allo Stato, in condizione di regolare funzionamento. Conseguentemente, gli ammortamenti dei beni gratuitamente devolvibili risultavano commisurati sulla base della minore tra la durata della concessione e la vita utile del bene. A seguito delle modifiche normative introdotte con la legge n. 134 del 7 agosto 2012, i beni precedentemente qualificati come "gratuitamente devolvibili" asserviti alle concessioni di derivazione d'acqua a uso idroelettrico sono ora considerati alla stregua delle altre categorie di "Immobili, impianti e macchinari", e pertanto, ammortizzati lungo la vita utile (laddove questa ecceda la scadenza della concessione), come già illustrato in sede di commento del precedente punto "Valore ammortizzabile di alcuni elementi degli impianti della filiera idroelettrica italiana a seguito della legge n. 134/2012", cui si rimanda per maggiori dettagli.

In accordo con le leggi n. 29/1985 e n. 46/1999, anche le centrali idroelettriche in territorio spagnolo operano in regime di concessione amministrativa, al termine della quale gli impianti verranno riconsegnati allo Stato in condizione di regolare funzionamento. La scadenza di tali concessioni si estende fino al 2078.

Talune società operanti nella generazione in America Latina sono titolari di concessioni amministrative le cui condizioni risultano analoghe a quelle applicabili in base al regime concessorio spagnolo. La scadenza di tali concessioni si estende in Argentina fino al 2087, in Brasile fino al 2047, in Costa Rica fino al 2031, e in Panama e in Guatemala fino al 2062.

Accordi per servizi in concessione

Il Gruppo agendo in qualità di concessionario (ovvero "operator") nell'ambito di accordi per servizi in concessione "public-to-private" realizza o migliora l'infrastruttura utilizzata per la fornitura del servizio di carattere pubblico e/o gestisce e mantiene l'infrastruttura per il periodo della

concessione, secondo i termini contrattuali.
In tali circostanze, il Gruppo, non contabilizza le infrastrutture in concessione rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12 tra gli "Immobili, impianti e macchinari" e rileva e misura i ricavi per i servizi che esegue in conformità con l'IFRS 15. In particolare, secondo le caratteristiche dell'accordo per servizi in concessione, quando il Gruppo fornisce servizi per la realizzazione o il miglioramento, rileva:

- attività finanziarie, se il Gruppo ha un diritto contrattuale incondizionato a ricevere disponibilità liquide o un'altra attività finanziaria dal concedente (o da terzi, in base alle direttive del concedente) e quest'ultimo non ha la possibilità di evitarne il pagamento; e/o
- attività immateriali, se il Gruppo ottiene il diritto (licenza) di far pagare gli utenti del servizio pubblico, e pertanto non vanta un diritto incondizionato a ricevere disponibilità liquide in quanto gli importi dipendono dalla misura in cui gli utenti utilizzano il servizio.

Se il Gruppo, in qualità di concessionario, vanta un diritto contrattuale a ricevere un'attività immateriale, gli oneri finanziari riconducibili all'accordo sono capitalizzabili secondo le modalità descritte nella nota 19 "Immobili, impianti e macchinari".
Tuttavia, per i servizi relativi alla realizzazione/miglioramento, entrambe le tipologie di corrispettivo sono classificate come attività derivanti da contratti con i clienti durante il periodo di realizzazione/miglioramento.
Per maggiori dettagli circa tali corrispettivi, si rimanda alla nota 11.a "Ricavi delle vendite e delle prestazioni".
Di converso, nelle circostanze in cui gli accordi per servizi in concessione prevedano che le infrastrutture asservite all'esercizio delle concessioni stesse non rispettino i requisiti previsti dall'IFRIC 12 e, in particolare, siano di proprietà e nella disponibilità del concessionario o abbiano una scadenza indeterminata, il valore contabile degli attivi attribuibile a tali concessioni è iscritto nella voce "Immobili, impianti e macchinari" e contabilizzato secondo le previsioni dello IAS 16.
Le informazioni sulle principali caratteristiche degli accordi per servizi in concessione del Gruppo sono fornite nella nota 20 "Infrastrutture comprese nell''IFRIC 12 - Accordi per servizi in concessione'".

Leasing

Alla data di inizio del leasing, il Gruppo determina se il contratto è, o contiene, un leasing applicando la definizione prevista dall'IFRS 16, soddisfatta quando il contratto trasferisce il diritto di controllare l'utilizzo di un'attività sottostante per un periodo di tempo in cambio di un corrispettivo.
Quando il Gruppo opera in qualità di locatario, rileva un'attività consistente nel diritto di utilizzo dell'attività sottostante e una passività del leasing alla data di decorrenza del contratto (ossia, la data in cui l'attività sottostante è disponibile per l'uso).
L'attività consistente nel diritto di utilizzo è valutata inizialmente al costo, che comprende l'importo iniziale della passività del leasing rettificato per tutti i pagamenti dovuti corrisposti alla data di decorrenza o precedentemente, al netto degli incentivi ricevuti, più gli eventuali costi diretti iniziali sostenuti e una stima dei costi per lo smantellamento e la rimozione dell'attività sottostante e per il ripristino dell'attività sottostante o del sito in cui è ubicata.
Le attività consistenti nel diritto di utilizzo sono successivamente ammortizzate a quote costanti sul periodo più breve fra la durata del leasing e la vita utile stimata delle attività consistenti nel diritto di utilizzo.

	Vita residua media (anni)
Fabbricati	8
Diritti di superficie relativi a impianti	32
Veicoli e altri mezzi di trasporto	4

Se il leasing trasferisce la proprietà dell'attività sottostante al Gruppo, al termine della durata del contratto, o se il costo dell'attività consistente nel diritto di utilizzo riflette il fatto che il Gruppo eserciterà una opzione di acquisto, l'ammortamento è calcolato sulla base della vita utile stimata dell'attività sottostante.
Inoltre, le attività consistenti nel diritto di utilizzo sono sottoposte a impairment test e rettificate per riflettere un'eventuale rimisurazione delle passività del leasing.
La passività del leasing è inizialmente valutata al valore attuale dei pagamenti dovuti da corrispondere lungo la durata, attualizzati utilizzando il tasso di finanziamento marginale del locatario alla data di decorrenza del leasing quando il tasso di interesse implicito del leasing non è facilmente determinabile.
I pagamenti variabili dovuti per il leasing che non dipendono da un indice o da un tasso sono rilevati come costi nel periodo in cui si verifica l'evento o la circostanza che fa scattare i pagamenti.
Dopo la data di decorrenza, la passività del leasing è valutata al costo ammortizzato usando il metodo del tasso di interesse effettivo e rideterminata al verificarsi di taluni eventi.
Il Gruppo applica l'eccezione alla rilevazione prevista per i leasing a breve termine ai propri contratti con durata uguale o inferiore a 12 mesi dalla data di decorrenza. Applica, inoltre, l'eccezione alla rilevazione prevista per i leasing nei quali l'attività sottostante è di "modesto valore" e il cui importo è stimato come non significativo. Per esempio, il Gruppo detiene in leasing alcune attrezzature per ufficio (ossia, PC, stampanti e fotocopiatrici) che sono considerate di modesto valore. I pagamenti dovuti per i leasing a breve termine e per i leasing in cui l'attività sottostante è di modesto valore sono rilevati come costo a quote costanti per la durata del leasing.

Attività immateriali

Ai sensi dello IAS 38, le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica, identificabili, controllate dal Gruppo, per le quali è probabile che dal loro utilizzo vengano generati benefíci economici futuri e il relativo costo può essere attendibilmente determinato.

Sono rilevate al costo di acquisto o di produzione interna per le attività generate internamente e sono rilevate come attività immateriali solo quando il Gruppo può dimostrare la fattibilità tecnica, l'intenzione e la disponibilità di risorse al fine di completare l'attività e avere la capacità di utilizzarla o venderla.

Il costo è comprensivo degli oneri accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività disponibili per l'uso.

Le attività immateriali, aventi vita utile definita, sono rilevate al netto del fondo di ammortamento e delle eventuali perdite di valore accumulate.

L'ammortamento è calcolato a quote costanti in base alla vita utile stimata dell'attività, che è riesaminata con periodicità almeno annuale; eventuali cambiamenti dei criteri di ammortamento sono applicati prospetticamente. Per maggiori dettagli circa la stima della vita utile, si rimanda alla nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management" e alla nota 23 "Attività immateriali".

L'ammortamento ha inizio quando l'attività immateriale è disponibile per l'uso. Di conseguenza, le attività immateriali non ancora disponibili per l'uso non sono ammortizzate ma sono sottoposte a verifica annuale di recuperabilità (impairment test).

Le attività immateriali del Gruppo hanno una vita utile definita a eccezione di alcune concessioni e dell'avviamento.

Le attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono assoggettate ad ammortamento sistematico ma sottoposte a impairment test almeno annualmente. La vita utile indefinita deve essere rivista annualmente per determinare se essa possa continuare a essere supportata. In caso contrario, il cambiamento nella determinazione della vita utile da indefinita a definita è rilevato come un cambiamento di stima contabile.

Costi di sviluppo:	
- generati internamente	5 anni
- acquisiti	3-26 anni
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzo opere dell'ingegno:	
- generati internamente	3-10 anni
- acquisiti	3-10 anni
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili:	
- generati internamente	20 anni
- acquisiti	10-18 anni
Altre attività immateriali:	
- generate internamente	2-28 anni
- acquisite	3-15 anni

Il Gruppo presenta tra le attività immateriali anche i costi per l'ottenimento dei contratti con i clienti, capitalizzati secondo quanto previsto dall'IFRS 15, solo se:

- i costi sono incrementali, nel senso che sono direttamente imputabili a un contratto identificato e non sarebbero stati sostenuti dal Gruppo se il contratto non fosse stato ottenuto;
- il Gruppo prevede di recuperarli tramite rimborso (recuperabilità diretta) o margini (recuperabilità indiretta).

In particolare, il Gruppo capitalizza di norma le commissioni di vendita riconosciute agli agenti se i criteri di capitalizzazione sono soddisfatti.

I costi capitalizzati per l'ottenimento dei contratti con i clienti sono ammortizzati sistematicamente, coerentemente con il modello di trasferimento dei beni o servizi cui si riferiscono, e sono soggetti a impairment test per rilevare eventuali perdite di valore nella misura in cui il valore contabile di tali attività ecceda il relativo valore recuperabile.

Il Gruppo ammortizza i costi per l'ottenimento dei contratti con i clienti capitalizzati a quote costanti lungo il periodo di beneficio atteso dal contratto (ovvero la durata media del rapporto con il cliente); eventuali variazioni nei criteri di ammortamento sono rilevate prospetticamente.

Impairment delle attività non finanziarie

Ai sensi dello IAS 36 (Riduzione di valore delle attività) a ciascuna data di riferimento del bilancio, gli immobili, impianti e macchinari, gli investimenti immobiliari iscritti al costo, le attività immateriali, il diritto d'uso, l'avviamento e le partecipazioni in società collegate/joint venture sono verificate al fine di constatare l'esistenza di indicatori (fonti informative interne ed esterne) di un'eventuale riduzione del loro valore.

Le CGU alle quali è stato allocato un avviamento, le attività immateriali con vita utile indefinita e le attività immateriali non ancora disponibili per l'uso sono sottoposte a impairment test annualmente o più frequentemente in presenza di indicatori che facciano ritenere che le suddette attività possano aver subíto una riduzione di valore.

Se esiste indicazione di una riduzione di valore, il valore recuperabile di ciascuna attività interessata è stimato sulla base dell'utilizzo dell'attività e della sua dismissione futura, conformemente al più recente Piano Industriale del Gruppo. Per la stima del valore recuperabile, si rimanda alla nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management".

Il valore recuperabile è calcolato con riferimento a una singola attività, a meno che l'attività non sia in grado di generare flussi finanziari in entrata che siano ampiamente indipendenti da quelli derivanti da altre attività o gruppi di attività; in tal caso, il valore recuperabile è riferito alla CGU alla quale l'attività appartiene.

Qualora il valore contabile dell'attività, o della relativa CGU alla quale essa appartiene, sia superiore al suo valore recuperabile, una perdita di valore è rilevata a Conto economico e presentata nella voce "Ammortamenti e altri impairment".

Le perdite di valore di una CGU sono imputate in primo luogo a riduzione del valore contabile dell'eventuale avviamento allocato alla stessa, e poi a riduzione dei valori contabili delle altre attività della CGU, in proporzione al loro valore contabile. Se vengono meno i presupposti per una svalutazione precedentemente effettuata, il valore contabile dell'attività è ripristinato con imputazione a Conto economico, nella voce "Ammortamenti e altri impairment", nei limiti del valore contabile che l'attività in oggetto avrebbe avuto, al netto dell'ammortamento, se non fosse stata effettuata la svalutazione. Il valore originario dell'avviamento non viene ripristinato anche qualora, negli esercizi successivi, vengano meno le ragioni che hanno determinato la riduzione di valore.

Rimanenze

Ai sensi dello IAS 2, le rimanenze di magazzino sono valutate al minore tra il costo e il valore netto di realizzo, a eccezione di quelle destinate ad attività di trading che sono valutate al fair value con contropartita Conto economico. Il costo è determinato sulla base del costo medio ponderato, che include gli oneri accessori di competenza. Per valore netto di realizzo si intende il prezzo di vendita stimato nel normale svolgimento delle attività al netto dei costi stimati per realizzare la vendita o, laddove applicabile, il costo di sostituzione. Per la parte di magazzino posseduta per adempiere a vendite già concluse, il valore netto di realizzo è determinato sulla base di quanto stabilito nel relativo contratto di cessione.
Sono rilevati nelle rimanenze i certificati ambientali (per esempio quote di emissioni di CO_2 europee, certificati di efficienza energetica, garanzie di origine e certificati di energia rinnovabile) che non sono stati utilizzati per adempiere all'obbligo di compliance del periodo di riferimento. Queste rimanenze sono allocate a portafogli differenti, distinguendo le rimanenze con finalità di trading e non-trading. Ulteriori dettagli su tali rimanenze sono forniti nella nota 58 "Programmi ambientali".
I materiali e gli altri beni di consumo (incluse le commodity energetiche) posseduti per essere utilizzati nel processo produttivo non sono oggetto di svalutazione, qualora ci si attenda che il prodotto finito nel quale verranno incorporati sarà venduto a un prezzo tale da consentire il recupero del costo sostenuto.

Strumenti finanziari

Gli strumenti finanziari sono rilevati e valutati secondo lo IAS 32 (Strumenti finanziari: esposizione nel bilancio) e l'IFRS 9 (Strumenti finanziari).
Un'attività o una passività finanziaria è rilevata nel Bilancio consolidato quando, e solo quando, il Gruppo diviene parte delle clausole contrattuali dello strumento (ossia, trade date).
I crediti commerciali derivanti da contratti con la clientela, nell'ambito di applicazione dell'IFRS 15, sono inizialmente valutati al prezzo dell'operazione (come definito nell'IFRS 15) se tali crediti non contengono una componente finanziaria significativa o quando il Gruppo applica l'espediente pratico consentito dall'IFRS 15.
Diversamente, il Gruppo valuta inizialmente le attività finanziarie diverse dai crediti commerciali summenzionati al loro fair value più, nel caso di un'attività finanziaria non rilevata al fair value rilevato a Conto economico, i costi di transazione.
Le attività finanziarie sono classificate, alla data di rilevazione iniziale, come attività finanziarie al costo ammortizzato, al fair value rilevato tra le altre componenti di Conto economico complessivo e al fair value rilevato a Conto economico, sulla base di entrambi i seguenti elementi:

- il modello di business del Gruppo per la gestione delle attività finanziarie ovvero in base al modo in cui il Gruppo gestisce le proprie attività finanziarie al fine di generare flussi di cassa (ovvero incassando i flussi di cassa contrattuali, vendendo le attività finanziarie o entrambi); e
- le caratteristiche contrattuali dei flussi di cassa dello strumento, per stabilire se lo strumento generi flussi di cassa rappresentativi esclusivamente di pagamenti di capitale e interessi sulla base del "SPPI test".

Ai fini della valutazione successiva, le attività finanziarie sono classificate in quattro categorie:

- attività finanziarie al costo ammortizzato (strumenti di debito);
- attività finanziarie al fair value rilevato tra le altre componenti di Conto economico complessivo con riciclo degli utili e perdite cumulati (strumenti di debito);
- attività finanziarie designate al fair value rilevato tra le altre componenti di Conto economico complessivo senza riciclo degli utili e perdite cumulati all'atto dell'eliminazione contabile (strumenti di capitale); e
- attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico.

Attività finanziarie al costo ammortizzato

Sono classificati in tale categoria principalmente i crediti commerciali, gli altri crediti e i crediti finanziari.
Le attività finanziarie al costo ammortizzato sono detenute in un modello di business il cui obiettivo è quello di incassare i flussi di cassa contrattuali e i cui termini contrattuali prevedono, a date specifiche, pagamenti di flussi di cassa rappresentati esclusivamente da capitale e interessi sul capitale da rimborsare.
Tali attività sono inizialmente rilevate al fair value, eventualmente rettificato dei costi di transazione e, successivamente, valutate al costo ammortizzato utilizzando il tasso di interesse effettivo, e sono soggette a impairment.
Gli utili e le perdite da cancellazione contabile dell'attività, da modifica o da rettifica per impairment sono rilevati a Conto economico.

Attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico complessivo (FVOCI) – Strumenti di debito

Le attività finanziarie valutate al fair value rilevato a Conto economico complessivo sono attività detenute in un modello di business il cui obiettivo è sia quello di incassare i flussi di

cassa contrattuali sia quello di vendere le attività finanziarie e i cui flussi di cassa contrattuali generano, a data specifiche, flussi di cassa rappresentati esclusivamente da pagamenti di capitale e di interesse sul capitale da rimborsare.
Le variazioni di fair value di tali attività finanziarie sono rilevate nel Conto economico complessivo così come le rettifiche per impairment, senza ridurre il relativo valore contabile.
Quando un'attività finanziaria viene cancellata contabilmente (per esempio al momento della vendita), gli utili e le perdite cumulati, precedentemente rilevati a patrimonio netto (con l'esclusione dell'impairment e degli utili e delle perdite su cambi da rilevare a Conto economico) sono riclassificati a Conto economico.

Attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico complessivo (FVOCI) – Strumenti di capitale

In tale categoria sono principalmente classificate le partecipazioni in altre imprese irrevocabilmente designate come tali al momento della rilevazione iniziale.
Gli utili e le perdite di tali attività finanziarie non saranno mai riciclati a Conto economico. Il Gruppo può trasferire l'utile o la perdita cumulata all'interno del patrimonio netto.
Gli strumenti di capitale designati al fair value rilevato a Conto economico complessivo non sono assoggettati a impairment.
I dividendi su tali investimenti sono rilevati a Conto economico a meno che non rappresentino chiaramente un recupero di una parte del costo dell'investimento.

Attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico

In tale categoria, sono classificati principalmente:

- attività finanziarie con flussi di cassa che non sono rappresentati esclusivamente da pagamenti di capitale e interesse, indipendentemente dal modello di business;
- attività finanziarie detenute per la negoziazione in quanto acquistate o detenute principalmente al fine di essere vendute o riacquistate entro breve termine (ovvero titoli, investimenti finanziari in fondi ecc.);
- strumenti derivati, compresi i derivati impliciti, detenuti per la negoziazione o non designati come efficaci strumenti di copertura;
- corrispettivi potenziali.

Tali attività finanziarie sono inizialmente rilevate al fair value, e successivamente gli utili e le perdite derivanti da variazioni del loro fair value sono rilevati a Conto economico.
In questa categoria sono incluse anche le partecipazioni in società che il Gruppo non ha designato irrevocabilmente al fair value rilevato a OCI. Anche i dividendi su tali partecipazioni sono rilevati fra gli altri proventi nel prospetto di Conto economico quando è stabilito il diritto al pagamento.

Impairment delle attività finanziarie

A ciascuna data di riferimento del bilancio, il Gruppo rileva un fondo per le perdite attese sui crediti commerciali e sulle altre attività finanziarie valutate al costo ammortizzato, sugli strumenti di debito valutati al fair value rilevato a Conto economico complessivo (FVOCI), sulle attività derivanti da contratti con i clienti e su tutte le altre attività rientranti nell'ambito di applicazione dell'impairment IFRS 9.
Il modello di impairment del Gruppo sviluppato in linea con i requisiti previsti dall'IFRS 9 è basato sulla determinazione delle perdite attese (ECL) utilizzando un approccio forward looking.
Per i crediti commerciali, le attività derivanti da contratti con i clienti e i crediti per leasing, compresi quelli con una componente finanziaria significativa, il Gruppo applica l'approccio semplificato, calcolando le perdite attese su un periodo corrispondente all'intera vita dell'attività, generalmente pari a 12 mesi.
Per tutte le attività finanziarie diverse da crediti commerciali, attività derivanti da contratti con i clienti e crediti per leasing, il Gruppo applica l'approccio generale in base all'IFRS 9, basato sulla valutazione dell'incremento significativo del rischio di credito rispetto alla rilevazione iniziale.
Il Gruppo rileva a Conto economico, come perdita o ripristino di valore, l'importo delle perdite (o rivalutazioni) attese necessarie per rettificare il fondo perdite attese alla data di riferimento del bilancio.
Il Gruppo applica l'esenzione del low credit risk, evitando la rilevazione di un fondo perdite attese per un ammontare pari alle perdite attese lungo tutta la vita dello strumento a seguito di un incremento significativo del rischio di credito, a strumenti di debito valutati al fair value rilevato a Conto economico complessivo, la cui controparte vanta una solida capacità finanziaria di adempiere ai propri obblighi contrattuali (ossia, titoli "investment grade").
Per maggiori dettagli circa l'"impairment delle attività finanziarie", si rimanda alla nota 48 "Strumenti finanziari per categoria".

Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

Tale categoria comprende depositi disponibili a vista o a brevissimo termine, così come gli investimenti finanziari a breve termine e ad alta liquidità prontamente convertibili in un ammontare noto di cassa e soggetti a un irrilevante rischio di variazione di valore.
Inoltre, ai fini del Rendiconto finanziario consolidato, le disponibilità liquide non includono gli scoperti bancari alla data di chiusura dell'esercizio.

Passività finanziarie al costo ammortizzato

Tale categoria comprende principalmente finanziamenti, debiti commerciali, lease liability e strumenti di debito.
Le passività finanziarie diverse dagli strumenti derivati sono rilevate quando il Gruppo diviene parte delle clausole contrattuali dello strumento e sono valutate inizialmente al fair value rettificato dei costi di transazione direttamente attribuibili. Successivamente, le passività finanziarie sono valutate con il criterio del costo ammortizzato, utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo. Il tasso di interesse effettivo è il tasso che attualizza esattamente i pagamenti o incassi

futuri stimati lungo la vita attesa dello strumento finanziario, od, ove opportuno un periodo più breve, al valore contabile netto dell'attività o passività finanziaria.

Passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico

Le passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico includono principalmente:

- passività finanziarie detenute per la negoziazione quando sono assunte con la finalità di un loro riacquisto a breve termine;
- strumenti finanziari derivati stipulati dal Gruppo e non designati quali strumenti di copertura in base all'IFRS 9;
- corrispettivi potenziali.

Derecognition delle attività e passività finanziarie

Le attività finanziarie sono eliminate contabilmente ogni qualvolta si verifichi una delle seguenti condizioni:

- il diritto contrattuale a ricevere i flussi di cassa connessi all'attività è scaduto;
- il Gruppo ha sostanzialmente trasferito tutti i rischi e benefici connessi all'attività, trasferendo i suoi diritti a ricevere flussi di cassa dall'attività oppure assumendo un'obbligazione contrattuale a riversare i flussi di cassa ricevuti a uno o più eventuali beneficiari in virtù di un contratto che rispetta i requisiti previsti dall'IFRS 9 (c.d. "pass through test");
- il Gruppo non ha né trasferito né mantenuto sostanzialmente tutti i rischi e benefici connessi all'attività finanziaria ma ne ha trasferito il controllo.

Al momento dell'eliminazione dell'attività finanziaria, il Gruppo rileva la differenza tra il valore contabile (misurato alla data di eliminazione) e il corrispettivo ricevuto a Conto economico.

Le passività finanziarie sono eliminate contabilmente quando sono estinte, ossia quando l'obbligazione contrattuale è adempiuta, cancellata o prescritta.

Quando una passività finanziaria esistente viene sostituita da un'altra verso lo stesso creditore a condizioni sostanzialmente diverse, o le condizioni di una passività esistente sono sostanzialmente modificate, tale sostituzione o modifica viene trattata come un'eliminazione contabile della passività originaria e la rilevazione di una nuova passività. La differenza tra i rispettivi valori contabili è rilevata a Conto economico.

Strumenti finanziari derivati

Gli strumenti derivati sono classificati come attività o passività finanziarie a seconda del fair value positivo o negativo e sono classificati come "detenuti per la negoziazione" all'interno degli "Altri modelli di business" e valutati al fair value rilevato a Conto economico, a eccezione di quelli designati come efficaci strumenti di copertura.

Tutti i derivati detenuti per la negoziazione sono classificati come attività e passività correnti.

I derivati non detenuti per la negoziazione, ma valutati al fair value rilevato a Conto economico in quanto non si qualificano per l'hedge accounting, e i derivati designati come efficaci strumenti di copertura sono classificati come correnti o non correnti in base alla loro data di scadenza e all'intenzione del Gruppo di detenere o meno tali strumenti fino alla scadenza.

Per maggiori dettagli sui derivati e sull'hedge accounting, si rinvia alla nota 51 "Derivati ed hedge accounting".

Derivati impliciti

Un derivato implicito (embedded derivative) è un derivato incluso in un contratto "combinato" (il c.d. "strumento ibrido") che contiene un altro contratto non derivato (il c.d. "contratto ospite"), e origina tutti o parte dei flussi di cassa del contratto combinato. I derivati impliciti sono scorporati dal contratto ospite e rilevati come un derivato quando:

- il contratto ospite non è uno strumento finanziario valutato al fair value rilevato a Conto economico;
- i rischi economici e le caratteristiche del derivato implicito non sono strettamente correlati a quelli del contratto ospite;
- un contratto separato con le stesse condizioni del derivato implicito soddisferebbe la definizione di derivato.

I derivati impliciti che sono scorporati dal contratto ospite sono rilevati nel Bilancio consolidato al fair value rilevato a Conto economico (a eccezione del caso in cui il derivato implicito è designato come parte di una relazione di copertura).

I contratti che non rappresentano strumenti finanziari da valutare al fair value sono analizzati al fine di identificare l'esistenza di derivati impliciti, che sono da scorporare e valutare al fair value. Le suddette analisi sono effettuate sia al momento in cui si entra a far parte del contratto, sia quando avviene una rinegoziazione dello stesso che comporti una modifica significativa dei flussi finanziari originari connessi.

I principali contratti del Gruppo che possono contenere derivati impliciti sono i contratti di acquisto e vendita di commodity energetiche.

Contratti di acquisto o vendita di elementi non finanziari

In generale, i contratti di acquisto o vendita di elementi non finanziari, che sono stati sottoscritti e continuano a essere detenuti per l'incasso o la consegna, secondo le normali esigenze di acquisto, vendita o uso previste dal Gruppo, sono fuori dall'ambito di applicazione dell'IFRS 9 e quindi rilevati come contratti esecutivi, in base alla cosiddetta "own use exemption".

Un contratto di acquisto o vendita di un elemento non finanziario è classificato come "normale contratto di compravendita" se è stato sottoscritto:

- ai fini della consegna fisica;
- per le normali esigenze di utilizzo o compravendita del Gruppo.

Inoltre, i contratti di acquisto o vendita di elementi non finanziari con consegna fisica (per esempio contratti a termine su commodity energetiche a prezzo fisso) che non si qualificano per la "own use exemption" sono rilevati come derivati

valutati al fair value dalla trade date, solo se:

- sono regolabili al netto; e
- non sono stati stipulati per le normali esigenze di utilizzo o compravendita dal Gruppo.

I contratti di trading sono valutati al fair value rilevato a Conto economico; i risultati da valutazione delle variazioni di fair value dei contratti ancora in essere alla data di riferimento del bilancio sono rilevati, su base netta, nella voce "Risultati netti da contratti su commodity", mentre, alla data di regolamento:

- i risultati da valutazione delle variazioni di fair value dei contratti chiusi per la vendita di commodity energetiche nonché il relativo ricavo, unitamente agli effetti a Conto economico della cancellazione contabile del derivato, sono rilevati nella voce "Ricavi delle vendite e delle prestazioni";
- i risultati da valutazione delle variazioni di fair value dei contratti chiusi per l'acquisto di commodity energetiche nonché il relativo costo, unitamente agli effetti a Conto economico della cancellazione contabile del derivato, sono rilevati nelle voci "Energia elettrica, gas e combustibile" e "Servizi e altri materiali".

Tali contratti di acquisto o vendita di elementi non finanziari rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRS 9 possono anche essere, successivamente, designati come strumenti di copertura se i requisiti previsti per l'hedge accounting sono soddisfatti.

Il Gruppo analizza i contratti di acquisto o vendita di attività non finanziarie su base continuativa, con particolare attenzione agli acquisti o vendite a termine di elettricità e commodity energetiche, al fine di determinare se gli stessi debbano essere classificati e trattati conformemente a quanto previsto dall'IFRS 9 o se siano stati sottoscritti per "own use exemption".

Compensazione di attività e passività finanziarie

Il Gruppo compensa attività e passività finanziarie quando:

- esiste un diritto legalmente esercitabile di compensare i valori rilevati in bilancio; e
- vi è l'intenzione di compensare su base netta o di realizzare l'attività e regolare la passività simultaneamente.

Iperinflazione

Ai sensi dello IAS 29, in caso di economia iperinflazionata, il Gruppo rettifica le poste non monetarie, il patrimonio netto e le poste derivanti da contratti indicizzati, fino al limite del loro valore recuperabile, utilizzando un indice dei prezzi che riflette le variazioni del generale potere di acquisto.

Gli effetti dell'applicazione iniziale sono rilevati a patrimonio al netto degli effetti fiscali. Viceversa, durante il periodo di iperinflazione (fino alla sua cessazione), l'utile o la perdita risultante dalle rettifiche è rilevato a Conto economico con separata indicazione tra gli oneri e i proventi finanziari.

Tali previsioni trovano concreta applicazione con riferimento alle operazioni del Gruppo in Argentina, la cui economia è stata dichiarata iperinflazionata a partire dal 1° luglio 2018.

Attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come possedute per la vendita e discontinued operation

Ai sensi dell'IFRS 5, le attività non correnti (o gruppi in dismissione) sono classificate come possedute per la vendita se il loro valore contabile sarà recuperato principalmente con un'operazione di vendita anziché con il loro uso continuativo. Tale criterio di classificazione è applicabile solo se le attività non correnti (o gruppi in dismissione) sono disponibili per la vendita immediata nelle loro condizioni attuali e la vendita è altamente probabile.

Per maggiori dettagli sui requisiti per verificare se la vendita è altamente probabile, si veda la nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management".

Quando il Gruppo è coinvolto in un programma di vendita che comporta la perdita del controllo in una partecipata e sono soddisfatti i requisiti previsti dall'IFRS 5, tutte le attività e le passività della controllata sono classificate come possedute per la vendita indipendentemente dal fatto che il Gruppo mantenga, dopo la vendita, una partecipazione non di controllo nella società stessa.

Il Gruppo applica alle partecipazioni, o quote di partecipazioni, in società collegate o joint venture tali criteri di classificazione previsti dall'IFRS 5. La parte residua della partecipazione in società collegate o joint venture che non è stata classificata come posseduta per la vendita è contabilizzata con il metodo del patrimonio netto fino alla dismissione della parte classificata come posseduta per la vendita.

Le attività non correnti (o gruppi in dismissione) e le passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita sono presentate separatamente dalle altre attività e passività dello Stato patrimoniale consolidato.

Gli importi presentati per le attività non correnti o per le attività e passività di un gruppo in dismissione classificati come posseduti per la vendita non sono riclassificati o ripresentati per i periodi a raffronto.

Immediatamente prima della classificazione iniziale delle attività non correnti (o gruppi in dismissione) come possedute per la vendita, i valori contabili dell'attività (o del gruppo) sono valutati in conformità allo specifico principio contabile di riferimento applicabile a tali attività o passività. Le attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come possedute per la vendita sono valutate al minore tra il valore contabile e il relativo fair value, al netto dei costi di vendita. Le perdite di valore per qualsiasi iniziale o successivo impairment dell'attività (o gruppo in dismissione) al fair value al netto dei costi di vendita e i ripristini di impairment sono rilevati a Conto economico nell'ambito delle continuing operation.

Le attività non correnti non sono ammortizzate finché sono classificate come possedute per la vendita o finché sono inserite in un gruppo in dismissione classificato come posseduto per la vendita.

Se una componente del Gruppo è un'attività operativa cessata (discontinued operation), il Gruppo espone, in una voce separata del Conto economico, un unico importo rappresen-

tato dal totale:

- degli utili o delle perdite delle discontinued operation al netto degli effetti fiscali; e
- della plusvalenza o minusvalenza, al netto degli effetti fiscali, rilevata a seguito della valutazione al fair value al netto dei costi di vendita o della dismissione delle attività (o gruppo in dismissione) che costituiscono la discontinued operation.

I corrispondenti ammontari sono ripresentati nel Conto economico per i periodi a confronto, cosicché l'informativa si riferisca a tutte le discontinued operation entro la data di riferimento dell'ultimo bilancio presentato. Se il Gruppo cessa di classificare un componente come posseduto per la vendita, i risultati del componente precedentemente esposto in bilancio tra le discontinued operation sono riclassificati e inclusi nell'ambito del risultato delle continuing operation per tutti gli esercizi presentati in bilancio.

Certificati ambientali

In assenza di una specifica normativa IAS/IFRS di riferimento, il trattamento contabile adottato dal Gruppo risulta conforme alle regole generali incluse nel corpus dei princípi contabili IAS/IFRS applicabili e in linea con la best practice internazionale.

In particolare, il modello contabile di Gruppo per la gestione dei certificati ambientali riflette il cosiddetto "business model" delle società coinvolte e, quindi, le diverse peculiarità relative all'attività svolta da tali società distinguendo tra società di generazione di energia da fonti rinnovabili, società obbligate, società trader e altre società che operano nel settore dei servizi energetici pur non essendo soggetti obbligati.

Maggiori dettagli sull'applicazione di tale modello contabile sono forniti nella nota 58 "Programmi ambientali".

Benefici ai dipendenti

Benefici successivi alla fine del rapporto di lavoro e altri benefici a lungo termine

Ai sensi dello IAS 19, il Gruppo determina, separatamente per ciascun piano, le passività relative ai benefici definiti erogati ai dipendenti in coincidenza o successivamente alla cessazione del rapporto di lavoro e agli altri benefici a lungo termine erogati nel corso dell'attività lavorativa. Il Gruppo utilizza ipotesi attuariali per stimare l'ammontare dei benefici futuri che i dipendenti hanno maturato alla data di riferimento del bilancio (attraverso il "metodo di proiezione unitaria del credito") e un opportuno tasso di sconto per determinare il valore attuale di tali piani.

La passività, al netto delle eventuali attività a servizio del piano, è rilevata per competenza lungo il periodo di maturazione del diritto. La valutazione della passività è effettuata da attuari indipendenti.

Se le attività a servizio del piano eccedono il valore attuale della relativa passività a benefici definiti, il surplus viene rilevato come attività (nei limiti dell'eventuale massimale).

Con riferimento alle passività (attività) per i piani a benefici definiti, il Gruppo rileva gli utili e le perdite attuariali derivanti dalla valutazione attuariale delle passività, il rendimento delle attività a servizio del piano (al netto degli associati interessi attivi) e l'effetto del massimale di attività – asset ceiling – (al netto dei relativi interessi) nell'ambito delle altre componenti del Conto economico complessivo (OCI) quando si verificano. Per gli altri benefici a lungo termine, i relativi utili e perdite attuariali sono rilevati a Conto economico.

Inoltre, il Gruppo è impegnato in piani a contribuzione definita per effetto dei quali paga contributi fissi a una entità distinta (un fondo) e non avrà un'obbligazione legale o implicita a pagare ulteriori contributi se il fondo non disponesse di risorse sufficienti a pagare tutti i benefici ai dipendenti relativamente all'attività lavorativa svolta nell'esercizio corrente e in quelli precedenti. Tali piani sono generalmente istituiti con lo scopo di integrare le prestazioni pensionistiche dovute successivamente alla fine del rapporto di lavoro. I costi relativi a tali piani sono rilevati a Conto economico sulla base della contribuzione effettuata nel periodo.

Termination benefit

Ai sensi dello IAS 19, le passività per benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione anticipata del rapporto di lavoro derivano dalla decisione da parte del Gruppo di concludere il rapporto di lavoro con un dipendente prima della normale data di pensionamento oppure dalla scelta volontaria di un dipendente di accettare un'offerta, da parte del Gruppo, di tali benefici in cambio della cessazione del rapporto di lavoro. Tali benefici sono rilevati nella data più immediata tra le seguenti:

- il momento in cui il Gruppo non può più ritirare l'offerta di tali benefici; e
- il momento in cui il Gruppo rileva i costi di una ristrutturazione che rientra nell'ambito di applicazione dello IAS 37 e implica il pagamento di benefici dovuti per la cessazione del rapporto di lavoro.

Il Gruppo determina tali passività sulla base della natura del beneficio concesso.

Pagamenti basati su azioni

Il Gruppo attua operazioni con pagamento basato su azioni regolate con strumenti rappresentativi di capitale nell'ambito della politica in materia di remunerazione adottata per l'Amministratore Delegato/Direttore Generale e per i dirigenti con responsabilità strategiche.

I più recenti piani di incentivazione di lungo termine prevedono l'assegnazione ai destinatari di un incentivo, rappresentato da una componente di natura azionaria (regolata con strumenti rappresentativi di capitale) e da una componente monetaria (pagata per cassa), che maturerà qualora si verifichino specifiche condizioni.

Ai sensi dell'IFRS 2, il Gruppo classifica la componente monetaria come un'operazione regolata per cassa se è basata sul prezzo (o valore) degli strumenti rappresentativi di ca-

pitale della società che ha emesso il piano o, negli altri casi, come un altro beneficio ai dipendenti a lungo termine. Al fine di regolare la componente azionaria mediante l'assegnazione gratuita di azioni, sono stati approvati programmi di acquisto di azioni proprie a servizio di tali piani. Per ulteriori dettagli sui piani di incentivazione basati su azioni, si rinvia alla nota 53 "Pagamenti basati su azioni".
In particolare, per la componente azionaria, il Gruppo rileva i servizi resi dai dipendenti come costo del personale lungo il periodo in cui le condizioni di permanenza in servizio e di conseguimento di determinati risultati devono essere soddisfatte (periodo di maturazione) e stima indirettamente il loro valore e il corrispondente incremento di una specifica voce del patrimonio netto, sulla base del fair value degli strumenti rappresentativi di capitale (ossia, azioni della società emittente) alla data di assegnazione.
Il costo complessivamente rilevato è rettificato a ogni data di riferimento del bilancio fino alla data di maturazione per riflettere la migliore stima disponibile al Gruppo del numero di strumenti rappresentativi di capitale per i quali ci si attende che le condizioni di permanenza in servizio e quelle di conseguimento di determinati risultati diverse dalle condizioni di mercato o di non maturazione saranno soddisfatte al termine del periodo di maturazione.
Di contro, se l'incentivo basato su strumenti rappresentativi di capitale è pagato per cassa, il Gruppo rileva i servizi resi dai dipendenti come costo del personale lungo il periodo di maturazione e una corrispondente passività misurata al fair value della passività sostenuta. Successivamente, e fino al momento della sua estinzione, la passività viene rimisurata al fair value a ogni data di riferimento del bilancio, considerando la migliore stima possibile dell'incentivo che maturerà, con le variazioni di fair value rilevate tra i costi del personale.

Fondi rischi e oneri

Ai sensi dello IAS 37, i fondi per rischi e oneri sono rilevati quando, alla data di riferimento, in presenza di un'obbligazione legale o implicita derivante da un evento passato, è probabile che per soddisfare l'obbligazione si renderà necessario un esborso di risorse il cui ammontare è stimabile in modo attendibile. Se l'effetto del valore temporale del denaro è un aspetto rilevante, gli accantonamenti sono determinati attualizzando i flussi finanziari futuri attesi a un tasso di sconto al lordo delle imposte che riflette la valutazione corrente del mercato del costo del denaro in relazione al tempo e, se applicabile, il rischio specifico attribuibile all'obbligazione. Quando l'accantonamento è attualizzato, l'adeguamento periodico del valore attuale dovuto al fattore temporale è riflesso nel Conto economico come onere finanziario.
Laddove si supponga che tutte le spese, o una parte di esse, richieste per estinguere un'obbligazione vengano rimborsate da terzi, l'indennizzo, se virtualmente certo, è rilevato come un'attività distinta.
Se la passività è connessa allo smantellamento degli impianti e/o ripristino del sito in cui gli stessi insistono, il fondo è rilevato in contropartita all'attività cui si riferisce e la rilevazione dell'onere a Conto economico avviene attraverso il processo di ammortamento della predetta attività materiale.
Se la passività è connessa allo smaltimento e allo stoccaggio delle scorie e di altri scarti di materiali radioattivi, il fondo è rilevato in contropartita ai relativi costi operativi.
Una passività per ristrutturazione si riferisce a un programma pianificato e controllato dalla direzione aziendale che modifica in maniera significativa l'ambito di un business intrapreso dal Gruppo oppure il modo in cui il business è gestito. Tale passività è rilevata quando sorge un'obbligazione implicita, ossia quando il Gruppo ha approvato un dettagliato programma formale per la ristrutturazione e ne ha iniziato la realizzazione oppure ne ha già comunicato gli aspetti principali ai terzi interessati.
I fondi non comprendono le passività relative a trattamenti incerti ai fini dell'imposta sul reddito che vengono rilevate come passività fiscali.
Il Gruppo potrebbe fornire una garanzia connessa alla vendita di un prodotto (sia esso bene o servizio) nell'ambito di contratti con i clienti rientranti nel dominio di applicazione dell'IFRS 15, ai sensi del contratto, delle norme di legge o conformemente alla sua abituale pratica commerciale. In questo caso, il Gruppo valuta se la garanzia fornisca al cliente l'assicurazione che il prodotto, oggetto di garanzia, funzionerà come previsto dalle parti, perché è conforme alle specifiche concordate, oppure se la garanzia fornisca anche un servizio in aggiunta alla conformità del prodotto alle specifiche concordate.
A seguito della valutazione effettuata, se il Gruppo determina che è fornita una garanzia assicurativa, quando trasferisce il prodotto al cliente il Gruppo rileva separatamente una passività e un corrispondente onere, che rappresenta un costo addizionale per la fornitura dei beni o servizi, senza attribuire alcuna parte del prezzo dell'operazione (e, quindi, dei ricavi) alla garanzia. La passività è misurata e presentata come un fondo per rischi e oneri.
In caso contrario, se il Gruppo determina che la garanzia fornisce un servizio aggiuntivo, il Gruppo contabilizza la garanzia promessa come un'obbligazione di fare conformemente alle previsioni dell'IFRS 15, rilevando la passività derivante dal contratto come ricavo, lungo il periodo in cui è fornito il servizio, e i relativi costi quando sono sostenuti.
Infine, qualora la garanzia includa sia un elemento di assicurazione sia uno di servizio e il Gruppo non può ragionevolmente contabilizzarli separatamente, il Gruppo contabilizza entrambe le garanzie insieme come un'unica obbligazione di fare.
Le variazioni di stima degli accantonamenti ai fondi in esame sono riflesse nel Conto economico dell'esercizio in cui avviene la variazione, a eccezione di quelle relative ai costi previsti per smantellamento e/o ripristino che risultino da cambiamenti nei tempi e negli impieghi di risorse economiche necessarie per estinguere l'obbligazione o che risultino

da variazioni del tasso di sconto. Tali variazioni sono portate a incremento o a riduzione del valore contabile delle relative attività e imputate a Conto economico tramite il processo di ammortamento. Quando sono rilevate a incremento del valore contabile dell'attività, viene inoltre valutato se il nuovo valore contabile dell'attività stessa possa essere interamente recuperato. Qualora non lo fosse, si rileva una perdita a Conto economico pari all'ammontare ritenuto non recuperabile. Le variazioni di stima in diminuzione sono rilevate in contropartita all'attività fino a concorrenza del suo valore contabile e, per la parte eccedente, immediatamente a Conto economico.
Per maggiori dettagli sui criteri di stima adottati nella determinazione della passività relativa allo smantellamento e ripristino dei siti, e in particolare per lo smantellamento degli impianti nucleari e per lo stoccaggio delle scorie o di altri scarti di materiali radioattivi, si rinvia alla nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management".

Ricavi provenienti da contratti con i clienti

Il Gruppo rileva i ricavi derivanti da contratti con i clienti per un ammontare che riflette il corrispettivo al quale il Gruppo si aspetta di avere diritto in cambio dei beni e dei servizi forniti, in accordo con il modello a cinque step previsto dall'IFRS 15:

- individuazione del contratto con il cliente;
- individuazione delle obbligazioni di fare, ovvero le promesse, nel contratto con il cliente, di trasferire beni o servizi;
- determinazione del prezzo dell'operazione all'inizio del contratto, considerando eventuali corrispettivi variabili, corrispettivi non monetari ricevuti dal cliente e quelli da pagare a esso, componenti di finanziamento significative;
- allocazione del corrispettivo, all'inizio del contratto, alle diverse obbligazioni di fare;
- rilevazione dei ricavi, quando (o man mano che) ciascuna obbligazione di fare è soddisfatta trasferendo il bene o servizio promesso al cliente.

Se l'obbligazione di fare rientra in un contratto esistente la cui durata iniziale prevista non è superiore a un anno o se il Gruppo rileva i ricavi generati dall'adempimento dell'obbligazione di fare per l'importo che ha diritto a fatturare al cliente, le informazioni relative alle rimanenti obbligazioni di fare non vengono fornite.

Maggiori dettagli riguardo all'applicazione di tale modello di rilevazione dei ricavi sono forniti nella nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management" e nella nota 11.a "Ricavi delle vendite e delle prestazioni".

Altri ricavi

Il Gruppo rileva i ricavi diversi da quelli derivanti da contratti con i clienti principalmente con riferimento a:

- ricavi derivanti dalla vendita di commodity energetiche basati su contratti con consegna fisica, che non si qualificano per la "own use exemption" e sono quindi rilevati al fair value ai sensi dell'IFRS 9;
- variazioni del fair value di contratti chiusi per la vendita di commodity energetiche con consegna fisica, che non si qualificano per la "own use exemption" e quindi rilevati al FVTPL ai sensi dell'IFRS 9;
- ricavi da leasing operativi contabilizzati per competenza in base alla sostanza del relativo accordo di leasing.

Altri proventi operativi

Gli altri proventi operativi riguardano principalmente le plusvalenze da alienazione di beni non derivanti dall'attività caratteristica del Gruppo e i contributi pubblici.
Ai sensi dello IAS 20, i contributi pubblici, inclusi i contributi non monetari valutati al fair value, sono rilevati quando esiste una ragionevole certezza che saranno ricevuti e che il Gruppo rispetterà tutte le condizioni previste dal Governo, da enti governativi e analoghi enti locali, nazionali o internazionali per la loro erogazione.
Il beneficio di un finanziamento pubblico a un tasso di interesse inferiore a quello di mercato è trattato come un contributo pubblico. Il finanziamento è inizialmente rilevato al fair value e il contributo pubblico è misurato come differenza tra il valore contabile iniziale e il corrispettivo ricevuto. Il finanziamento è successivamente valutato conformemente alle disposizioni previste per le passività finanziarie.
I contributi pubblici sono rilevati a Conto economico, con un criterio sistematico, negli esercizi in cui il Gruppo rileva come costi le relative spese che i contributi intendono compensare.
Un contributo pubblico ricevuto come compensazione per costi o perdite già sostenuti, ovvero al fine di dare un supporto finanziario immediato al Gruppo senza correlati costi futuri, è rilevato come provento nell'esercizio in cui diventa esigibile.
Quando i contributi pubblici sono ricevuti per l'acquisto, la costruzione o l'acquisizione di attività immobilizzate (per esempio immobili, impianti e macchinari o attività immateriali) sono portati a riduzione del valore contabile del bene e rilevati a Conto economico durante la vita ammortizzabile del bene come riduzione del costo dell'ammortamento. Nel caso non ci siano sufficienti informazioni per consentirne un'adeguata attribuzione alle relative attività immobilizzate cui si riferiscono, i contributi pubblici in conto impianti sono rilevati come risconti passivi, tra le altre passività, e rilevati a Conto economico su base sistematica lungo la vita utile del bene. Se un contributo pubblico viene concesso in un periodo successivo a quello in cui ha avuto inizio l'ammortamento dei beni, la quota parte del contributo corrispondente agli ammortamenti rilevati in periodi precedenti è rilevata direttamente a Conto economico.
Quando il Gruppo riceve contributi pubblici sotto forma di trasferimenti di attività non monetarie destinate all'utilizzo aziendale, rileva sia il contributo sia il bene al fair value dell'attività non monetaria alla data del trasferimento.

Risultati netti da contratti su commodity

I risultati netti da contratti su commodity includono:

- proventi od oneri netti da derivati su commodity, inclusi i derivati designati come cash flow hedge e i derivati valutati al fair value rilevato a Conto economico, sia regolati sia ancora in essere alla data di riferimento del bilancio; e
- risultati netti derivanti dalla valutazione al fair value rilevato a Conto economico dei contratti su commodity energetiche con consegna fisica, ancora in essere alla data di bilancio.

Dividendi

Ai sensi dell'IFRS 9 (Strumenti finanziari), i dividendi sono rilevati quando è stabilito il diritto incondizionato a riceverne il pagamento.

I dividendi e gli acconti sui dividendi pagabili agli azionisti della Capogruppo e alle partecipazioni di minoranza sono rappresentati come movimento del patrimonio netto alla data in cui sono approvati, rispettivamente, dall'Assemblea degli azionisti e dal Consiglio di Amministrazione.

Imposte sul reddito

Lo IAS 12 specifica i requisiti per la rilevazione di attività e passività fiscali correnti e differite; l'incertezza nella determinazione dei debiti verso l'erario è definita in linea con i requisiti previsti dall'IFRIC 23 (Incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito),

Imposte correnti sul reddito

Le imposte correnti sul reddito dell'esercizio, iscritte tra i "debiti per imposte sul reddito" al netto degli acconti versati, ovvero nella voce "crediti per imposte sul reddito" qualora il saldo netto risulti a credito, sono determinate in base alla stima del reddito imponibile e in conformità alle disposizioni in vigore.

Tali debiti e crediti sono determinati applicando le aliquote fiscali previste da provvedimenti promulgati o sostanzialmente promulgati alla data di riferimento del bilancio.

Le imposte correnti sono rilevate nel Conto economico, a eccezione di quelle relative a voci rilevate al di fuori del Conto economico che sono riconosciute direttamente a patrimonio netto.

Imposte sul reddito differite e anticipate

Le passività fiscali differite e le attività per imposte anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori contabili delle passività e delle attività iscritte in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali applicando l'aliquota fiscale in vigore alla data in cui la differenza temporanea si riverserà, determinata sulla base delle aliquote fiscali previste da provvedimenti promulgati o sostanzialmente promulgati alla data di riferimento del bilancio.

Le passività fiscali differite sono rilevate in relazione alle differenze temporanee imponibili, salvo che tali passività derivino: (i) dalla rilevazione iniziale dell'avviamento; o (ii) dalla rilevazione iniziale di un'attività o di una passività in un'operazione che: non rappresenta un'aggregazione aziendale, e al momento dell'operazione, non influenza né l'utile contabile né il reddito imponibile; e non dà luogo a differenze temporanee imponibili e deducibili uguali; o (iii) in riferimento a differenze temporanee imponibili riferibili a partecipazioni in società controllate, collegate e joint venture, quando il Gruppo è in grado di controllare i tempi dell'annullamento delle differenze temporanee ed è probabile che, nel prevedibile futuro, la differenza temporanea non si annullerà.

Le attività per imposte anticipate si riferiscono a tutte le differenze temporanee deducibili, nonché al riporto a nuovo di perdite fiscali e di crediti d'imposta non utilizzati. Per i dettagli riguardo alla recuperabilità di tali attività, si rimanda allo specifico paragrafo nell'ambito delle stime.

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono rilevate nel Conto economico, a eccezione di quelle relative a voci rilevate al di fuori del Conto economico che sono riconosciute direttamente a patrimonio netto.

Le attività per imposte anticipate e le passività fiscali differite sono compensate solo se esiste un diritto legalmente esercitabile di compensare le attività fiscali correnti con le passività fiscali correnti e se sono relative a imposte sul reddito applicate dalla medesima Autorità Fiscale sullo stesso soggetto passivo d'imposta oppure su soggetti passivi d'imposta diversi che intendono regolare le passività e le attività fiscali correnti su base netta, o realizzare le attività e regolare le passività contemporaneamente, in ciascun esercizio successivo nel quale si prevede che siano regolati o recuperati ammontari significativi di passività o di attività fiscali differite.

Incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito

Nella definizione di incertezza, andrà considerato se un dato trattamento fiscale risulterà accettabile per l'Autorità Fiscale. Se si ritiene probabile che l'Autorità Fiscale accetti il trattamento fiscale (con il termine "probabile" inteso come "più verosimile che non"), allora il Gruppo rileva e valuta le proprie imposte correnti o differite attive e passive applicando le disposizioni dello IAS 12.

Di converso, se il Gruppo ritiene che non sia probabile che l'Autorità Fiscale accetti il trattamento fiscale ai fini dell'imposta sul reddito, il Gruppo riflette l'effetto di tale incertezza avvalendosi del metodo che meglio prevede la risoluzione del trattamento fiscale incerto.

Maggiori informazioni sull'incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito sono riportate nella nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management".

Poiché le posizioni fiscali incerte si riferiscono alla definizione di imposte sul reddito, il Gruppo espone le attività/passività fiscali incerte come imposte correnti o imposte differite.

3. Nuovi princípi contabili, modifiche e interpretazioni

Il Gruppo ha adottato le seguenti modifiche ai princípi esistenti con data di efficacia dal 1° gennaio 2023.

- *"Amendments to IAS 1 and IFRS Practice Statement 2 - Disclosure of Accounting Policies"*, emesso a febbraio 2021. Le modifiche hanno lo scopo di fornire supporto nel decidere quali princípi contabili illustrare in bilancio. A tal riguardo:
  - le modifiche allo "IAS 1 - Presentation of Financial Statement" richiedono di fornire informazioni sui princípi contabili "rilevanti", piuttosto che su quelli "significativi";
  - le modifiche all'"IFRS Practice Statement 2 - Making Materiality Judgements" mirano a fornire una guida su come applicare il concetto di rilevanza all'informativa sui princípi contabili.

  In assenza di una definizione di "significativo" negli IFRS, nel contesto dell'informativa sui princípi contabili, il termine è stato sostituito con "rilevante". A tal proposito, la definizione di rilevante è stata modificata nell'ottobre 2018, e allineata agli IFRS e al Conceptual Framework e, pertanto, è stata largamente compresa dai primary user del bilancio. L'informativa sui princípi contabili, secondo quanto previsto dallo IAS 1, è rilevante se, considerate insieme ad altre informazioni incluse nel bilancio, è ragionevole attendersi che influenzi le decisioni che i primary user del bilancio prendano sulla base di tale bilancio. Nel valutare la rilevanza dell'informativa sui princípi contabili, è opportuno considerare sia l'importo delle operazioni, degli altri eventi o condizioni, sia la loro natura. Va tuttavia evidenziato che, benché un'operazione, un altro evento o condizione cui si riferisce l'informativa sui princípi contabili possano essere rilevanti, ciò non implica che la corrispondente informativa sia rilevante ai fini del bilancio. In tale contesto, le modifiche all'"IFRS Practice Statement 2" hanno l'obiettivo di illustrare come si può valutare se l'informazione di un principio contabile è rilevante ai fini del bilancio, fornendo una guida. Tali modifiche mirano a: (i) chiarire che la valutazione della rilevanza dell'informativa sui princípi contabili dovrebbe seguire la stessa linea guida applicabile nella valutazione di rilevanza di altre informative, considerando quindi fattori sia qualitativi sia quantitativi; (ii) sottolineare l'importanza di fornire un'informativa sui princípi contabili che sia specifica per il Gruppo; (iii) fornire esempi di situazioni in cui informazioni generiche o standardizzate, che, sebbene riassumano o duplicano i requisiti degli IFRS, possano essere considerate informazioni sui princípi contabili rilevanti.

  L'informativa sui princípi contabili è stata rivista in linea con i requisiti previsti dalle modifiche ed è stata aggiornata nella nota 2.2 "Princípi contabili rilevanti".
- *"Amendments to IAS 8 - Definition of Accounting Estimates"*, emesso a febbraio 2021. Le modifiche hanno lo scopo di chiarire come distinguere tra cambiamenti nei princípi contabili e cambiamenti nelle stime contabili. La definizione di cambiamenti nelle stime contabili è sostituita con la definizione di stime contabili intese come "importi monetari che in bilancio sono soggetti a incertezza nella misurazione". Al fine di chiarire l'interazione tra un principio contabile e una stima contabile, lo IAS 8 è stato modificato per affermare che un principio contabile potrebbe imporre di valutare alcune voci di bilancio a importi monetari che non possono essere osservati direttamente, e quindi devono essere stimati (dal momento che comportano incertezza nella misura). In tali circostanze, le stime contabili sono elaborate per conseguire l'obiettivo stabilito dal principio contabile, includendo l'uso di valutazioni e ipotesi basate sulle più recenti informazioni attendibili disponibili. Le modifiche spiegano come debbano essere utilizzati le tecniche di valutazione e gli input per sviluppare le stime contabili e stabilisce che tali tecniche comprendono tecniche sia di valutazione sia di stima. Al fine di fornire una maggiore guida, le modifiche chiariscono come gli effetti su una stima contabile del cambiamento di un input o di una tecnica di valutazione sono cambiamenti nelle stime contabili, a meno che non derivino dalla correzione di errori di esercizi precedenti. Inoltre, i cambiamenti nelle stime contabili risultanti da nuove informazioni non sono correzioni di errori.

  L'applicazione di queste modifiche non ha comportato impatti significativi nel presente Bilancio consolidato.
- *"Amendments to IAS 12 - Income: Deferred Tax related to Assets and Liabilities arising from a Single Transaction"*, emesso a maggio 2021. Le modifiche chiariscono che l'esenzione alla rilevazione iniziale, prevista dal principio, non si applica più alle transazioni che danno origine a differenze temporanee imponibili e deducibili di uguale ammontare.

  Si precisa che, in generale, l'esenzione alla rilevazione iniziale prevista dallo IAS 12 vieta la rilevazione di attività e passività differite relative alla rilevazione iniziale di attività o passività, in una transazione che non costituisce un'aggregazione aziendale, e non influisce né sull'utile contabile né su quello imponibile. In tale contesto, come illustrato, le modifiche hanno ristretto il campo di applicazione dell'eccezione.

  Per transazioni (per esempio leasing e fondi smantellamento) oggetto delle modifiche, è richiesto che le relative attività e passività differite siano rilevate dall'inizio del primo periodo comparativo presentato, con l'eventuale effetto cumulativo rilevato a rettifica degli utili portati a nuovo (o di altre componenti del patrimonio netto) a tale data. A tal riguardo, l'applicazione delle modifiche non ha comportato impatti significativi sugli "Utili portati a nuovo" nel patrimonio netto di apertura del Gruppo Enel al 1° gennaio 2022.

- *"Amendments to IAS 12 - International Tax Reform - Pillar Two Model Rules"*, emesso a maggio 2023. Le modifiche sono state introdotte in risposta alle norme relative al Pillar II pubblicato dall'OCSE, il cui obiettivo è quello di garantire che le grandi imprese multinazionali paghino un livello minimo di imposta sul reddito, generato in un periodo specifico, in ciascuna giurisdizione in cui operano. In generale, tali norme richiedono l'applicazione di un'imposta integrativa che porta l'importo totale delle imposte pagate in eccesso, in ciascuna giurisdizione in cui operano, fino all'aliquota minima del 15%.
  Le modifiche hanno introdotto:
  - un'eccezione temporanea obbligatoria alla contabilizzazione e all'informativa sulle attività e passività fiscali differite derivanti dall'attuazione delle norme del Pillar II; e
  - obblighi di informativa per aiutare gli utilizzatori del bilancio a comprendere meglio l'esposizione alle imposte sul reddito derivanti dalla norma.

  In particolare, per i periodi in cui la legislazione del Pillar II è in vigore ma non ha ancora acquisito efficacia, sono richieste informazioni qualitative (quali informazioni riguardanti il modo in cui le società sono interessate dalle norme del Pillar II e le principali giurisdizioni in cui potrebbero esistere le relative esposizioni) e quantitative (quali l'indicazione della quota degli utili che potrebbe essere soggetta alle imposte sul reddito del Pillar II e l'aliquota fiscale media effettiva applicabile a tali utili; oppure l'indicazione di come l'aliquota fiscale media effettiva sarebbe cambiata se la legislazione del Pillar II avesse acquisito efficacia).
  Il Gruppo ha adottato l'eccezione temporanea obbligatoria alla rilevazione della fiscalità differita, che si applica retroattivamente. Tuttavia, poiché al 31 dicembre 2022 non era stata ancora emanata alcuna nuova norma per l'applicazione dell'imposta integrativa in nessuna giurisdizione in cui opera il Gruppo e a tale data non era stata rilevata alcuna imposta differita correlata, l'applicazione retrospettiva non ha alcun impatto sul Bilancio consolidato del Gruppo.
  Per ulteriori informazioni sugli obblighi informativi si rinvia alla nota 4 "Minimum tax".
- *"IFRS 17 - Insurance Contracts"*, emesso a maggio 2017. Il nuovo standard è stato emesso dallo IASB in sostituzione dell'IFRS 4, allo scopo di definire i princípi per la rilevazione, la valutazione, la presentazione, nonché l'informativa da fornire per i contratti assicurativi, inclusi i contratti di riassicurazione emessi e detenuti e i contratti di investimento con elementi di partecipazione discrezionali. Il principio si applica ai contratti assicurativi conformi alla definizione prevista dall'IFRS 17, indipendentemente dall'emittente, ma include diverse eccezioni e opzioni di esenzioni che consentono di contabilizzare alcune tipologie di contratto, che soddisfano la definizione di contratto assicurativo, applicando un altro principio contabile. Il nuovo principio, sulla base delle valutazioni effettuate, non ha comportato impatti sul presente Bilancio consolidato del Gruppo.

4. Minimum tax

La legislazione "Pillar II - Global Anti-Base Erosion Model Rules (GloBE Rules)", volta a garantire che le grandi imprese multinazionali paghino un livello minimo di imposta sul reddito realizzato in un determinato periodo in ciascuna giurisdizione in cui operano, è stata emanata o sostanzialmente emanata in alcune giurisdizioni del Gruppo Enel. In generale, le norme prevedono un sistema di imposta aggiuntiva ("top-up tax") che porta l'ammontare totale delle imposte da corrispondere sull'excess profit di una giurisdizione fino all'aliquota minima del 15%.
A tal proposito, il Gruppo ha effettuato una valutazione della potenziale esposizione alla top-up tax in tali giurisdizioni, da cui è emerso che vi sono limitate circostanze in cui l'aliquota fiscale effettiva è inferiore al 15%.

Sulla base di questa valutazione, la potenziale top-up tax che il Gruppo Enel dovrebbe pagare come differenza tra l'aliquota fiscale effettiva calcolata per giurisdizione secondo le GloBE Rules e l'aliquota minima del 15% non avrebbe impatti significativi.
In applicazione di quanto previsto dallo "IAS 12 - International Tax Reform - Pillar II Model Rules", il Gruppo ha applicato l'esenzione temporanea obbligatoria per la contabilizzazione delle imposte differite derivanti dall'applicazione del Pillar II. Il Gruppo riconoscerà le imposte che risulteranno dall'applicazione della normativa come imposte correnti nel momento in cui le stesse saranno sostenute (si veda la nota 25 "Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite").

5. Argentina – Economia iperinflazionata: impatti per l'applicazione dello IAS 29

A partire dal 1° luglio 2018 l'economia argentina è considerata iperinflazionata in base ai criteri stabiliti dallo "IAS 29 - Rendicontazione contabile in economie iperinflazionate". Ciò a seguito della valutazione di una serie di elementi qualitativi e quantitativi, tra i quali la presenza di un tasso di inflazione cumulato maggiore del 100% nell'arco dei tre anni precedenti. Ai fini della predisposizione del presente Bilancio consolidato al 31 dicembre 2023 e in accordo con quanto disposto dallo IAS 29, talune voci delle situazioni patrimoniali delle società partecipate in Argentina sono state rimisurate applicando l'indice generale dei prezzi al consumo ai dati storici, al fine di riflettere le modifiche al potere di acquisto del peso argentino alla data di chiusura dei bilanci delle stesse.
Tenendo presente che il Gruppo Enel ha acquisito il controllo delle società argentine il 25 giugno 2009, la rimisurazione dei dati patrimoniali non monetari dei bilanci di tali società è stata effettuata applicando gli indici di inflazione a partire da tale data. Gli effetti contabili di tale adeguamento, oltre a essere già riflessi nella situazione patrimoniale di apertura, recepiscono le variazioni del periodo. In particolare, l'effetto relativo alla rimisurazione delle attività e passività non monetarie, delle poste di patrimonio netto, nonché delle componenti di Conto economico rilevate nel 2023 è stato rilevato in contropartita di una apposita voce di Conto economico tra i proventi e oneri finanziari. Il relativo effetto fiscale è stato rilevato tra le imposte del periodo.

Per tener poi conto dell'impatto dell'iperinflazione anche sul corso monetario della valuta locale, i saldi dei Conti economici espressi in valuta iperinflazionata sono stati convertiti nella valuta di presentazione del Gruppo applicando, come prevede lo IAS 21, il tasso di cambio finale anziché quello medio del periodo con la finalità di riportare tali ammontari ai valori correnti.

Di seguito si riportano i livelli cumulati degli indici generali dei prezzi al consumo alla data del 31 dicembre 2018 fino al 31 dicembre 2023:

Periodi	Indici generali dei prezzi al consumo cumulati
Dal 1° luglio 2009 al 31 dicembre 2018	346,30%
Dal 1° gennaio 2019 al 31 dicembre 2019	54,46%
Dal 1° gennaio 2020 al 31 dicembre 2020	35,41%
Dal 1° gennaio 2021 al 31 dicembre 2021	49,73%
Dal 1° gennaio 2022 al 31 dicembre 2022	97,08%
Dal 1° gennaio 2023 al 31 dicembre 2023	222,01%

Nel 2023 l'applicazione dello IAS 29 ha comportato la rilevazione di un provento finanziario netto (al lordo delle imposte) pari a 284 milioni di euro.

Di seguito si riportano gli effetti dello IAS 29 sullo Stato patrimoniale al 31 dicembre 2023 e gli impatti dell'iperinflazione sulle principali voci di Conto economico del 2023, differenziando quanto afferente alla rivalutazione in base agli indici generali dei prezzi al consumo e quanto afferente all'applicazione del tasso di cambio finale anziché del tasso di cambio medio del periodo, per quanto previsto dallo IAS 21 per economie iperinflazionate.

Milioni di euro

	Effetto iperinflazione cumulato al 31.12.2022	Effetto iperinflazione del periodo	Differenza cambio	Variazione perimetro per cessione di società	Effetto iperinflazione cumulato al 31.12.2023
Totale attività	1.989	917	(1.567)	(45)	1.294
Totale passività	555	314	(424)	(7)	438
Patrimonio netto	1.434	603[1]	(1.143)	(38)	856

(1) Il dato include il risultato netto positivo dell'esercizio pari a 110 milioni di euro.

Milioni di euro

	Effetto IAS 29	Effetto IAS 21	Totale effetto al 31.12.2023
Ricavi	278	(588)	(310)
Costi	352[1]	(641)[2]	(289)
Risultato operativo	**(74)**	**53**	**(21)**
Proventi/(Oneri) finanziari netti	(39)	16	(23)
Proventi/(Oneri) netti da iperinflazione	284	-	284
Risultato prima delle imposte	**171**	**69**	**240**
Imposte	61	126	187
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)	**110**	**(57)**	**53**
Quota di interessenza del Gruppo	68	(83)	(15)
Quota di interessenza di terzi	42	26	68

(1) Il dato include l'effetto su ammortamenti e impairment per 55 milioni di euro.
(2) Il dato include l'effetto su ammortamenti e impairment per (27) milioni di euro.

6. Informativa relativa al cambiamento climatico

Il cammino verso Net Zero è in corso a livello mondiale e i processi di decarbonizzazione e di elettrificazione dell'economia globale sono cruciali per evitare le gravi conseguenze di un aumento delle temperature superiore a 1,5 °C.
In tale prospettiva il Gruppo ha fissato come segue le proprie linee guida strategiche:

- allocare capitale a supporto di una fornitura di elettricità decarbonizzata;
- abilitare l'elettrificazione della domanda di energia dei clienti;
- fare leva sulla creazione di valore lungo tutta la value chain;
- anticipare gli obiettivi di Net Zero sostenibile al 2040.

Considerati i rischi relativi al cambiamento climatico e quanto stabilito dagli accordi di Parigi, il Gruppo ha deciso di raggiungere in anticipo gli obiettivi di carbon neutrality e rifletterne gli effetti nelle attività, passività e Conto economico evidenziando gli impatti significativi e prevedibili come richiesto dal framework dei princípi contabili internazionali.
A tal proposito, in accordo, con quanto previsto dal documento pubblicato dall'IFRS Foundation a luglio 2023, il Gruppo fornisce informazioni esplicite nelle Note di commento al presente Bilancio consolidato con riguardo a come il cambiamento climatico viene riflesso nei nostri conti.
Per una comunicazione più efficace e organica in relazione all'informativa sul cambiamento climatico predisposta nell'ambito delle Note di commento al presente Bilancio consolidato, si espone di seguito una mappatura di tale informativa con il rimando ai diversi paragrafi dove si affrontano tematiche relative al cambiamento climatico.

Argomento	Nota	Contenuto
Stime e giudizi relativi al cambiamento climatico	Nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management"	• Riferimento all'uso da parte del management delle principali stime e giudizi relativi al cambiamento climatico (tenendo conto della loro significatività nell'ambito dell'informativa finanziaria). • Focus sulla stima dei flussi di cassa attesi in relazione a specifiche attività/CGU (paragrafo "Impairment delle attività non finanziarie"). • Focus sugli effetti derivanti dagli impegni presi dal Gruppo in base agli accordi di Parigi e sui loro riflessi sulla stima delle vite utili delle attività coinvolte (paragrafo "Determinazione della vita utile di attività non finanziarie").
Investimenti sostenibili	Nota 19 "Immobili, impianti e macchinari"	• Focus sulle attività relative alle infrastrutture connesse allo sviluppo delle reti e agli investimenti per lo sviluppo di e-Mobility, e-City, e del business e-Home.
Valutazione di attività non finanziarie	Nota 12.e "Ammortamenti e altri impairment" Nota 19 "Immobili, impianti e macchinari" Nota 24 "Avviamento"	• Focus sugli effetti connessi agli impegni assunti dal Gruppo in linea con gli accordi di Parigi nell'ambito delle valutazioni delle attività non finanziarie con particolare riferimento alla residua vita utile di talune attività e agli impairment test.
Fondi rischi	Nota 40 "Fondi rischi e oneri"	• Focus sui fondi rischi e oneri per gli impatti del cambiamento climatico sulle reti di distribuzione e sugli impianti di generazione, incluso lo smantellamento e il ripristino dei siti, nonché sugli eventuali accantonamenti a piani di ristrutturazione legati alla transizione energetica.
La finanza sustainability-linked secondo Enel	Nota 48.3 "Finanziamenti" Nota 60 "Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio"	• Focus su: – emissioni di sustainability-linked bond collegati al raggiungimento di obiettivi sostenibili in linea con gli SDG emanate dall'ONU – green bond utilizzati per finanziare specifici progetti e iniziative sostenibili del Gruppo – sustainable loan collegati al raggiungimento di Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG).
Pagamenti basati su azioni	Nota 53 "Pagamenti basati su azioni"	• Descrizione dei Piani di incentivazione di lungo termine (LTI) ancorati al raggiungimento di specifici obiettivi relativi al clima.
Programmi ambientali	Nota 58 "Programmi ambientali"	• Descrizione dei costi relativi alla compliance ambientale previsti dalle normative nazionali e internazionali. • Descrizione degli oneri legati al deficit di certificati ambientali rispetto a quanto previsto dalla normativa per la compliance ambientale.

7. Discontinued operation

Nell'ambito dell'area geografica "Europa" il Gruppo Enel ha deciso di dismettere importanti rami autonomi di attività, in particolare in Russia, in Romania e in Grecia.
In ragione del fatto che l'insieme delle attività dismesse rappresenta una parte significativa di un'area geografica in cui il Gruppo opera, i risultati inerenti a tali attività sono stati classificati in base a quanto previsto dall'IFRS 5, nel prospetto di Conto economico consolidato, in una linea separata denominata "Risultato netto delle discontinued operation".

Secondo quanto previsto dall'IFRS 5, che disciplina la modalità di esposizione in bilancio del risultato economico e delle informazioni da fornire nella nota integrativa delle attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate, le voci economiche per gli esercizi 2023 e 2022 derivanti dalle discontinued operation sono state esposte nel seguente prospetto di Conto economico.
Le voci sono esposte al netto dei rapporti infragruppo che sono stati completamente eliminati.

Milioni di euro

	2023	2022	2023-2022
Ricavi	**2.535**	**3.543**	**(1.008)**
Costi	**2.341**	**4.815**	**(2.474)**
Risultato operativo	**194**	**(1.272)**	**1.466**
Proventi/(Oneri) finanziari	(62)	(43)	(19)
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto[1]	58	83	(25)
Risultato prima delle imposte delle discontinued operation	**190**	**(1.232)**	**1.422**
Imposte	29	(52)	81
Risultato netto Russia, Grecia e Romania	**161**	**(1.180)**	**1.341**
Plusvalenze/(Minusvalenze) da alienazione attività operative cessate	(532)	(1.054)	522
Risultato netto delle discontinued operation	**(371)**	**(2.234)**	**1.863**

(1) Il dato riferito all'esercizio 2022 è stato rideterminato per tener conto della classificazione tra le "discontinued operation" della "Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto" riferita a Rusenergosbyt LLC, società russa ceduta a dicembre 2023.

Di seguito il dettaglio per Paese.

Milioni di euro

	2023	Russia	Grecia	Romania	2022[1]	Russia[1]	Grecia	Romania
Totale ricavi	**2.535**	**-**	**122**	**2.413**	**3.543**	**290**	**125**	**3.128**
Costi	2.126	-	75	2.051	3.585	243	70	3.272
Impairment	215	-	-	215	1.230	534	-	696
Totale costi	**2.341**	**-**	**75**	**2.266**	**4.815**	**777**	**70**	**3.968**
Risultato operativo	**194**	**-**	**47**	**147**	**(1.272)**	**(487)**	**55**	**(840)**
Proventi/(Oneri) finanziari	(62)	-	(49)	(13)	(43)	(9)	(35)	1
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	58	58	-	-	83	64	19	-
Risultato prima delle imposte delle discontinued operation	**190**	**58**	**(2)**	**134**	**(1.232)**	**(432)**	**39**	**(839)**
Imposte correnti	67	-	8	59	(15)	8	2	(25)
Imposte anticipate e differite	(38)	-	-	(38)	(37)	-	-	(37)
Imposte	**29**	**-**	**8**	**21**	**(52)**	**8**	**2**	**(62)**
Risultato netto Russia, Grecia e Romania	**161**	**58**	**(10)**	**113**	**(1.180)**	**(440)**	**37**	**(777)**
Plusvalenze/(Minusvalenze) da alienazione attività operative cessate	(532)	(124)	262	(670)	(1.054)	(1.054)	-	-
Risultato netto delle discontinued operation	**(371)**	**(66)**	**252**	**(557)**	**(2.234)**	**(1.494)**	**37**	**(777)**

(1) Il dato riferito all'esercizio 2022 è stato rideterminato per tener conto della classificazione tra le "discontinued operation" della "Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto" riferita a Rusenergosbyt LLC, società russa ceduta a dicembre 2023.

In accordo con le disposizioni dell'IFRS 5 si riporta di seguito la descrizione dei fatti e delle circostanze che hanno determinato la riclassifica.

Russia
Enel SpA ha perfezionato in data 12 ottobre 2022 la cessione dell'intera partecipazione da essa detenuta in PJSC Enel Russia. Con il completamento dell'operazione, Enel ha ceduto tutti gli asset di generazione elettrica in Russia, che includono circa 5,6 GW di capacità convenzionale e circa 300 MW di capacità eolica in diverse fasi di sviluppo, garantendo continuità ai propri dipendenti e clienti.

Inoltre, in data 20 dicembre 2023, Enel SpA ha ceduto l'intera partecipazione detenuta nella società Rusenergosbyt LLC per un corrispettivo di 83 milioni di euro. L'operazione ha comportato un impatto negativo di 124 milioni di euro, di cui 82 milioni di euro connessi al rilascio della riserva di conversione cambio.

Romania
Facendo seguito agli accordi del 14 dicembre 2022, del 4 febbraio 2023 e del 9 marzo 2023, in data 25 ottobre 2023 Enel SpA, ha perfezionato la cessione alla società greca Public Power Corporation SA (PPC) di tutte le partecipazioni detenute dal Gruppo Enel in Romania.
In conformità con quanto previsto nell'accordo di compravendita, PPC ha pagato un corrispettivo totale di 1.241 milioni di euro. È inoltre previsto un meccanismo di earn-out, concernente un potenziale ulteriore pagamento post-closing, basato sul futuro valore delle attività del business retail.

L'operazione ha comportato un impatto negativo sul risultato netto dell'esercizio pari a 847 milioni di euro, di cui 655 milioni di euro collegati al rilascio della riserva cambi, 15 milioni di euro relativi a oneri accessori alla vendita, oltre alla rilevazione dell'adeguamento di valore degli asset effettuato *ante* cessione per 177 milioni di euro al netto dell'effetto fiscale.

Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 9 "Principali acquisizioni e cessioni dell'esercizio".

Grecia
Facendo seguito all'accordo del 26 luglio 2023, in data 29 dicembre 2023 Enel Green Power (EGP) ha finalizzato la vendita del 50% di Enel Green Power Hellas (EGPH), controllata al 100% di Enel Green Power per le rinnovabili in Grecia, a Macquarie Asset Management, che agisce tramite Macquarie Green Investment Group Renewable Energy Fund 2, a seguito del verificarsi di tutte le condizioni sospensive usuali per questo tipo di operazioni, inclusa l'approvazione delle competenti autorità per la concorrenza.

In linea con quanto previsto nell'accordo di compravendita, EGP ha ricevuto un corrispettivo totale pari a 351 milioni di euro.
Alla chiusura dell'operazione, EGP e Macquarie Asset Management hanno stipulato uno shareholder agreement che prevede il controllo congiunto di EGPH al fine di co-gestire l'attuale portafoglio di generazione da fonti rinnovabili della società e continuare a sviluppare la sua pipeline di progetti, con ulteriore incremento della capacità installata.

L'operazione ha generato un impatto positivo sul risultato netto di Gruppo pari a 422 milioni di euro (inclusa la rimisurazione al fair value della restante partecipazione).
Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 9 "Principali acquisizioni e cessioni dell'esercizio".

Per i dettagli relativi ai dati patrimoniali per Linea di Business e Area Geografica, riferiti al perimetro delle discontinued operation, si rimanda alla nota 10 "Dati economici e patrimoniali per Settore primario (Linea di Business) e secondario (Area Geografica)".

Di seguito si fornisce il dettaglio dei flussi di cassa afferenti alle discontinued operation, come già separatamente evidenziati nello schema di rendiconto finanziario.

Milioni di euro			
	2023	**2022**	**2023-2022**
Cash flow da attività operativa riferito alle "discontinued operation"	132	(391)	523
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento riferito alle "discontinued operation"	(442)	(351)	(91)
Cash flow da attività di finanziamento riferito alle "discontinued operation"	(16)	656	(672)
Cash flow netto riferito alle "discontinued operation"	**(326)**	**(86)**	**(240)**

8. Rideterminazione dei dati comparativi

Lo Stato patrimoniale consolidato relativo al Bilancio consolidato 2022 è stato rideterminato per tener conto degli effetti dell'Amendment allo IAS 12, in vigore successivamente al 1° gennaio 2023, il quale chiarisce che l'esenzione alla rilevazione iniziale, prevista dal principio, non si applica più alle transazioni che danno origine a differenze temporanee imponibili e deducibili di uguale ammontare su operazioni quali leasing e decommissioning.

Impatti sullo Stato patrimoniale consolidato

Milioni di euro

ATTIVITÀ		al 31.12.2022	IAS 12	al 31.12.2022 restated
Attività non correnti				
Immobili, impianti e macchinari		88.521	-	88.521
Investimenti immobiliari		94	-	94
Attività immateriali		17.520	-	17.520
Avviamento		13.742	-	13.742
Attività per imposte anticipate		10.925	250	11.175
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		1.281	-	1.281
Derivati finanziari attivi non correnti		3.970	-	3.970
Attività derivanti da contratti con i clienti non correnti		508	-	508
Altre attività finanziarie non correnti		8.359	-	8.359
Altre attività non correnti		2.486	-	2.486
	[Totale]	**147.406**	**250**	**147.656**
Attività correnti				
Rimanenze		4.853	-	4.853
Crediti commerciali		16.605	-	16.605
Attività derivanti da contratti con i clienti correnti		106	-	106
Crediti per imposte sul reddito		561	-	561
Derivati finanziari attivi correnti		14.830	-	14.830
Altre attività finanziarie correnti		13.753	-	13.753
Altre attività correnti		4.314	-	4.314
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		11.041	-	11.041
	[Totale]	**66.063**	**-**	**66.063**
Attività classificate come possedute per la vendita		**6.149**	**6**	**6.155**
TOTALE ATTIVITÀ		**219.618**	**256**	**219.874**

Milioni di euro				
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		**al 31.12.2022**	**IAS 12**	**al 31.12.2022 restated**
Patrimonio netto del Gruppo				
Capitale sociale		10.167	-	10.167
Riserva azioni proprie		(47)	-	(47)
Altre riserve		2.740	-	2.740
Utili e perdite accumulati		15.797	(2)	15.795
	[Totale]	**28.657**	**(2)**	**28.655**
Interessenze di terzi		**13.425**	**-**	**13.425**
Totale patrimonio netto		**42.082**	**(2)**	**42.080**
Passività non correnti				
Finanziamenti a lungo termine		68.191	-	68.191
Benefíci ai dipendenti		2.202	-	2.202
Fondi rischi e oneri quota non corrente		6.055	-	6.055
Passività per imposte differite		9.542	252	9.794
Derivati finanziari passivi non correnti		5.895	-	5.895
Passività derivanti da contratti con i clienti non correnti		5.747	-	5.747
Altre passività finanziarie non correnti		-	-	-
Altre passività non correnti		4.246	-	4.246
	[Totale]	**101.878**	**252**	**102.130**
Passività correnti				
Finanziamenti a breve termine		18.392	-	18.392
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine		2.835	-	2.835
Fondi rischi e oneri quota corrente		1.325	-	1.325
Debiti commerciali		17.641	-	17.641
Debiti per imposte sul reddito		1.623	-	1.623
Derivati finanziari passivi correnti		16.141	-	16.141
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti		1.775	-	1.775
Altre passività finanziarie correnti		853	-	853
Altre passività correnti		11.713	-	11.713
	[Totale]	**72.298**	**-**	**72.298**
Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita		**3.360**	**6**	**3.366**
Totale passività		**177.536**	**258**	**177.794**
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		**219.618**	**256**	**219.874**

Il Conto economico consolidato e il Conto economico consolidato complessivo relativi al Bilancio consolidato del 2022 sono stati rideterminati per tener conto della presentazione nelle attività operative cessate, prevista dall'"IFRS 5 - Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate", della partecipazione detenuta in Rusenergosbyt LLC, ceduta nel corso del quarto trimestre 2023.

Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 "Discontinued operation".

Impatti sul Conto economico consolidato

Milioni di euro

	2022	IFRS 5	2022 restated
Ricavi	**140.517**	**-**	**140.517**
Costi	**131.689**	**-**	**131.689**
Risultati netti da contratti su commodity	**2.365**	**-**	**2.365**
Risultato operativo	**11.193**	**-**	**11.193**
Proventi finanziari da contratti derivati	3.118	-	3.118
Altri proventi finanziari	3.430	-	3.430
Oneri finanziari da contratti derivati	3.414	-	3.414
Altri oneri finanziari	5.880	-	5.880
Proventi/(Oneri) netti da iperinflazione	290	-	290
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	4	(64)	(60)
Risultato prima delle imposte	**8.741**	**(64)**	**8.677**
Imposte	3.523	-	3.523
Risultato netto delle continuing operation	**5.218**	**(64)**	**5.154**
Quota di interessenza del Gruppo	3.637	(64)	3.573
Quota di interessenza di terzi	1.581	-	1.581
Risultato netto delle discontinued operation	**(2.298)**	**64**	**(2.234)**
Quota di interessenza del Gruppo	(1.955)	64	(1.891)
Quota di interessenza di terzi	(343)	-	(343)
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)	**2.920**	**-**	**2.920**

Impatti sul Conto economico consolidato complessivo

Milioni di euro

	2022	IFRS 5	2022 restated
Risultato netto dell'esercizio	**2.920**	**-**	**2.920**
Altre componenti di Conto economico complessivo riclassificabili a Conto economico (al netto delle imposte)			
Quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari	(1.677)	-	(1.677)
Variazione del fair value dei costi di hedging	(70)	-	(70)
Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto	233	-	233
Variazione di fair value delle attività finanziarie FVOCI	(44)	-	(44)
Variazione della riserva di traduzione	944	15	959
Altre componenti di Conto economico complessivo cumulate, riclassificabili a Conto economico, relative ad attività non correnti e gruppi di attività in dismissione classificate come possedute per la vendita/attività operative cessate	(63)	(15)	(78)
Altre componenti di Conto economico complessivo non riclassificabili a Conto economico (al netto delle imposte)			
Rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefici definiti	303	-	303
Variazione di fair value di partecipazioni in altre imprese	13	-	13
Altre componenti di Conto economico complessivo cumulate, non riclassificabili a Conto economico, relative ad attività non correnti e gruppi di attività in dismissione classificate come possedute per la vendita/attività operative cessate	21	-	21
Utili/(Perdite) rilevati direttamente a patrimonio netto	**(340)**	**-**	**(340)**
Utili/(Perdite) complessivi rilevati nell'esercizio	**2.580**	**-**	**2.580**
Quota di interessenza:			
- del Gruppo	1.658	-	1.658
- di terzi	922	-	922

I dati presentati nei commenti e nelle tabelle delle note al presente Bilancio consolidato al 31 dicembre 2023 sono omogenei e confrontabili tra di loro.

Variazioni nell'area di consolidamento

9. Principali acquisizioni e cessioni dell'esercizio

Nei due esercizi in analisi l'area di consolidamento ha subíto alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni.

2022

- In data 3 gennaio 2022 Enel Produzione SpA ha acquisito il 100% di ERG Hydro Srl (successivamente ridenominata Enel Hydro Appennino Centrale Srl e fusa in Enel Produzione SpA in data 1° dicembre 2022), titolare di impianti di produzione con una capacità installata di circa 527 MW e una produzione annua di circa 1,5 TWh, per un corrispettivo pari a circa 1.267 milioni di euro; a dicembre 2022 è stata completata l'attività di identificazione del fair value delle attività acquisite e delle passività a seguito della quale si è rilevato un avviamento di circa 349 milioni di euro.
- In data 30 giugno 2022 Enel Green Power SpA ha ceduto alla società Al Rayyan Holding LLC (controllata da Qatar Investment Authority) il 50% della partecipazione detenuta nella società EGP Matimba NewCo 1 Srl, titolare indirettamente di sei società in Sudafrica, con una potenza installata di circa 740 MW, per un corrispettivo di circa 108 milioni di euro interamente incassato.
- In data 25 luglio 2022 Enel X Srl ha ceduto a Mooney SpA, per un corrispettivo di circa 140 milioni di euro, regolato sotto forma di crediti finanziari, le intere partecipazioni di Enel X Financial Services, CityPoste Payment, PayTipper e Junia Insurance e loro controllate.
- In data 24 agosto 2022 Enel Brasil SA, controllata di Enel Américas, ha ceduto l'intera quota detenuta in CGTF - Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA a ENEVA SA per un corrispettivo di circa 89 milioni di euro. L'operazione ha comportato un impatto negativo sul risultato operativo di circa 210 milioni di euro.
- In data 12 ottobre 2022 è stata finalizzata la cessione dell'intera partecipazione detenuta in PJSC Enel Russia, pari al 56,43% del capitale sociale di quest'ultima, a PJSC Lukoil e al Closed Combined Mutual Investment Fund "Gazprombank-Frezia", per un corrispettivo totale pari a circa 137 milioni di euro. L'operazione ha comportato un impatto negativo complessivo sul risultato operativo di circa 1,5 miliardi di euro, principalmente dovuto al rilascio della riserva di conversione cambi per circa 1 miliardo di euro e un adeguamento di valore di 497 milioni di euro.
- In data 9 dicembre 2022 Enel Chile SA ha perfezionato la cessione dell'intera partecipazione, pari al 99,09% del capitale sociale, detenuta in Enel Transmisión Chile SA, società cilena di trasmissione di energia elettrica, a Sociedad Transmisora Metropolitana SpA, controllata da Inversiones Grupo Saesa Ltda, per un corrispettivo complessivo di circa 1,3 miliardi di euro. L'operazione ha comportato la rilevazione di un provento di circa 1,1 miliardi di euro.
- In data 22 dicembre 2022 è stata finalizzata la cessione del 50% della controllata Gridspertise Srl, interamente detenuta da Enel, al fondo di private equity internazionale CVC Capital Partners Fund VIII, per un corrispettivo complessivo di circa 300 milioni di euro. L'operazione ha comportato la rilevazione di una plusvalenza di 261 milioni di euro e una rimisurazione al fair value della quota residua di partecipazione di 259 milioni di euro.
- In data 29 dicembre 2022 Enel Brasil SA, controllata di Enel Américas SA, ha perfezionato la cessione dell'intera partecipazione detenuta nella società brasiliana di distribuzione di energia elettrica Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás), pari a circa il 99,9% del capitale sociale di quest'ultima, a Equatorial Participações e Investimentos SA, società controllata da Equatorial Energia SA, per un corrispettivo complessivo di circa 1,5 miliardi di euro (di cui circa 269 milioni di euro versati per la parte di equity e circa 1,2 miliardi di euro a rimborso dei finanziamenti infragruppo). L'operazione ha comportato un impatto negativo sul risultato operativo di circa 1 miliardo di euro connesso essenzialmente al rilascio della riserva di conversione cambio associata alle attività nette cedute.

2023

- In data 17 febbraio 2023 il Gruppo Enel, tramite la controllata Enel Argentina, ha perfezionato la cessione all'azienda energetica Central Puerto SA della partecipazione detenuta nella società di generazione termoelettrica Enel Generación Costanera per un corrispettivo di 42 milioni di euro interamente incassati. L'operazione ha comportato la rilevazione di un onere complessivo di 132 milioni di euro.
- In data 14 aprile 2023 è stata perfezionata la cessione, a YPF e a Pan American Sur SA, delle azioni detenute in Inversora Dock Sud SA e Central Dock Sud SA, per un corrispettivo complessivo di 48 milioni di euro. L'operazione ha comportato sul risultato operativo un impatto negativo di 194 milioni di euro.
- In data 29 settembre 2023 il Gruppo Enel ha perfezionato tramite la controllata Enel Green Power SpA la cessione del 50% delle due società che possiedono tutte le attività dedicate alle rinnovabili del Gruppo in Australia, nello specifico Enel Green Power Australia (Pty) Ltd ed Enel Green Power Australia Trust, a INPEX Corporation, per un corrispettivo complessivo di 142 milioni di euro. L'operazione ha comportato la rilevazione di un provento di 103 milioni di euro.
- In data 25 ottobre 2023 Enel SpA e la sua controllata Enel Chile SA hanno perfezionato la cessione delle loro intere partecipazioni azionarie nel capitale sociale di Arcadia Generación Solar SA, azienda cilena proprietaria di un portafoglio di quattro impianti fotovoltaici in esercizio per un totale di circa 416 MW di capacità installata, a Sonnedix, un produttore internazionale di energia rinnovabile, per un corrispettivo complessivo di 535 milioni di euro. L'operazione ha comportato la rilevazione di un provento di 195 milioni di euro.
- In data 25 ottobre 2023 il Gruppo Enel ha perfezionato la cessione alla società greca Public Power Corporation SA di tutte le partecipazioni detenute in Romania, per un corrispettivo totale di 1.241 milioni di euro. L'operazione ha comportato un impatto negativo sul risultato netto dell'esercizio pari a 847 milioni di euro, di cui 655 milioni di euro collegati al rilascio della riserva cambi.
- In data 29 dicembre 2023 Enel SpA, tramite la propria controllata Enel Green Power SpA, ha finalizzato la vendita del 50% di Enel Green Power Hellas, controllata al 100% da Enel Green Power per le rinnovabili in Grecia, a Macquarie Asset Management, per un corrispettivo totale pari a 351 milioni di euro. L'operazione nel suo complesso ha generato un impatto positivo sul risultato netto del Gruppo per il 2023 di 422 milioni di euro.

Altre variazioni

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 24 novembre 2023 il Gruppo Enel ha perfezionato tramite la controllata Endesa Generación SAU la cessione dell'intera partecipazione detenuta in Tecnatom SA, per un corrispettivo complessivo di 26 milioni di euro. L'operazione non ha comportato impatti a Conto economico.
- In data 20 dicembre 2023 Enel SpA ha ceduto l'intera partecipazione detenuta nella società Rusenergosbyt LLC per un corrispettivo di 83 milioni di euro. L'operazione ha comportato un impatto negativo di 124 milioni sul risultato netto del Gruppo, di cui 82 milioni di euro connessi al rilascio della riserva di conversione cambio.

Cessione di Enel Generación Costanera

In data 17 febbraio 2023 il Gruppo Enel ha ceduto la partecipazione detenuta nella società di generazione termoelettrica Enel Generación Costanera per un corrispettivo di 42 milioni di euro interamente incassato.

Milioni di euro	
Prezzo di cessione	42
Totale attività nette cedute	(39)
Rilascio della riserva OCI	(135)
Minusvalenza da cessione	**(132)**

Cessione di Inversora Dock Sud SA e Central Dock Sud SA

In data 14 aprile 2023 il Gruppo Enel ha ceduto la partecipazione detenuta nelle società di generazione termoelettrica Inversora Dock Sud SA e Central Dock Sud SA per un corrispettivo di 48 milioni di euro interamente incassato.

Milioni di euro	
Prezzo di cessione	48
Totale attività nette cedute	(48)
Rilascio della riserva OCI	(194)
Minusvalenza da cessione	**(194)**

Cessione del 50% di Enel Green Power Australia

In data 29 settembre 2023 il Gruppo Enel ha perfezionato tramite la controllata Enel Green Power SpA la cessione del 50% delle due società che possiedono tutte le attività dedicate alle rinnovabili del Gruppo in Australia, nello specifico Enel Green Power Australia (Pty) Ltd ed Enel Green Power Australia Trust, per un corrispettivo complessivo di 142 milioni di euro interamente incassato.

Milioni di euro	
Prezzo di cessione	142
Totale attività nette cedute	(63)
Rilascio della riserva OCI	(55)
Plusvalenza da cessione	**24**
Rimisurazione al fair value partecipazione residua (50%)	79
Provento da cessione	**103**

Cessione di Arcadia Generación Solar

In data 25 ottobre 2023 Enel SpA e la sua controllata Enel Chile SA hanno perfezionato la cessione delle loro intere partecipazioni azionarie nel capitale sociale di Arcadia Generación Solar SA a Sonnedix, per un corrispettivo complessivo di 535 milioni di euro interamente incassato.

Milioni di euro	
Prezzo di cessione	535
Totale attività nette cedute	(314)
Rilascio della riserva OCI	21
Oneri accessori alla vendita	(1)
Avviamento	(46)
Plusvalenza da cessione	**195**

L'operazione ha comportato un effetto fiscale di 68 milioni di euro.

Cessione delle attività in Romania

In data 25 ottobre 2023 il Gruppo Enel ha perfezionato la cessione alla società greca Public Power Corporation SA di tutte le partecipazioni detenute in Romania, per un corrispettivo totale di 1.241 milioni di euro interamente incassato.

Milioni di euro	
Prezzo di cessione	1.241
Totale attività nette cedute	(1.241)
Rilascio della riserva OCI	(655)
Oneri accessori alla vendita	(15)
Minusvalenza da cessione	**(670)**
Adeguamento di valore impianti ante *cessione*	*(215)*
Imposte su adeguamento di valore	*38*
Impatto economico	**(847)**

Cessione del 50% di Enel Green Power Hellas

In data 29 dicembre 2023 Enel SpA, tramite la propria controllata Enel Green Power SpA, ha finalizzato la vendita del 50% di Enel Green Power Hellas, controllata al 100% da Enel Green Power per le rinnovabili in Grecia, a Macquarie Asset Management, per un corrispettivo totale pari a 351 milioni di euro interamente incassato.

Milioni di euro	
Prezzo di cessione	351
Totale attività nette cedute	(86)
Oneri accessori	(3)
Plusvalenza da cessione	**262**
Rimisurazione al fair value partecipazione residua (50%)	160
Provento da cessione	**422**

10. Dati economici e patrimoniali per Settore primario (Linea di Business) e secondario (Area Geografica)

La rappresentazione dei risultati economici e patrimoniali è effettuata in base all'approccio utilizzato dal management per monitorare le performance del Gruppo nei due esercizi messi a confronto. In particolare, il management monitora e comunica al mercato i propri risultati a partire dai settori di business. Il Gruppo ha adottato infatti la seguente impostazione settoriale:

- Settore primario: Linea di Business;
- Settore secondario: Area Geografica.

La Linea di Business, quindi, risulta essere la discriminante principale e predominante nelle analisi svolte e nelle decisioni prese dal management del Gruppo, ed è pienamente coerente con la reportistica interna predisposta a tali fini dal momento che i risultati vengono misurati e valutati *in primis* per ciascuna Linea di Business e solo successivamente si declinano per Area Geografica.

A tale riguardo, si evidenzia che il processo di semplificazione organizzativa avviato nel corso dell'esercizio 2023 ha comportato una modifica delle Linee di Business e delle Aree Geografiche, che ha fatto emergere la necessità di ridefinire i settori oggetto d'informativa. Ciò al fine di esporre i risultati dei settori in base all'approccio utilizzato dal management per monitorare e rappresentare ai mercati le performance del Gruppo.

In particolare, nell'esposizione dei dati per settore primario (Linee di Business):

- i dati relativi a Enel X, che nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2022 erano presentati in maniera separata, sono confluiti nei Mercati finali;
- anche i dati relativi a Enel X Way, che nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2022 erano presentati nel settore Holding, Servizi e Altro, sono confluiti nei Mercati finali.

Nell'esposizione dei dati per settore secondario (Area Geografica), i dati relativi alle aree America Latina, Europa, Nord America, e Africa, Asia e Oceania sono confluiti nell'area "Resto del Mondo".

A seguito delle modifiche descritte, i dati riferiti all'anno precedente sono stati rideterminati ai soli fini comparativi.

Dati economici per Settore primario (Linea di Business)

Risultati 2023[1]

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Holding e Servizi	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	20.152	8.459	17.206	49.748	-	95.565	-	95.565
Ricavi e altri proventi intersettoriali	20.038	3.161	3.053	2.371	2.045	30.668	(30.668)	-
Totale ricavi	**40.190**	**11.620**	**20.259**	**52.119**	**2.045**	**126.233**	**(30.668)**	**95.565**
Totale costi	35.140	6.377	12.798	46.038	2.659	103.012	(30.668)	72.344
Risultati netti da contratti su commodity	(1.983)	(65)	-	(923)	5	(2.966)	-	(2.966)
Ammortamenti	775	1.603	2.957	785	233	6.353	-	6.353
Impairment	161	1.552	168	1.439	18	3.338	-	3.338
Ripristini di valore	(49)	(19)	(90)	(108)	(2)	(268)	-	(268)
Risultato operativo	**2.180**	**2.042**	**4.426**	**3.042**	**(858)**	**10.832**	**-**	**10.832**
Investimenti	**761[2]**	**5.345[3]**	**5.280[4]**	**1.138[5]**	**190[6]**	**12.714**	**-**	**12.714**

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri.
(2) Il dato non include 14 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(3) Il dato non include 565 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(4) Il dato non include 233 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(5) Il dato non include 34 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(6) Il dato non include 3 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Risultati 2022[1]

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Holding e Servizi	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	53.239	6.669	19.806	60.785	18	140.517	-	140.517
Ricavi e altri proventi intersettoriali	23.096	2.498	3.226	3.565	2.032	34.417	(34.417)	-
Totale ricavi	**76.335**	**9.167**	**23.032**	**64.350**	**2.050**	**174.934**	**(34.417)**	**140.517**
Totale costi	71.189	5.873	13.918	64.143	2.225	157.348	(34.384)	122.964
Risultati netti da contratti su commodity	551	183	-	1.595	(5)	2.324	41	2.365
Ammortamenti	802	1.456	2.852	747	229	6.086	-	6.086
Impairment	562	53	1.047	1.296	-	2.958	-	2.958
Ripristini di valore	(52)	(2)	(117)	(148)	-	(319)	-	(319)
Risultato operativo	**4.385**	**1.970**	**5.332**	**(93)**	**(409)**	**11.185**	**8**	**11.193**
Investimenti	**990[2]**	**6.386[3]**	**5.547[4]**	**1.205[5]**	**219**	**14.347**	**-**	**14.347**

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri.
(2) Il dato non include 2 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(3) Il dato non include 42 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(4) Il dato non include 110 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(5) Il dato non include 2 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Dati economici per Settore secondario (Area Geografica)

Risultati 2023[(1)]

Milioni di euro	Italia	Iberia	Resto del Mondo	*America Latina*	*Europa*	*Nord America*	*Africa, Asia e Oceania*	*Elisioni Resto del Mondo*	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	49.145	25.418	20.927	*18.569*	*234*	*2.129*	*335*	*(340)*	75	95.565
Ricavi e altri proventi intersettoriali	182	10	354	*7*	*5*	*13*	*3*	*326*	(546)	-
Totale ricavi	**49.327**	**25.428**	**21.281**	***18.576***	***239***	***2.142***	***338***	***(14)***	**(471)**	**95.565**
Totale costi	38.792	18.578	15.091	*13.563*	*80*	*1.262*	*200*	*(14)*	(117)	72.344
Risultati netti da contratti su commodity	233	(3.171)	(38)	*181*	-	*(220)*	*1*	-	10	(2.966)
Ammortamenti	2.325	1.911	1.931	*1.389*	*2*	*491*	*49*	-	186	6.353
Impairment	824	558	1.879	*452*	*2*	*1.425*	-	-	77	3.338
Ripristini di valore	(22)	(197)	(48)	*(43)*	*(1)*	-	*(4)*	-	(1)	(268)
Risultato operativo	**7.641**	**1.407**	**2.390**	**3.396**	***156***	***(1.256)***	***94***	**-**	**(606)**	**10.832**
Investimenti	**5.763[(2)]**	**2.305**	**4.419[(3)]**	**3.302[(4)]**	***2[(5)]***	***1.096[(6)]***	***19[(7)]***	**-**	**227**	**12.714**

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri.
(2) Il dato non include 337 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(3) Il dato non include 512 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(4) Il dato non include 180 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(5) Il dato non include 210 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(6) Il dato non include 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(7) Il dato non include 121 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Risultati 2022[(1)]

Milioni di euro	Italia	Iberia	Resto del Mondo	*America Latina*	*Europa*	*Nord America*	*Africa, Asia e Oceania*	*Elisioni Resto del Mondo*	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	83.337	32.725	23.476	*21.329*	*82*	*2.208*	*266*	*(409)*	979	140.517
Ricavi e altri proventi intersettoriali	171	108	398	*5*	*5*	*6*	-	*382*	(677)	-
Totale ricavi	**83.508**	**32.833**	**23.874**	***21.334***	***87***	***2.214***	***266***	***(27)***	**302**	**140.517**
Totale costi	81.880	25.388	16.149	*14.811*	*66*	*1.126*	*174*	*(28)*	(453)	122.964
Risultati netti da contratti su commodity	4.679	(2.215)	(95)	*56*	*6*	*(148)*	*(9)*	-	(4)	2.365
Ammortamenti	2.209	1.784	1.900	*1.393*	*2*	*430*	*75*	-	193	6.086
Impairment	886	478	1.577	*1.553*	*1*	*18*	*5*	-	17	2.958
Ripristini di valore	(39)	(271)	(7)	*(7)*	-	-	-	-	(2)	(319)
Risultato operativo	**3.251**	**3.239**	**4.160**	***3.640***	***24***	***492***	***3***	***1***	**543**	**11.193**
Investimenti	**4.640**	**2.316**	**7.168[(2)]**	***4.289[(3)]***	***224[(4)]***	***2.491***	***164[(5)]***	**-**	**223[(6)]**	**14.347**

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri.
(2) Il dato non include 138 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(3) Il dato non include 94 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(4) Il dato non include 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(5) Il dato non include 40 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(6) Il dato non include 18 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Dati patrimoniali per Settore primario (Linea di Business)

Al 31 dicembre 2023

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Holding e Servizi	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	8.340	42.757	40.490	1.142	793	93.522	(13)	93.509
Attività immateriali	271	5.555	20.188	4.926	443	31.383	-	31.383
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	20	17	484	169	2	692	(1)	691
Crediti commerciali	7.287	3.471	7.771	8.373	792	27.694	(9.711)	17.983
Altro	5.736	290	2.738	2.489	3.134	14.387	(6.268)	8.119
Attività operative	**21.654**(1)	**52.090**(2)	**71.671**(3)	**17.099**(4)	**5.164**(5)	**167.678**	**(15.993)**	**151.685**
Debiti commerciali	6.741	3.797	4.174	9.418	1.014	25.144	(8.986)	16.158
Passività da contratti con i clienti non correnti e correnti	112	271	7.515	59	7	7.964	(95)	7.869
Fondi diversi	3.468	979	3.348	742	1.208	9.745	(63)	9.682
Altro	3.833	1.606	9.817	4.327	4.740	24.323	(6.164)	18.159
Passività operative	**14.154**(6)	**6.653**(7)	**24.854**(8)	**14.546**(9)	**6.969**(10)	**67.176**	**(15.308)**	**51.868**

(1) Di cui 640 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(2) Di cui 2.254 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(3) Di cui 2.469 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(4) Di cui 84 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(5) Di cui 9 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(6) Di cui 142 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(7) Di cui 265 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(8) Di cui 207 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(9) Di cui 19 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(10) Di cui 3 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Al 31 dicembre 2022

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Holding e Servizi	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	8.530	41.519	40.377	760	642	91.828	(3)	91.825
Attività immateriali	397	5.723	20.035	4.975	467	31.597	-	31.597
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	-	50	500	109	6	665	(1)	664
Crediti commerciali	7.667	3.730	5.706	9.003	1.197	27.303	(9.567)	17.736
Altro	7.928	540	2.551	3.262	2.463	16.744	(7.891)	8.853
Attività operative	**24.522**(1)	**51.562**(2)	**69.169**(3)	**18.109**(4)	**4.775**(5)	**168.137**	**(17.462)**	**150.675**
Debiti commerciali	8.034	4.173	4.297	9.396	1.205	27.105	(9.042)	18.063
Passività da contratti con i clienti non correnti e correnti	95	323	7.527	91	9	8.045	(81)	7.964
Fondi diversi	3.979	921	3.263	488	1.088	9.739	(68)	9.671
Altro	3.475	1.802	6.691	7.055	4.434	23.457	(7.903)	15.554
Passività operative	**15.583**(6)	**7.219**(7)	**21.778**(8)	**17.030**(9)	**6.736**(10)	**68.346**	**(17.094)**	**51.252**

(1) Di cui 188 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(2) Di cui 2.146 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(3) Di cui 1.994 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(4) Di cui 1.241 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(5) Di cui 32 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(6) Di cui 92 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(7) Di cui 308 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(8) Di cui 866 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(9) Di cui 801 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(10) Di cui 15 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Dati patrimoniali per Settore secondario (Area Geografica)

Al 31 dicembre 2023

Milioni di euro	Italia	Iberia	Resto del Mondo	*America Latina*	*Europa*	*Nord America*	*Africa, Asia e Oceania*	*Elisioni Resto del Mondo*	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	34.361	23.527	35.524	*22.273*	*3*	*12.790*	*458*	–	97	93.509
Attività immateriali	3.122	16.178	11.397	*10.771*	*26*	*482*	*118*	–	686	31.383
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	90	80	520	*473*	*2*	*40*	*5*	–	1	691
Crediti commerciali	8.819	4.011	5.302	*4.978*	*29*	*244*	*78*	*(27)*	(149)	17.983
Altro	4.281	2.375	1.706	*1.393*	*13*	*271*	*31*	*(2)*	(243)	8.119
Attività operative	**50.673**[1]	**46.171**	**54.449**[2]	***39.888***[3]	***73***	***13.827***[4]	***690***[5]	***(29)***	**392**	**151.685**
Debiti commerciali	9.001	2.888	5.011	*4.075*	*30*	*849*	*79*	*(22)*	(742)	16.158
Passività da contratti con i clienti non correnti e correnti	4.318	3.537	47	*47*	–	–	–	–	(33)	7.869
Fondi diversi	3.078	3.177	2.686	*2.529*	*1*	*134*	*21*	*1*	741	9.682
Altro	6.913	3.556	6.219	*4.205*	*37*	*1.932*	*48*	*(3)*	1.471	18.159
Passività operative	**23.310**[6]	**13.158**	**13.963**[7]	***10.856***[8]	***68***	***2.915***[9]	***148***[10]	***(24)***	**1.437**	**51.868**

(1) Di cui 631 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(2) Di cui 4.801 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(3) Di cui 4.541 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(4) Di cui 242 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(5) Di cui 18 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(6) Di cui 155 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(7) Di cui 481 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(8) Di cui 477 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(9) Di cui 3 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(10) Di cui 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Al 31 dicembre 2022

Milioni di euro	Italia	Iberia	Resto del Mondo	*America Latina*	*Europa*	*Nord America*	*Africa, Asia e Oceania*	*Elisioni Resto del Mondo*	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	30.327	23.167	38.220	*21.099*	*2.397*	*13.722*	*1.002*	–	111	91.825
Attività immateriali	3.200	16.173	11.596	*10.534*	*331*	*602*	*129*	–	628	31.597
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	73	9	576	*493*	*48*	*19*	*16*	–	6	664
Crediti commerciali	7.086	4.369	6.470	*5.037*	*1.127*	*268*	*66*	*(28)*	(189)	17.736
Altro	4.947	2.929	2.105	*1.498*	*294*	*250*	*63*	–	(1.128)	8.853
Attività operative	**45.633**[1]	**46.647**	**58.967**[2]	***38.661***[3]	***4.197***[4]	***14.861***	***1.276***[5]	***(28)***	**(572)**	**150.675**
Debiti commerciali	9.595	3.220	6.652	*4.813*	*483*	*1.261*	*119*	*(24)*	(1.404)	18.063
Passività da contratti con i clienti non correnti e correnti	4.188	3.351	479	*35*	*443*	–	*1*	–	(54)	7.964
Fondi diversi	3.008	3.458	2.576	*2.378*	*69*	*97*	*32*	–	629	9.671
Altro	4.323	3.144	7.076	*4.480*	*637*	*1.893*	*66*	–	1.011	15.554
Passività operative	**21.114**[6]	**13.173**	**16.783**[7]	***11.706***[8]	***1.632***[9]	***3.251***	***218***[10]	***(24)***	**182**	**51.252**

(1) Di cui 253 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(2) Di cui 4.968 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(3) Di cui 307 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(4) Di cui 4.108 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(5) Di cui 553 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(6) Di cui 64 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(7) Di cui 1.737 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(8) Di cui 99 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(9) Di cui 1.584 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(10) Di cui 54 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

La seguente tabella presenta la riconciliazione tra le attività e passività di settore e quelle consolidate.

Milioni di euro		
	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Totale attività	**195.224**	**219.874**
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.650	1.281
Derivati finanziari attivi non correnti	2.383	3.970
Altre attività finanziarie non correnti	8.750	8.359
Crediti tributari a lungo inclusi in "Altre attività non correnti"	1.487	1.674
Altre attività finanziarie correnti	4.329	13.753
Derivati finanziari attivi correnti	6.407	14.830
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	6.801	11.041
Attività per imposte anticipate[1]	9.218	11.175
Crediti tributari	2.016	2.159
Attività finanziarie e fiscali di "Attività possedute per la vendita"[1]	498	957
Attività di settore	**151.685**	**150.675**
Totale passività	**150.115**	**177.794**
Finanziamenti a lungo termine	61.085	68.191
Derivati finanziari passivi non correnti	3.373	5.895
Altre passività finanziarie non correnti	8	-
Finanziamenti a breve termine	4.769	18.392
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	9.086	2.835
Altre passività finanziarie correnti	909	853
Derivati finanziari passivi correnti	6.461	16.141
Passività di imposte differite[1]	8.217	9.794
Debiti per imposte sul reddito	1.573	1.623
Debiti tributari diversi	1.034	1.048
Passività finanziarie e fiscali di "Passività possedute per la vendita"[1]	1.732	1.770
Passività di settore	**51.868**	**51.252**

(1) I dati relativi al 31 dicembre 2022 sono stati rideterminati per tenere conto degli effetti dell'Amendment allo IAS 12, in vigore successivamente al 1° gennaio 2023. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 8 "Rideterminazione dei dati comparativi".

Informazioni sul Conto economico consolidato

Ricavi

11.a Ricavi delle vendite e delle prestazioni – *Euro 92.882 milioni*

Milioni di euro				
	2023	**2022**	**2023-2022**	
Vendite energia elettrica	52.465	69.340	(16.875)	-24,3%
Trasporto energia elettrica	11.123	11.096	27	0,2%
Corrispettivi da gestori di rete	1.142	979	163	16,6%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	1.570	1.667	(97)	-5,8%
Vendite gas	7.983	8.970	(987)	-11,0%
Trasporto gas	68	80	(12)	-15,0%
Vendite di combustibili	3.458	5.605	(2.147)	-38,3%
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	877	826	51	6,2%
Ricavi per lavori e servizi su ordinazione	995	1.672	(677)	-40,5%
Vendite certificati ambientali	283	111	172	-
Vendite relative al business dei servizi a valore aggiunto	1.653	1.384	269	19,4%
Altre vendite e prestazioni	866	918	(52)	-5,7%
Totale ricavi IFRS 15	**82.483**	**102.648**	**(20.165)**	**-19,6%**
Vendite di commodity da contratti con consegna fisica	8.875	37.247	(28.372)	-76,2%
Risultati da valutazione dei contratti di vendita di commodity con consegna fisica chiusi nel periodo	1.508	(4.260)	5.768	-
Altri ricavi diversi	16	18	(2)	-11,1%
Totale ricavi delle vendite e delle prestazioni	**92.882**	**135.653**	**(42.771)**	**-31,5%**

I ricavi da "Vendite di energia elettrica" si attestano a 52.465 milioni di euro, in diminuzione di 16.875 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (-24,3%). Tale decremento è dovuto sostanzialmente ai minori volumi venduti in un regime di prezzi di vendita dell'energia elettrica decrescenti, soprattutto in Italia (9.873 milioni di euro) e in Spagna (6.916 milioni di euro), conseguenti alla stabilizzazione dei mercati.

I "Corrispettivi da gestori di rete" sono in aumento di 163 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. La variazione è dovuta ai maggiori corrispettivi riconosciuti in Italia (334 milioni di euro) relativi prevalentemente alla remunerazione del capacity market e al piano di massimizzazione della produzione termoelettrica da impianti alimentati con combustibili alternativi al gas richiesto dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) che ha incluso alcuni impianti di Enel Produzione SpA. La voce è compensata da minori corrispettivi riconosciuti in Argentina (139 milioni di euro) e in Perù (28 milioni di euro).

I ricavi per "Vendite di gas" nel 2023 sono pari a 7.983 milioni di euro (8.970 milioni di euro nel 2022) con un decremento di 987 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale decremento è riconducibile prevalentemente alla diminuzione dei prezzi e alla riduzione del numero di clienti in Spagna (1.101 milioni di euro), compensata dall'adeguamento delle offerte a prezzi di mercato (attraverso indicizzazione o con rimodulazione delle condizioni contrattuali) in parte mitigato dalle maggiori quantità vendute in Italia (272 milioni di euro).

I ricavi per "Vendite di combustibili" si riducono di 2.147 milioni di euro in ragione all'andamento decrescente dei prezzi di vendita del gas nell'ambito delle attività di trading. Tale effetto è in parte compensato dalle maggiori vendite effettuate in Spagna.

I "Ricavi per lavori e servizi su ordinazione" si attestano a 995 milioni di euro, in diminuzione di 677 milioni di euro. Tale riduzione è attribuibile alla variazione dei lavori di sviluppo della rete di distribuzione in concessione in Brasile e prevalentemente alla variazione del perimetro di Gruppo connessa alla cessione di Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás) avvenuta nel dicembre 2022.

I ricavi da "Vendite certificati ambientali" si attestano a 283 milioni di euro, in aumento di 172 milioni di euro. La varia-

zione positiva è riconducibile essenzialmente alle maggiori vendite realizzate da Endesa Generación (166 milioni di euro) per quote di CO_2.

I ricavi per "Vendite relative al business dei servizi a valore aggiunto" sono pari a 1.653 milioni di euro, in aumento di 269 milioni di euro. La variazione positiva è riconducibile essenzialmente ai maggiori ricavi per la vendita di beni di efficienza energetica e prestazioni riconducibili alla manutenzione, consulenza, riparazione e installazione dei beni a efficienza energetica del segmento di attività e-Home e Vivi Meglio di Enel X in Italia (123 milioni di euro), e ai maggiori ricavi per vendite di servizi a valore aggiunto in Nord America (55 milioni di euro) e in Colombia (21 milioni di euro).

La variazione negativa delle "Vendite di commodity da contratti con consegna fisica", misurati al fair value a Conto economico nello scope dell'IFRS 9 (28.372 milioni di euro), è riferita prevalentemente alla commodity gas ed è dovuta principalmente alla riduzione dei prezzi nonché alla diminuzione dei volumi intermediati.

La tabella seguente espone i risultati netti relativi ai contratti di vendita e acquisto di commodity con consegna fisica misurati al fair value nello scope dell'IFRS 9.

Milioni di euro				
	2023	**2022**	**2023-2022**	
Risultati di contratti di commodity energetiche con consegna fisica (IFRS 9) chiusi nel periodo				
Contratti di vendita				
Vendite di energia elettrica	1.550	5.436	(3.886)	-71,5%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	281	(795)	1.076	-
Totale energia	**1.831**	**4.641**	**(2.810)**	**-60,5%**
Vendite di gas	7.271	30.924	(23.653)	-76,5%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	1.114	(3.600)	4.714	-
Totale gas	**8.385**	**27.324**	**(18.939)**	**-69,3%**
Vendite di quote di emissioni inquinanti	4	875	(871)	-99,5%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	109	131	(22)	-16,8%
Totale quote di emissioni inquinanti	**113**	**1.006**	**(893)**	**-88,8%**
Vendita di garanzie di origine	50	12	38	-
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	4	4	-	-
Totale garanzie di origine	**54**	**16**	**38**	**-**
Totale ricavi	**10.383**	**32.987**	**(22.604)**	**-68,5%**
Contratti di acquisto				
Acquisti di energia elettrica	2.884	6.161	(3.277)	-53,2%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	570	(200)	770	-
Totale energia	**3.454**	**5.961**	**(2.507)**	**-42,1%**
Acquisti di gas	8.063	33.092	(25.029)	-75,6%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	1.370	(1.940)	3.310	-
Totale gas	**9.433**	**31.152**	**(21.719)**	**-69,7%**
Acquisti di quote di emissioni inquinanti	624	843	(219)	-26,0%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	(31)	132	(163)	-
Totale quote di emissioni inquinanti	**593**	**975**	**(382)**	**-39,2%**
Acquisti di garanzie di origine	101	25	76	-
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	32	3	29	-
Totale garanzie di origine	**133**	**28**	**105**	**-**
Totale costi	**13.613**	**38.116**	**(24.503)**	**-64,3%**
Ricavi/(Costi) netti di contratti di commodity energetiche con consegna fisica chiusi nel periodo	**(3.230)**	**(5.129)**	**1.899**	**37,0%**
Risultati da valutazione di contratti outstanding di commodity energetiche con consegna fisica (IFRS 9)				
Contratti di vendita				
Energia	226	(134)	360	-
Gas	136	4.841	(4.705)	-97,2%
Quote di emissioni inquinanti	23	490	(467)	-95,3%
Garanzie di origine	4	(15)	19	-
Totale	**389**	**5.182**	**(4.793)**	**-92,5%**
Contratti di acquisto				
Energia	254	(124)	378	-
Gas	586	3.879	(3.293)	-84,9%
Quote di emissioni inquinanti	19	627	(608)	-97,0%
Garanzie di origine	67	(72)	139	-
Totale	**926**	**4.310**	**(3.384)**	**-78,5%**
Risultati netti da valutazione di contratti outstanding di commodity energetiche con consegna fisica (IFRS 9)	**(537)**	**872**	**(1.409)**	**-**
Totale ricavi/(costi) netti da contratti di commodity con consegna fisica (IFRS 9)	**(3.767)**	**(4.257)**	**490**	**11,5%**

I ricavi da contratti con clienti (IFRS 15) sono ripartiti tra "point in time" e "over time" così come esposto nella tabella seguente.

Milioni di euro	2023									
	Italia		Iberia		Resto del Mondo		Altro, elisioni e rettifiche		Totale	
	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time
Totale ricavi IFRS 15	**36.982**	**1.169**	**23.063**	**1.973**	**17.887**	**1.342**	**13**	**54**	**77.945**	**4.538**

	2022									
	Italia		Iberia		Resto del Mondo		Altro, elisioni e rettifiche		Totale	
	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time
Totale ricavi IFRS 15	**47.650**	**2.068**	**30.984**	**1.425**	**19.061**	**1.307**	**10**	**143**	**97.705**	**4.943**

Nella seguente tabella è evidenziata la composizione dei ricavi delle vendite e delle prestazioni per area geografica.

Milioni di euro		
	2023	**2022**
Italia	39.724	57.859
Europa		
Iberia	21.799	30.535
Francia	1.919	3.086
Svizzera	1.936	6.791
Germania	1.028	1.676
Austria	75	189
Slovenia	10	146
Romania	4	3
Grecia	6	15
Belgio	13	834
Repubblica Ceca	180	321
Ungheria	13	7
Olanda	145	38
Regno Unito	4.523	11.841
Altri Paesi europei	2.152	1.551
America		
Stati Uniti	864	779
Canada	62	53
Messico	315	313
Brasile	7.621	9.064
Cile	4.369	4.434
Perù	1.565	1.449
Colombia	3.248	2.725
Argentina	613	966
Panama	200	177
Costa Rica	17	17
Guatemala	81	83
Altri		
Africa	96	132
Asia	266	521
Oceania	38	48
Totale	**92.882**	**135.653**

Obbligazioni di fare

La seguente tabella fornisce informazioni circa le obbligazioni di fare del Gruppo relativamente alle principali tipologie di ricavo, riassumendo i giudizi professionali espressi e i connessi princípi contabili di rilevazione dei ricavi.
Per informazioni sull'utilizzo di stime sui ricavi derivanti da contratti con i clienti si rimanda alla nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management".

Tipo di prodotto/ servizio	Natura e tempistica della soddisfazione dell'obbligazione di fare	Princípi contabili
Vendita di energia elettrica prodotta dal Gruppo	Al fine di determinare la natura della promessa contenuta in tali contratti con i clienti per la vendita di energia elettrica, il Gruppo analizza con attenzione i fatti e le circostanze applicabili a ciascun contratto. Per le vendite di energia sulle Borse elettriche, tali fatti e circostanze (inclusi le caratteristiche intrinseche della commodity, i termini contrattuali, le informazioni inerenti alle infrastrutture e agli altri meccanismi di consegna) generalmente indicano che l'obbligazione di fare è un servizio per la consegna della commodity da cui il cliente riceve e consuma simultaneamente i benefíci. Di conseguenza, il Gruppo identifica un'obbligazione di fare adempiuta nel corso del tempo quale parte di una serie di beni/servizi distinti (ossia, ciascuna unità di commodity) che sono sostanzialmente gli stessi e hanno la stessa modalità di trasferimento al cliente.	Per i ricavi derivanti dalla vendita di energia sulle Borse elettriche, rilevati nel corso del tempo, il Gruppo applica un metodo di valutazione basato sugli output, così da rilevare ricavi per un importo pari a quello che ha il diritto di fatturare al cliente se tale importo corrisponde esattamente al valore, per il cliente, dell'obbligazione completata alla data di rilevazione, ossia al prezzo definito nel mercato (senza elementi variabili).
Servizi di connessione alla rete	I contributi ricevuti da clienti per la connessione alla rete di distribuzione di energia elettrica o gas richiedono una valutazione specifica da parte del Gruppo che prenda in considerazione tutti i termini e le condizioni del contratto. Tale valutazione è finalizzata a valutare se il contratto include altri beni o servizi distinti, quali per esempio il diritto a ottenere l'accesso continuato all'infrastruttura per la fornitura della commodity o, in presenza di un contributo di connessione con "pagamento anticipato e non rimborsabile" corrisposto all'inizio del contratto o a una data vicina, un diritto significativo che dia origine a un'obbligazione di fare. In particolare, in alcuni Paesi in cui opera, il Gruppo valuta che la natura del corrispettivo ricevuto rappresenta un "pagamento anticipato e non rimborsabile" il cui esborso riconosce al cliente un diritto significativo. Al fine di determinare se il periodo sul quale rilevare tale diritto significativo debba essere esteso oltre la durata contrattuale iniziale, il Gruppo prende in considerazione il quadro legale e regolamentare locale, comunque applicabile al contratto e che interessa le parti. In tali casi, laddove esistano un'attribuzione implicita del diritto significativo al cliente e un'obbligazione che si trasferisce dal cliente iniziale a un nuovo cliente, il Gruppo rileva il contributo di connessione lungo un periodo di tempo che si estende oltre la relazione con il cliente iniziale, considerando la durata della concessione come il periodo durante il quale il cliente iniziale e qualsiasi altro cliente futuro possano beneficiare dell'accesso continuativo al servizio senza corrispondere ulteriori contributi di connessione aggiuntivi. Conseguentemente, il contributo è rilevato lungo il periodo in cui il pagamento crea per il Gruppo un'obbligazione di fare a prezzi inferiori rispetto a quelli disponibili ai futuri clienti (ovvero il periodo in cui si prevede che il cliente possa beneficiare dell'accesso continuativo al servizio senza dover corrispondere al rinnovo un ulteriore pagamento anticipato).	I ricavi per contributi di connessione alla rete di distribuzione di energia elettrica e del gas, sia monetari sia in natura, sono rilevati in base all'adempimento delle obbligazioni di fare previste dal contratto. L'identificazione di beni o servizi distinti richiede un'attenta analisi dei termini e condizioni dei contratti di connessione che possono variare da Paese a Paese, in base al contesto, alla normativa e alle regolamentazioni locali. Per finalizzare tale valutazione, il Gruppo considera non solo le caratteristiche dei beni/servizi stessi (ossia il bene o servizio è per sua natura tale da poter essere distinto), ma anche le promesse implicite per le quali il cliente ha una valida aspettativa poiché le considera parte integrante dell'accordo contrattuale, ossia i beni/servizi che il cliente si aspetta di ricevere e per i quali ha pagato (ovvero la promessa di trasferire al cliente il bene o servizio può essere distinta da altre promesse contenute nel contratto). Inoltre, il Gruppo agisce in qualità di "agent" in taluni contratti relativi a servizi di connessione alla rete dell'energia elettrica/gas e altre attività collegate, in funzione dell'assetto regolamentare o normativo locale; in questi casi, i ricavi sono rilevati su base netta, corrispondenti agli onorari o alle commissioni cui si aspetta di avere diritto.
Vendita/trasporto di energia elettrica/ gas ai clienti finali	Un contratto di fornitura di energia elettrica/gas stipulato con un cliente finale prevede un'unica obbligazione di fare (vendita e trasporto della commodity) in quanto il Gruppo ha valutato che il contratto non fornisce beni/servizi distinti e che la promessa è soddisfatta con il trasferimento del controllo della commodity al cliente nel momento in cui la stessa è erogata al punto di consegna. Al fine di determinare la natura della promessa contenuta in tali contratti, il Gruppo analizza con attenzione i fatti e le circostanze applicabili a ciascun contratto e commodity. In ogni caso, il Gruppo considera che l'obbligazione di fare prevista da un contratto di servizio continuativo, quale un contratto di fornitura di energia elettrica/gas a clienti finali, sia tipicamente adempiuta nel corso del tempo (perché il cliente riceve e consuma simultaneamente i benefíci della commodity man mano che quest'ultima gli è consegnata) quale parte di una serie di beni/servizi distinti (ossia, ciascuna unità di commodity) che sono sostanzialmente gli stessi e hanno la stessa modalità di trasferimento al cliente.	Per i ricavi da trasporto e vendita di energia elettrica/gas ai clienti finali il Gruppo applica un metodo di valutazione basato sugli output, così da rilevare ricavi per un importo pari a quello che ha il diritto di fatturare al cliente se tale importo corrisponde esattamente al valore, per il cliente, dell'obbligazione completata alla data di rilevazione, ossia ai quantitativi forniti nell'esercizio, ancorché non fatturati; tali ricavi sono determinati utilizzando opportune stime oltre che letture periodiche dei consumi. Ove applicabile, tali ricavi si basano sulle tariffe e relativi vincoli fissati per legge o dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente e da analoghi organismi esteri, in vigore nel periodo di riferimento.

Lavori su ordinazione	I lavori su ordinazione di norma comprendono un'obbligazione di fare che viene adempiuta nel corso del tempo; per tali contratti, il Gruppo generalmente considera adeguato l'uso di un metodo di valutazione dei progressi nell'adempimento dell'obbligazione di fare basato sugli input, a meno che un'analisi specifica del contratto suggerisca l'uso di un metodo diverso, che meglio rappresenti l'obbligazione di fare del Gruppo soddisfatta alla data di riferimento del bilancio.	Per i lavori su ordinazione che includono un'obbligazione di fare soddisfatta nel corso del tempo, il Gruppo rileva i ricavi nel corso del tempo misurando il progresso verso il completo adempimento di tale obbligazione. Si ritiene che il metodo del costo sostenuto (cost-to-cost method) sia generalmente considerato il miglior metodo per misurare i progressi verso l'adempimento dell'obbligazione di fare del Gruppo alla data di riferimento del bilancio. L'ammontare dovuto dai committenti per lavori su ordinazione è presentato come un'attività derivante da contratti con i clienti; l'ammontare dovuto ai committenti per lavori su ordinazione è presentato come una passività derivante da contratti con i clienti.
Servizi in concessione (in ambito di applicazione IFRIC 12)	Il Gruppo, in qualità di concessionario, fornisce servizi per la realizzazione/il miglioramento dell'infrastruttura utilizzata per la fornitura del servizio di carattere pubblico e/o servizi per la gestione e il mantenimento dell'infrastruttura stessa per il periodo della concessione. Per le obbligazioni di fare connesse ai servizi di realizzazione e di miglioramento dell'infrastruttura, si rimanda a quanto detto per i "Lavori su ordinazione". Per quanto riguarda i ricavi da servizi operativi, si rimanda a quanto detto per la "Vendita di energia elettrica prodotta dal Gruppo" e la "Vendita/trasporto di energia elettrica/gas ai clienti finali".	Quando il Gruppo fornisce servizi per la realizzazione/il miglioramento rileva attività immateriali e/o attività finanziarie, secondo le caratteristiche dell'accordo per servizi in concessione. I corrispettivi ricevuti o da ricevere relativi a entrambe le componenti sono rilevati inizialmente come ricavi da contratti con i clienti. Per maggiori dettagli riguardo alla rilevazione di tali ricavi, si rimanda a quanto detto per i "Lavori su ordinazione". Inoltre, è classificata come ricavo anche la componente rilevata a Conto economico derivante dalla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ad accordi per servizi in concessione relativi all'attività di distribuzione in Brasile, al fine di riflettere adeguatamente il modello di business coerentemente con il relativo contratto di concessione. I ricavi relativi alle attività di gestione e di mantenimento sono rilevati come ricavi della vendita di energia elettrica sul mercato o ai clienti finali (si rimanda, rispettivamente, a quanto detto per la "Vendita di energia elettrica prodotta dal Gruppo" e la "Vendita/trasporto di energia elettrica/gas ai clienti finali").

11.b Altri proventi – *Euro 2.683 milioni*

Milioni di euro				
	2023	**2022**	**2023-2022**	
Contributi per certificati ambientali[1]	346	220	126	57,3%
Altri contributi in conto esercizio	9	28	(19)	-67,9%
Contributi in conto impianti (business elettrico e gas)	28	28	-	-
Rimborsi vari	314	314	-	-
Plusvalenze da alienazione di controllate, collegate, joint venture, joint operation e attività non correnti possedute per la vendita	584	1.876	(1.292)	-68,9%
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	44	64	(20)	-31,3%
Premi per continuità del servizio	13	31	(18)	-58,1%
Altri proventi	1.345	2.303	(958)	-41,6%
Totale	**2.683**	**4.864**	**(2.181)**	**-44,8%**

(1) Relativamente alla voce "Contributi per certificati ambientali", si rimanda a quanto commentato nella nota 58 "Programmi ambientali".

La voce relativa alle plusvalenze da alienazione di società ammonta a 584 milioni di euro nel 2023 e accoglie principalmente la rilevazione da parte di Enel CIEN (in Brasile) del provento (99 milioni di euro) di fine concessione ricevuto per il subentro di altro soggetto, il provento complessivo (103 milioni di euro) derivante dalla cessione parziale con perdita di controllo delle attività detenute in Australia, il provento derivante dalla cessione di Arcadia Generación Solar (195 milioni di euro) e la rimisurazione al fair value della partecipazione residua di Enel Green Power Hellas (160 milioni di euro).

Nel 2022 tale voce accoglieva principalmente la rilevazione dei proventi derivanti dalla cessione da parte di Enel X International dell'1,1% della partecipazione in Ufinet (220 milioni di euro), dalla cessione da parte di Enel X Srl delle società del comparto finanziario a Mooney (67 milioni di euro), dalla cessione del 50% della partecipazione detenuta da Enel Grids in Gridespertise (520 milioni di euro) e dalla cessione da parte di Enel Chile della partecipazione detenuta in Enel Transmisión Chile.

Negli "Altri proventi" si registra un decremento di 958 milioni di euro dovuto principalmente alla diminuzione dei proventi registrati da Enel Generación Chile (456 milioni di euro) prevalentemente relativi all'accordo contrattuale con Shell la cui modifica nel 2022 aveva generato maggiori proventi, alla diminuzione dei proventi connessi al business elettrico registrati in Argentina (219 milioni di euro) a seguito degli accordi conclusi nel 2022 tra la società Edesur e le autorità locali, nonché alla diminuzione in Enel Green Power North America dei proventi per tax partnership (127 milioni di euro).

Nelle tabelle seguenti è rappresentata una disaggregazione del totale "Ricavi" per Linea di Business in base all'approccio utilizzato dal management per monitorare le performance del Gruppo nei due esercizi a confronto.

Milioni di euro	2023							
	Generazione Termoelettrica e Trading	**Enel Green Power**	**Enel Grids**	**Mercati finali**	**Holding e Servizi**	**Totale reporting segment**	**Elisioni e rettifiche**	**Totale**
Totale ricavi IFRS 15	**26.354**	**9.982**	**19.719**	**51.630**	**2.004**	**109.689**	**(27.206)**	**82.483**
Vendite di commodity da contratti con consegna fisica	12.374	-	-	6	-	12.380	(3.505)	8.875
Risultati da valutazione dei contratti di vendita di commodity con consegna fisica chiusi nel periodo	1.504	-	-	4	-	1.508	-	1.508
Altri ricavi diversi	6	3	18	1	16	44	(28)	16
Totale ricavi delle vendite e delle prestazioni	**40.238**	**9.985**	**19.737**	**51.641**	**2.020**	**123.621**	**(30.739)**	**92.882**
Altri proventi	**(48)**	**1.635**	**522**	**478**	**25**	**2.612**	**71**	**2.683**
TOTALE RICAVI	**40.190**	**11.620**	**20.259**	**52.119**	**2.045**	**126.233**	**(30.668)**	**95.565**

Milioni di euro	2022							
	Generazione Termoelettrica e Trading	**Enel Green Power**	**Enel Grids**	**Mercati finali[(1)]**	**Holding e Servizi[(1)]**	**Totale reporting segment**	**Elisioni e rettifiche**	**Totale**
Totale ricavi IFRS 15	**37.154**	**7.863**	**20.854**	**63.476**	**1.993**	**131.340**	**(28.692)**	**102.648**
Vendite di commodity da contratti con consegna fisica	42.667	-	-	26	-	42.693	(5.446)	37.247
Risultati da valutazione dei contratti di vendita di commodity con consegna fisica chiusi nel periodo	(4.240)	-	-	(20)	-	(4.260)	-	(4.260)
Altri ricavi diversi	-	6	13	1	22	42	(24)	18
Totale ricavi delle vendite e delle prestazioni	**75.581**	**7.869**	**20.867**	**63.483**	**2.015**	**169.815**	**(34.162)**	**135.653**
Altri proventi	**754**	**1.298**	**2.165**	**867**	**35**	**5.119**	**(255)**	**4.864**
TOTALE RICAVI	**76.335**	**9.167**	**23.032**	**64.350**	**2.050**	**174.934**	**(34.417)**	**140.517**

(1) I dati relativi alla Linea di Business Mercati finali del 2022 sono stati rideterminati per tener conto del trasferimento di talune attività nette e dei relativi Conti economici di Enel X ed Enel X Way dalle Linee di Business Enel X e Holding, Servizi e Altro.

Costi

12.a Energia elettrica, gas e combustibile – *Euro 46.270 milioni*

Milioni di euro				
	2023	**2022**	**2023-2022**	
Energia elettrica	24.098	47.155	(23.057)	-48,9%
- di cui relativi ad acquisti da contratti con consegna fisica (IFRS 9)	*2.884*	*6.161*	*(3.277)*	*-53,2%*
Gas	16.583	47.930	(31.347)	-65,4%
- di cui relativi ad acquisti da contratti con consegna fisica (IFRS 9)	*8.063*	*33.092*	*(25.029)*	*-75,6%*
Risultati da valutazione dei contratti di acquisto di energia elettrica e gas con consegna fisica chiusi nel periodo	1.940	(2.140)	4.080	-
Combustibile nucleare	99	111	(12)	-10,8%
Altri combustibili	3.550	3.840	(290)	-7,6%
Totale	**46.270**	**96.896**	**(50.626)**	**-52,2%**

I costi per l'acquisto di "Energia elettrica" subiscono un decremento dovuto alla riduzione dei prezzi medi e ai minori volumi acquistati rispetto al precedente esercizio, principalmente in Italia (17.942 milioni di euro) e Spagna (4.833 milioni di euro).

Il decremento dei costi per l'acquisto di "Gas" riflette essenzialmente la diminuzione dei prezzi medi di acquisto del gas che ha impattato significativamente anche la valutazione dei contratti con consegna fisica, nonché la flessione dei volumi intermediati, prevalentemente in Italia e Spagna.
Si segnala, inoltre, che tale voce include gli oneri per 515 milioni di euro 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 un incremento di 4.080 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, di cui 3.311 milioni di euro riconducibili alla commodity gas e 769 milioni di euro riconducibili alla commodity elettricità.

Il decremento nella voce "Altri combustibili" è principalmente dovuto ai minori volumi di approvvigionamento.

12.b Servizi e altri materiali – *Euro 18.304 milioni*

Milioni di euro				
	2023	**2022**	**2023-2022**	
Vettoriamenti passivi	7.781	8.247	(466)	-5,7%
Manutenzioni e riparazioni	1.134	1.067	67	6,3%
Telefonici e postali	168	181	(13)	-7,2%
Servizi di comunicazione	120	117	3	2,6%
Servizi informatici	840	872	(32)	-3,7%
Godimento beni di terzi	534	503	31	6,2%
Altri servizi	4.980	5.707	(727)	-12,7%
Costi per certificati ambientali non destinati alla compliance	1.002	963	39	4,0%
- di cui relativi ad acquisti da contratti con consegna fisica (IFRS 9)	*725*	*868*	*(143)*	*-16,5%*
Risultati da valutazione dei contratti di acquisto di certificati ambientali con consegna fisica chiusi nel periodo	1	135	(134)	-99,3%
Variazione rimanenze di certificati ambientali	(593)	(97)	(496)	-
Altri materiali	2.337	2.533	(196)	-7,7%
Totale	**18.304**	**20.228**	**(1.924)**	**-9,5%**

I costi per servizi e altri materiali, pari a 18.304 milioni di euro nel 2023, registrano un decremento di 1.924 milioni di euro rispetto all'esercizio 2022. Tale variazione risente essenzialmente:

- del decremento dei costi per "Vettoriamenti passivi" per 466 milioni di euro, principalmente in Italia per effetto dei minori volumi e in Spagna per l'effetto della riduzione delle tariffe;
- del decremento degli "Altri servizi" pari a 727 milioni di euro dovuto principalmente ai minori costi imputabili ai servizi connessi al business elettrico e del gas (371 milioni di euro) e ai minori costi per servizi in concessione in Brasile (353 milioni di euro);
- del decremento dei costi per certificati ambientali, inclusivi della variazione delle rimanenze, essenzialmente riferito ai minori acquisti di quote CO_2;
- del decremento degli "Altri materiali" dovuto principalmente ai minori costi di approvvigionamento conseguenti alle variazioni di perimetro.

12.c Costo del personale – *Euro 5.030 milioni*

Milioni di euro				
	2023	**2022**	**2023-2022**	
Salari e stipendi	3.498	3.442	56	1,6%
Oneri sociali	903	924	(21)	-2,3%
Trattamento di fine rapporto	114	107	7	6,5%
Benefici successivi al rapporto di lavoro e altri benefici a lungo termine	67	73	(6)	-8,2%
Incentivi all'esodo	42	(20)	62	-
Incentivi all'esodo derivanti da accordi di ristrutturazione	214	(151)	365	-
Altri costi	192	195	(3)	-1,5%
Totale	**5.030**	**4.570**	**460**	**10,1%**

Il costo del personale dell'esercizio 2023, pari a 5.030 milioni di euro, registra un incremento di 460 milioni di euro.
L'organico del Gruppo diminuisce di 4.069 risorse, a seguito del saldo negativo tra le assunzioni e le cessazioni (201 risorse) sommato alle variazioni negative di perimetro (-3.868 risorse), sostanzialmente riferite:

- alla vendita della società Enel Generación Costanera SA in Argentina;
- alla vendita della società Central Dock Sud SA in Argentina;
- alla vendita delle società Usme ZE SAS e Fontibón ZE SAS;
- alla vendita della società Avikiran Solar India Private Limited in India;
- alla vendita della società Enel Green Power Australia in Australia;
- alla vendita di tutte le società in Romania;
- alla vendita di Enel Green Power Hellas e di tutte le società in Grecia.

L'aumento dei "Salari e stipendi" è principalmente dovuto al costo sostenuto per le nuove assunzioni delle società italiane, in Spagna, in Cile e in Colombia.
Il decremento dei "Benefici successivi al rapporto di lavoro e altri benefici a lungo termine" per 6 milioni di euro è principalmente riconducibile all'America Latina e alla Spagna.
L'aumento degli "Incentivi all'esodo" e degli "Incentivi all'esodo derivanti da accordi di ristrutturazione" è prevalentemente dovuto ai maggiori costi in Spagna, a seguito dell'adeguamento per 177 milioni di euro del fondo relativo al piano AVS (*Acuerdo Voluntario de Salida*), e in Italia per il fondo per ristrutturazione e digitalizzazione relativamente al nuovo accordo quadro in applicazione dell'art 4, commi 1-7 *ter*, legge n. 92/2012, sottoscritto nel 2021 e per il quale sono stati necessari adeguamenti, negativo nel 2022 e positivo nel 2023, in funzione delle dinamiche del periodo e delle variazioni alla base delle ipotesi attuariali.

Nel prospetto che segue è evidenziata la consistenza media dei dipendenti per categoria di appartenenza, confrontata con quella dell'esercizio precedente, nonché la consistenza effettiva al 31 dicembre 2023.

N.	**Consistenza media[1]**		**Consistenza[1]**
	2023	**2022**	**al 31.12.2023**
Manager	1.374	1.389	1.310
Middle manager	12.589	12.528	12.389
White collar	33.906	35.676	31.308
Blue collar	16.527	16.883	16.048
Totale	**64.396**	**66.476**	**61.055**

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

12.d Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti – *Euro 1.334 milioni*

Milioni di euro				
	2023	**2022**	**2023-2022**	
Impairment di crediti commerciali	1.384	1.375	9	0,7%
Impairment di altri crediti	162	169	(7)	-4,1%
Totale impairment di crediti commerciali e di altri crediti	**1.546**	**1.544**	**2**	**0,1%**
Ripristini di valore di crediti commerciali	(210)	(265)	55	20,8%
Ripristini di valore di altri crediti	(2)	(1)	(1)	-
Totale ripristini di crediti commerciali e di altri crediti	**(212)**	**(266)**	**54**	**20,3%**
TOTALE IMPAIRMENT/(RIPRISTINI DI VALORE) NETTI DI CREDITI COMMERCIALI E ALTRI CREDITI	**1.334**	**1.278**	**56**	**4,4%**

La voce, pari a 1.334 milioni di euro, 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.

12.e Ammortamenti e altri impairment – *Euro 8.089 milioni*

Milioni di euro				
	2023	**2022**	**2023-2022**	
Ammortamento immobili, impianti e macchinari	4.674	4.472	202	4,5%
Ammortamento investimenti immobiliari	2	2	-	-
Ammortamento attività immateriali	1.677	1.612	65	4,0%
Impairment di attività immobilizzate	1.792	1.414	378	26,7%
Ripristini di valore	(56)	(53)	(3)	-5,7%
Totale	**8.089**	**7.447**	**642**	**8,6%**

La variazione della voce "Ammortamenti e altri impairment" risente essenzialmente dei seguenti fenomeni:

- i maggiori ammortamenti di attività materiali e immateriali per effetto dei nuovi investimenti realizzati soprattutto nei settori delle energie rinnovabili e della distribuzione;
- l'adeguamento di valore rilevato su talune società di impianti rinnovabili (1.268 milioni di euro) in Nord America riconducibile principalmente al deterioramento dello scenario di taluni mercati di riferimento che si è progressivamente consolidato nel corso del 2023, accompagnato da un generale peggioramento dello scenario macroeconomico, nonché dai piani strategici e di ristrutturazione ridefiniti nell'area di riferimento;
- le svalutazioni effettuate nel 2023 sulle attività di Enel X ed Enel X Way (pari complessivamente a 126 milioni di euro), sempre in Nord America;
- l'impairment pari a 171 milioni di euro sul progetto eolico colombiano di Windpeshi, poiché classificato come posseduto per la vendita;
- gli adeguamenti di valore nel 2022 delle attività nette riferite a Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás) (per 827 milioni di euro) e a CGT Fortaleza (73 milioni di euro) in Brasile, e delle attività nette riferite a Enel Generación Costanera SA (174 milioni di euro) e a Central Dock Sud SA (116 milioni di euro) in Argentina.

12.f Altri costi operativi – *Euro 6.125 milioni*

Milioni di euro				
	2023	**2022**	**2023-2022**	
Oneri di sistema - Certificati ambientali[(1)]	2.603	2.510	93	3,7%
Altri oneri connessi al sistema elettrico e gas	568	172	396	-
Altri oneri per imposte e tasse	1.529	1.107	422	38,1%
Minusvalenze e altri oneri da cessione di partecipazioni	404	363	41	11,3%
Contributi straordinari di solidarietà	208	-	208	-
Altri	813	533	280	52,5%
Totale	**6.125**	**4.685**	**1.440**	**30,7%**

(1) Relativamente alla voce "Oneri di sistema - Certificati ambientali", si rimanda a quanto commentato nella nota 58 "Programmi ambientali".

Gli "Altri costi operativi" si incrementano di 1.440 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente essenzialmente per effetto dei fenomeni di seguito descritti.

Gli "Altri oneri connessi al sistema elettrico e gas" si incrementano di 396 milioni di euro principalmente per effetto:
- del maggiore impatto del Bonus Sociale in Spagna (246 milioni di euro) riconducibile principalmente al riconoscimento nel 2022 di un indennizzo di 152 milioni di euro a seguito della sentenza n. 202/2022 della Corte Suprema;
- dell'incremento degli indennizzi e penalità connessi alla qualità del servizio in Italia, previsti dalla delibera dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) n. 566/2019/R/eel a carico dei distributori (118 milioni di euro).

Gli "Altri oneri per imposte e tasse" si incrementano di 422 milioni di euro essenzialmente per effetto del contributo di clawback in Italia (357 milioni di euro) introdotto dal decreto legge n. 25 del 28 marzo 2022 e in Spagna (118 milioni di euro) a seguito del Regio Decreto 17/2021. Tale variazione è stata parzialmente compensata dai minori oneri per l'occupazione del suolo pubblico in Spagna (76 milioni di euro) per effetto della riduzione delle tariffe.

Le "Minusvalenze e altri oneri da cessione di partecipazioni" del 2023 includono essenzialmente le minusvalenze rilevate a seguito delle cessioni di Enel Generación Costanera (132 milioni di euro) e Central Dock Sud (194 milioni di euro) in Argentina, e dell'adeguamento del prezzo relativo alla cessione di Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás) (23 milioni di euro). Il dato del 2022 si riferisce principalmente alle minusvalenze rilevate a seguito delle cessioni di Enel Goiás (208 milioni di euro) e CGT Fortaleza (135 milioni di euro) in Brasile.

I "Contributi straordinari di solidarietà" si riferiscono al contributo rilevato, nel 2023, in Spagna (208 milioni di euro) a seguito dell'introduzione della legge n. 38 del 27 dicembre 2022.

L'incremento degli "Altri" costi operativi è riconducibile prevalentemente ai maggiori accantonamenti a fondi rischi e oneri stanziati da Enel Insurance a seguito delle richieste connesse alle avverse condizioni climatiche.

12.g Costi per lavori interni capitalizzati – *Euro (3.385) milioni*

Milioni di euro				
	2023	**2022**	**2023-2022**	
Personale	(1.120)	(1.184)	64	5,4%
Materiali	(1.338)	(1.258)	(80)	-6,4%
Altri	(927)	(973)	46	4,7%
Totale	**(3.385)**	**(3.415)**	**30**	**0,9%**

Gli oneri capitalizzati sono sostanzialmente in linea con l'esercizio precedente.

13. Risultati netti da contratti su commodity – *Euro (2.966) milioni*

Milioni di euro

	2023	2022	2023-2022	
Derivati su commodity				
- proventi su derivati chiusi nel periodo	7.315	23.124	(15.809)	-68,4%
- oneri su derivati chiusi nel periodo	9.865	18.929	(9.064)	-47,9%
Proventi/(Oneri) netti su derivati su commodity chiusi nel periodo	**(2.550)**	**4.195**	**(6.745)**	**-**
- proventi su derivati outstanding	(3.283)	(2.479)	(804)	-32,4%
- oneri su derivati outstanding	(3.404)	223	(3.627)	-
Proventi/(Oneri) netti su derivati su commodity outstanding	**121**	**(2.702)**	**2.823**	**-**
Contratti outstanding di commodity energetiche con consegna fisica				
- risultati da valutazione di contratti outstanding di vendita di commodity energetiche con consegna fisica	389	5.182	(4.793)	-92,5%
- risultati da valutazione di contratti outstanding di acquisto di commodity energetiche con consegna fisica	(926)	(4.310)	3.384	78,5%
Risultati netti da valutazione di contratti outstanding di commodity energetiche con consegna fisica	**(537)**	**872**	**(1.409)**	**-**
RISULTATI NETTI DA CONTRATTI SU COMMODITY	**(2.966)**	**2.365**	**(5.331)**	**-**

I risultati netti da contratti su commodity ammontano a negativi 2.966 milioni di euro nel 2023 (risultati netti positivi per 2.365 milioni di euro nel 2022), e sono così composti:

- oneri netti su derivati su commodity pari complessivamente a 2.429 milioni di euro (proventi netti per 1.493 milioni di euro nel 2022), che si riferiscono a derivati designati di cash flow hedge e a derivati al fair value a Conto economico. In particolare, sono stati rilevati oneri netti su derivati chiusi nel periodo per 2.550 milioni di euro (proventi netti per 4.195 milioni di euro nel 2022) e proventi netti da valutazione su derivati outstanding per 121 milioni di euro (oneri netti per 2.702 milioni di euro nel 2022);
- risultati netti negativi 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 537 milioni di euro (risultati netti positivi per 872 milioni di euro nel 2022).

Per maggiori dettagli sui derivati, si prega di far riferimento alla nota 51 "Derivati ed hedge accounting".

14. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati – *Euro (609) milioni*

Milioni di euro

	2023	2022	2023-2022	
Proventi:				
- proventi da derivati designati come strumenti di copertura	756	1.442	(686)	-47,6%
- proventi da derivati al fair value rilevato a Conto economico	802	1.676	(874)	-52,1%
Totale proventi	**1.558**	**3.118**	**(1.560)**	**-50,0%**
Oneri:				
- oneri da derivati designati come strumenti di copertura	(1.254)	(1.744)	490	28,1%
- oneri da derivati al fair value rilevato a Conto economico	(913)	(1.670)	757	45,3%
Totale oneri	**(2.167)**	**(3.414)**	**1.247**	**36,5%**
PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI DA CONTRATTI DERIVATI	**(609)**	**(296)**	**(313)**	**-**

I contratti derivati su tassi e cambi hanno registrato oneri netti per 609 milioni di euro nel 2023 (oneri netti per 296 milioni di euro nel 2022) e sono così composti:

- oneri netti derivanti dalla gestione dei derivati designati come strumenti di copertura per 498 milioni di euro (oneri netti per 302 milioni di euro nel 2022) che si riferiscono soprattutto a relazioni di copertura di cash flow hedge;

- oneri netti relativi a derivati al fair value a Conto economico per 111 milioni di euro (proventi netti per 6 milioni di euro nel 2022).

I risultati netti, rilevati nel 2023 e nell'esercizio precedente, su derivati sia di copertura sia al fair value a Conto economico, si riferiscono prevalentemente alla copertura del rischio di cambio. Per maggiori dettagli sui derivati, si prega di far riferimento alla nota 51 "Derivati ed hedge accounting".

15. Altri proventi/(oneri) finanziari netti – *Euro (2.766) milioni*

Altri proventi finanziari

Milioni di euro

	2023	2022	2023-2022	
Interessi da attività finanziarie (correnti e non correnti):				
- interessi attivi al tasso effettivo su attività finanziarie non correnti	289	158	131	82,9%
- interessi attivi al tasso effettivo su attività finanziarie correnti	335	201	134	66,7%
Totale interessi attivi al tasso effettivo	**624**	**359**	**265**	**73,8%**
Proventi finanziari su titoli non correnti designati al fair value through profit or loss	**-**	**-**	**-**	**-**
Differenze positive di cambio	**1.807**	**2.289**	**(482)**	**-21,1%**
Proventi da partecipazioni	**3**	**1**	**2**	**-**
Proventi da iperinflazione	**1.575**	**1.739**	**(164)**	**-9,4%**
Altri proventi	**482**	**781**	**(299)**	**-38,3%**
TOTALE ALTRI PROVENTI FINANZIARI	**4.491**	**5.169**	**(678)**	**-13,1%**

Gli altri proventi finanziari, pari a 4.491 milioni di euro, registrano un decremento di 678 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è prevalentemente riconducibile ai seguenti fenomeni:

- al decremento dei proventi relativi alle differenze positive di cambio per 482 milioni di euro, soprattutto in Enel Finance International (370 milioni di euro) ed Enel Global Trading (82 milioni di euro);
- al decremento dei proventi da iperinflazione per 164 milioni di euro, rilevati nelle società argentine in relazione all'applicazione dello IAS 29, relativo alla rendicontazione in economie iperinflazionate; per maggiori approfondimenti si rimanda alla nota 5 del presente Bilancio consolidato al 31 dicembre 2023;
- al decremento di altri proventi relativo principalmente all'adeguamento di valore di passività oggetto di copertura in relazioni di fair value hedge, per 159 milioni di euro, e alla variazione di perimetro relativo alla cessione di Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás) per 45 milioni di euro;
- all'aumento degli interessi attivi al tasso effettivo per 265 milioni di euro.

Altri oneri finanziari

Milioni di euro

	2023	2022	2023-2022	
Interessi su debiti finanziari (correnti e non correnti):				
- interessi passivi su debiti verso banche	987	509	478	93,9%
- interessi passivi su prestiti obbligazionari	2.079	1.884	195	10,4%
- interessi passivi su altri finanziamenti non bancari	451	235	216	91,9%
Totale interessi passivi	**3.517**	**2.628**	**889**	**33,8%**
Oneri finanziari su operazioni di gestione del debito	**7**	**-**	**7**	**-**
Differenze negative di cambio	**1.058**	**2.179**	**(1.121)**	**-51,4%**
Attualizzazione TFR e altri benefici ai dipendenti	**165**	**145**	**20**	**13,8%**
Attualizzazione altri fondi	**255**	**201**	**54**	**26,9%**
Oneri da partecipazioni	**-**	**-**	**-**	**-**
Oneri da iperinflazione	**1.291**	**1.449**	**(158)**	**-10,9%**
Altri oneri	**964**	**727**	**237**	**32,6%**
TOTALE ALTRI ONERI FINANZIARI	**7.257**	**7.329**	**(72)**	**-1,0%**

Gli altri oneri finanziari, pari a 7.257 milioni di euro, evidenziano un decremento complessivo di 72 milioni di euro rispetto al 2022 dovuto essenzialmente ai seguenti fenomeni:

- al decremento degli oneri da iperinflazione per 158 milioni di euro, rilevati nelle società argentine in relazione all'applicazione dello IAS 29, relativo alla rendicontazione in economie iperinflazionate; per maggiori approfondimenti si rimanda alla nota 5 del presente Bilancio consolidato al 31 dicembre 2023;
- al decremento degli oneri relativi alle differenze negative di cambio per 1.121 milioni di euro, che riguarda soprattutto Enel Finance International (733 milioni di euro) ed Enel Global Trading (217 milioni di euro);
- all'incremento degli interessi passivi per 889 milioni di euro, principalmente relativo all'aumento dei tassi di interesse;
- all'incremento di altri oneri relativo principalmente all'adeguamento di valore di passività oggetto di copertura in relazioni di fair value hedge, per 126 milioni di euro, e agli oneri finanziari sulle operazioni di cessione crediti, per 102 milioni di euro.

16. Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – *Euro (41) milioni*

Milioni di euro

	2023	2022	2023-2022	
Proventi da partecipazioni in società collegate[1]	68	81	(13)	-16,0%
Oneri da partecipazioni in società collegate	(109)	(141)	32	22,7%
Totale[1]	**(41)**	**(60)**	**19**	**31,7%**

(1) Il dato riferito all'esercizio 2022 è stato rideterminato per tener conto della classificazione tra le "discontinued operation" della "Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto" riferita a Rusenergosbyt LLC, società russa ceduta a dicembre 2023.

La quota degli oneri netti derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto nel 2023 è negativa per complessivi 41 milioni di euro e registra un incremento pari a 19 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.
Tale variazione è da riferire soprattutto all'incremento dei risultati *pro quota* di pertinenza del Gruppo relativi a Slovak Power Holding (per 65 milioni di euro) e a Gridspertise (per 9 milioni di euro), parzialmente compensato dal decremento dei risultati *pro quota* di Mooney (per 18 milioni di euro), di PowerCrop (per 22 milioni di euro), di Enel Green Power Australia (per 7 milioni di euro) e di Compañía Eólica Tierras Altas (per 7 milioni di euro).

17. Imposte – *Euro 2.778 milioni*

Milioni di euro

	2023	2022	2023-2022	
Imposte correnti	2.877	3.025	(148)	-4,9%
Rettifiche per imposte sul reddito relative a esercizi precedenti	(75)	(233)	158	67,8%
Totale imposte correnti	**2.802**	**2.792**	**10**	**0,4%**
Imposte differite[1]	(197)	318	(515)	-
Imposte anticipate[1]	173	413	(240)	-58,1%
TOTALE	**2.778**	**3.523**	**(745)**	**-21,1%**

(1) I dati relativi al 31 dicembre 2022 sono stati rideterminati per tenere conto degli effetti dell'Amendment allo IAS 12, in vigore successivamente al 1° gennaio 2023. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 8 "Rideterminazione dei dati comparativi".

Le imposte di competenza del 2023 ammontano a 2.778 milioni di euro e si decrementano di 745 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2022.
L'incidenza delle imposte sul risultato *ante* imposte del 2023 è del 37%, a fronte del 41% nel 2022.
Tale minore incidenza risente principalmente dei seguenti fenomeni:

- l'impatto dei maggiori impairment e minusvalenze risultanti delle operazioni di Merger & Acquisition registrati nel 2022 non dedotti fiscalmente, riferiti essenzialmente a Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás) e CGT Fortaleza in Brasile;
- le maggiori imposte rilevate nel 2022 in Italia per il contributo straordinario contro il caro bollette, previsto dalla legge n. 51/2022 (circa 121 milioni di euro) e per il contributo di solidarietà previsto dalla legge n. 197/2022 (circa 599 milioni di euro);
- l'effetto derivante dall'iperinflazione in Argentina prevalentemente riconducibile, nel 2023, al riconoscimento fiscale dei maggior valori degli asset adeguati all'iperinflazione;
- il maggior credito fiscale per eliminare la doppia imposizione sui dividendi in Enel Iberia nel 2023.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati:

- dall'indeducibilità del contributo straordinario di solidarietà in Spagna;
- dal rilascio della fiscalità anticipata per la parte ritenuta non più recuperabile negli Stati Uniti, in Messico e in Perù;
- dall'impatto fiscale (190 milioni di euro) relativo alla cessione delle partecipazioni in Ufinet, Gridspertise e delle società finanziarie del comparto Enel X a Mooney nel 2022.

Per la movimentazione delle imposte anticipate e differite si rimanda alla nota 25.
Di seguito la riconciliazione tra aliquota fiscale teorica ed effettiva.

Milioni di euro

	2023		2022	
Risultato prima delle imposte[(1)]	**7.416**		**8.677**	
Imposte teoriche	1.780	24%	2.082	24%
Delta effetto fiscale su adeguamenti di valore e operazioni M&A	195		420	
Regime fiscale agevolato su cessioni Ufinet, Gridspertise e Mooney	-		(190)	
Regime fiscale agevolato su cessioni Australia e Grecia	(63)		-	
Fiscalità anticipata rilevata sull'operazione di carve out Enel X Way	-		(60)	
Patent Box in Italia	-		(65)	
Effetti fiscali vari relativi all'economia iperinflazionata argentina	(58)		30	
Effetto fiscale per accantonamenti per rischi non deducibili in Spagna	-		30	
Storno imposte anticipate per fusione Enel Green Power Perú con Enel Generación Perú	25		-	
Write-off imposte anticipate Stati Uniti e Messico	155		-	
IRAP	352		260	
Contributo straordinario caro bollette	-		121	
Contributo di solidarietà	-		599	
Indeducibilità del contributo straordinario di solidarietà in Spagna	52		-	
Altre differenze, effetto delle diverse aliquote estere rispetto a quella teorica italiana, e partite minori	340		296	
Totale	**2.778**		**3.523**	

(1) Il dato riferito all'esercizio 2022 è stato rideterminato per tener conto della classificazione tra le "discontinued operation" della "Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto" riferita a Rusenergosbyt LLC, società russa ceduta a dicembre 2023.

18. Risultato e risultato diluito per azione

Entrambi gli indici sono calcolati sulla consistenza media delle azioni ordinarie dell'esercizio pari a 10.166.679.946 azioni, rettificata della media delle azioni proprie detenute e delle erogazioni effettuate nel corso dell'anno.

Il numero puntuale delle azioni proprie detenute al 31 dicembre 2023 è pari a 9.262.330 del valore nominale di 1 euro (7.153.795 al 31 dicembre 2022).

Milioni di euro		
	2023	**2022**
Risultato netto di pertinenza del Gruppo (base)	**3.438**	**1.682**
di cui:		
- continuing operation[1]	*3.813*	*3.573*
- discontinued operation[1]	*(375)*	*(1.891)*
Effetto di diritti preferenziali sui dividendi (per es. azioni privilegiate)	-	-
Dividendi su strumenti di capitale (per es. obbligazioni ibride)	(182)	(123)
Altro	-	-
Risultato netto di pertinenza del Gruppo attribuibile agli azionisti ordinari (base)	**3.256**	**1.559**
di cui:		
- continuing operation[1]	*3.631*	*3.450*
- discontinued operation[1]	*(375)*	*(1.891)*
Numero di azioni (unità)		
Numero di azioni ordinarie emesse al 1° gennaio	10.166.679.946	10.166.679.946
Effetto delle azioni proprie detenute	(7696.284)	(6.287.027)
Effetto delle opzioni su azioni esercitate	422.896	145.119
Altro	-	-
Numero medio ponderato di azioni ordinarie in circolazione (totale) per il risultato base per azione	**10.159.406.558**	**10.160.538.038**
Risultato netto di pertinenza del Gruppo attribuibile agli azionisti ordinari (base)	**3.256**	**1.559**
Effetto diluitivo:		
- interessi su obbligazioni convertibili	-	-
- altro	-	-
Risultato netto di pertinenza del Gruppo attribuibile agli azionisti ordinari (diluito)	**3.256**	**1.559**
di cui:		
- continuing operation	*3.631*	*3.450*
- discontinued operation	*(375)*	*(1.891)*
Numero di azioni (unità)		
Numero medio ponderato di azioni ordinarie in circolazione (totale) per il risultato base per azione	**10.159.406.558**	**10.160.538.038**
Effetto della conversione dei titoli convertibili	-	-
Altro	-	-
Numero medio ponderato di azioni ordinarie in circolazione (totale) per il risultato diluito per azione	**10.159.406.558**	**10.160.538.038**
Risultato netto base per azione		
Risultato netto base per azione	0,32	0,15
Risultato netto base per azione delle continuing operation	0,36	0,34
Risultato netto base per azione delle discontinued operation	(0,04)	(0,19)
Risultato netto diluito per azione		
Risultato netto diluito per azione	0,32	0,15
Risultato netto diluito per azione delle continuing operation	0,36	0,34
Risultato netto diluito per azione delle discontinued operation	(0,04)	(0,19)

(1) Il dato riferito all'esercizio 2022 è stato rideterminato per tener conto della classificazione tra le "discontinued operation" della "Variazione della riserva di traduzione" riferita a Rusenergosbyt LLC, società russa ceduta a dicembre 2023.

Informazioni sullo Stato patrimoniale consolidato

19. Immobili, impianti e macchinari – *Euro 89.801 milioni*

IVChain ISP IRF

Il dettaglio e la movimentazione delle attività materiali relative all'esercizio 2023 sono di seguito riportati.

Milioni di euro	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Beni in leasing	Migliorie su immobili di terzi	Immob. in corso e acconti	Totale
Costo storico al netto degli impairment cumulati	629	11.606	165.370	572	1.439	4.021	547	13.964	198.148
Fondo ammortamento	-	5.719	100.685	409	1.147	1.259	408	-	109.627
Consistenza al 31.12.2022	**629**	**5.887**	**64.685**	**163**	**292**	**2.762**	**139**	**13.964**	**88.521**
Investimenti	4	47	2.182	27	86	1	4	8.213	10.564
Passaggi in esercizio	31	1.189	6.085	6	56	4	29	(7.365)	35
Differenze di cambio	11	(22)	(933)	(1)	(26)	(23)	-	(464)	(1.458)
Variazioni perimetro di consolidamento	2	8	33	-	-	(6)	-	3	40
Dismissioni	(2)	(2)	(106)	(1)	(31)	(63)	(1)	20	(186)
Ammortamenti	-	(219)	(3.857)	(23)	(81)	(337)	(34)	-	(4.551)
Impairment	(1)	(230)	(1.149)	-	-	-	-	(186)	(1.566)
Ripristini di valore	-	1	30	-	-	-	-	8	39
Leasing	-	-	-	-	-	684	-	-	684
Altri movimenti	(1)	(92)	879	(1)	6	3	(1)	460	1.253
Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	(43)	(270)	(2.590)	(1)	(5)	(161)	-	(504)	(3.574)
Totale variazioni	**1**	**410**	**574**	**6**	**5**	**102**	**(3)**	**185**	**1.280**
Costo storico al netto degli impairment cumulati	630	12.084	167.123	592	1.456	4.318	572	14.149	200.924
Fondo ammortamento	-	5.787	101.864	423	1.159	1.454	436	-	111.123
Consistenza al 31.12.2023	**630**	**6.297**	**65.259**	**169**	**297**	**2.864**	**136**	**14.149**	**89.801**

Gli "Impianti e macchinari" includono beni gratuitamente devolvibili per un valore netto di libro di 9.538 milioni di euro (8.409 milioni di euro al 31 dicembre 2022), sostanzialmente riferibili a impianti di produzione di energia elettrica in Iberia e America Latina per 4.068 milioni di euro (3.456 milioni di euro al 31 dicembre 2022) e alla rete di distribuzione di energia elettrica in America Latina per 4.470 milioni di euro (4.228 milioni di euro al 31 dicembre 2022).

Per i "Beni in leasing" si rinvia alla successiva nota 21.

Gli investimenti per gli "Immobili, impianti e macchinari" presentano un valore di 10.564 milioni di euro, mentre per le "Attività immateriali" (per il cui dettaglio si rimanda alla nota 23) si rilevano investimenti pari a 1.355 milioni di euro, per un totale di 11.919 milioni di euro, di seguito sintetizzati per tipologia.

Milioni di euro	2023	2022	2023-2022	
Impianti di produzione:				
- termoelettrici	550	659	(109)	-16,5%
- idroelettrici	458	435	23	5,3%
- geotermoelettrici	136	121	15	12,4%
- nucleari	163	134	29	21,6%
- con fonti energetiche alternative	3.444	5.147	(1.703)	-33,1%
Totale impianti di produzione	**4.751**	**6.496**	**(1.745)**	**-26,9%**
Reti di distribuzione di energia elettrica[(1)]	4.485	4.373	112	2,6%
Enel X (e-City, e-Industries, e-Home)	449	373	76	20,4%
Enel X Way (e-Mobility)	106	113	(7)	-6,2%
Retail	617	721	(104)	-14,4%
Altro	1.511	1.097	414	37,7%
TOTALE	**11.919**	**13.173**	**(1.254)**	**-9,5%**

(1) I valori del 2023 non considerano 795 milioni di euro riferiti a investimenti in infrastrutture comprese nell'IFRIC 12 (1.174 milioni di euro nel 2022).

Il Gruppo Enel, in linea con gli accordi di Parigi in termini di riduzione delle emissioni di CO_2, guidato da obiettivi di efficienza e transizione energetica, ha investito soprattutto in impianti di generazione da fonti energetiche alternative mentre gli investimenti nell'ambito della generazione termoelettrica diminuiscono soprattutto in America Latina e Italia.
Significativi gli investimenti nelle reti; in particolare, i maggiori investimenti della distribuzione in Italia, principalmente per manutenzione correttiva e affidabilità della rete, sono in parte compensati dai minori investimenti in Brasile, Romania, Perù, Argentina e Cile.
Gli investimenti effettuati nell'esercizio nel business Retail in Italia, Spagna e Romania risultano in diminuzione per effetto essenzialmente di minori attività di digitalizzazione dei processi operativi nella gestione della clientela.
L'aumento degli investimenti in Enel X è relativo principalmente ai business e-City e Distributed Energy in Italia, e in Brasile nel business e-City.

Le svalutazioni rilevate nell'esercizio 2023 risultano pari a 1.566 milioni di euro e sono riconducibili per 1.234 milioni di euro ad adeguamenti di valore effettuati su taluni impianti fotovoltaici ed eolici negli Stati Uniti, operanti in un contesto macroeconomico progressivamente peggiorato e in mercati locali caratterizzati dal perdurare di condizioni svantaggiose legate al dispacciamento dell'energia prodotta nonché dall'avvio e dall'implementazione da parte del management di specifici piani di ristrutturazione nel Paese, che hanno impattato in maniera significativa sui valori recuperabili delle suddette attività. Tutto ciò premesso, le circostanze sopra descritte hanno evidenziato condizioni di bassa marginalità che, a valle del processo di impairment test, condotto in accordo con le disposizioni dello IAS 36, hanno determinato la non piena recuperabilità dei valori di carico.
Le svalutazioni dell'esercizio includono, inoltre, gli adeguamenti di valore degli asset di generazione termica presenti nei territori extra peninsulari in Spagna (91 milioni di euro), in linea con il processo di decarbonizzazione perseguito dal Gruppo, e l'adeguamento di valore effettuato sul progetto del parco eolico Windpeshi in Colombia (171 milioni di euro) a valle di un processo di dismissione delle relative attività che ha determinato la loro classificazione tra le attività possedute per la vendita.

I ripristini, pari a 39 milioni di euro, si riferiscono prevalentemente alle attività di generazione in Colombia relative alla Sociedad Portuaria Central Cartagena SA oggetto di svalutazione nel corso dell'esercizio precedente per tenere conto del suo valore di realizzo.

La "Riclassifica da/ad 'Attività classificate come possedute per la vendita'" è da riferirsi principalmente alle attività in Perù di distribuzione e fornitura di energia elettrica detenute da Enel Distribución Perú SAA, alle attività di generazione detenute da Enel Generación Perú, Compañía Energética Veracruz ed Enel Generación Piura, alle attività riferite a un portafoglio di asset rinnovabili composto da circa 150 MW di impianti geotermici e solari in Nord America, la cui cessione si è perfezionata nel mese di gennaio 2024, a impianti fotovoltaici di Arcadia Generación Solar SA in Cile, poi ceduta nel corso dell'esercizio 2023, e al citato parco eolico in costruzione di Windpeshi.

Gli "Altri movimenti" includono l'adeguamento di oneri smantellamento e ripristino impianti in riduzione di 38 milioni di euro e riferibili principalmente al perimetro Spagna, i nuovi contratti di leasing per 684 milioni di euro, l'adeguamento dei valori delle attività materiali delle società argentine che operano in una economia iperinflazionata per 872 milioni di euro nonché l'effetto della capitalizzazione degli interessi su finanziamenti specificamente dedicati a investimenti effettuati su immobili, impianti e macchinari per 303 milioni di euro (251 milioni di euro nel 2022), di seguito dettagliati.

Milioni di euro						
	2023	**Tasso %**	**2022**	**Tasso %**	**2023-2022**	
EGP North America	70	0,2%	83	0,5%	(13)	-15,7%
EGP México	16	9,8%	14	7,0%	2	14,3%
EGP South Africa	-	-	-	6,3%	-	-
Gruppo Enel Américas	55	6,4%	41	3,2%	14	34,1%
Gruppo Enel Chile	90	6,0%	91	6,1%	(1)	-1,1%
Gruppo Endesa	12	3,2%	5	1,4%	7	-
Gruppo Enel Italia	58	2,1%	8	3,2%	50	-
Nuove Energie	2	3,3%	2	1,6%	-	-
Totale	**303**		**251**		**52**	**20,7%**

Al 31 dicembre 2023, l'ammontare degli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di immobili, impianti e macchinari è pari a 4.690 milioni di euro.

20. Infrastrutture comprese nell'"IFRIC 12 - Accordi per servizi in concessione"

Gli accordi per servizi in concessione, rilevati in base all'IFRIC 12, si riferiscono a talune infrastrutture asservite alle concessioni del servizio di distribuzione e generazione di energia elettrica in Brasile e Costa Rica e di illuminazione pubblica in Brasile.
Nella seguente tabella si riepilogano gli elementi rilevanti di tali concessioni.

Milioni di euro

	Concedente	Attività	Paese	Periodo della concessione	Periodo residuo della concessione	Opzione di rinnovo	Totale riconosciuto tra le attività immateriali da contratti con clienti al 31.12.2023	Totale riconosciuto tra le attività finanziarie da contratti con clienti al 31.12.2023	Totale riconosciuto tra le attività finanziarie al 31.12.2023	Totale riconosciuto tra le attività immateriali al 31.12.2023
Enel Distribuição Rio de Janeiro	Stato brasiliano	Distribuzione di energia elettrica	Brasile	1996-2026	3 anni	Sì	134	-	1.353	439
Enel Distribuição Ceará	Stato brasiliano	Distribuzione di energia elettrica	Brasile	1998-2028	5 anni	Sì	134	-	1.138	466
Enel Green Power Mourão	Stato brasiliano	Generazione di energia elettrica	Brasile	2016-2046	23 anni	No	-	-	6	-
Enel Green Power Paranapanema	Stato brasiliano	Generazione di energia elettrica	Brasile	2016-2046	23 anni	No	-	-	27	-
Enel Green Power Volta Grande	Stato brasiliano	Generazione di energia elettrica	Brasile	2017-2047	24 anni	No	-	-	291	-
Enel Distribuição São Paulo	Stato brasiliano	Distribuzione di energia elettrica	Brasile	1998-2028	5 anni	Sì	157	-	1.549	722
Luz de Angra Energia	Stato brasiliano	Illuminazione pubblica	Brasile	2021-2036	13 anni	Sì[(1)]	-	3	-	-
Luz de Jaboatão Energia	Stato brasiliano	Illuminazione pubblica	Brasile	2023-2045	21 anni	Sì[(1)]	-	5	-	-
Luz de Caruaru Energia	Stato brasiliano	Illuminazione pubblica	Brasile	2023-2043	19 anni	Sì[(1)]	-	4	-	-
Luz de Cataguases	Stato brasiliano	Illuminazione pubblica	Brasile	2023-2048	24 anni	Sì[(1)]	-	1	-	-
PH Chucas	Istituto Costaricense dell'Elettricità	Impianto idroelettrico	Costa Rica	2012-2031	8 anni	No	-	-	40	38
Totale							**425**	**13**	**4.404**	**1.665**

(1) Limitato a 35 anni.

Il valore dei beni al termine della concessione, classificati tra le attività finanziarie, è valutato al fair value. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 52 "Attività e passività misurate al fair value".

21. Leasing

Nella seguente tabella viene esposta la movimentazione del diritto d'uso nel corso del 2023.

Milioni di euro	Terreni in leasing	Fabbricati in leasing	Impianti in leasing	Altri beni in leasing	Totale
Totale al 31.12.2022	**1.312**	**513**	**424**	**513**	**2.762**
Incrementi	318	270	(3)	99	684
Differenza cambi	(26)	2	-	1	(23)
Ammortamento	(47)	(118)	(29)	(143)	(337)
Altri movimenti	(69)	(35)	(114)	(4)	(222)
Totale al 31.12.2023	**1.488**	**632**	**278**	**466**	**2.864**

Le passività di leasing e i loro movimenti durante l'anno sono riportati nella tabella che segue.

Milioni di euro	
Totale al 31.12.2022	**2.672**
Incrementi	677
Pagamenti	(406)
Altri movimenti	(38)
Totale al 31.12.2023	**2.905**
di cui a medio lungo termine	*2.638*
di cui a breve termine	*267*

Viene precisato che nel corso del 2023 non sono state apportate modifiche o rinegoziazioni alle clausole contenute nei contratti di leasing.

Milioni di euro	
	2023
Ammortamento delle attività consistenti nel diritto di utilizzo	346
Interessi passivi sulle passività del leasing	128
Costi relativi a leasing a breve termine (inclusi nei costi per servizi e altri materiali)	46
Costi relativi a leasing di attività di modesto valore (inclusi nei costi per servizi e altri materiali)	-
Costi relativi ai pagamenti variabili dovuti per leasing (inclusi nei costi per servizi e altri materiali)	29
Totale	**549**

22. Investimenti immobiliari – *Euro 97 milioni*

Milioni di euro	
Costo storico al netto degli impairment cumulati	116
Fondo ammortamento	22
Consistenza al 31.12.2022	**94**
Differenze di cambio	-
Ammortamenti	(2)
Impairment	(1)
Altri movimenti	6
Totale variazioni	**3**
Costo storico al netto degli impairment cumulati	114
Fondo ammortamento	17
Consistenza al 31.12.2023	**97**

Gli investimenti immobiliari al 31 dicembre 2023 ammontano a 97 milioni di euro e presentano un incremento pari a 3 milioni di euro rispetto all'anno precedente.

Gli investimenti immobiliari del Gruppo sono rappresentati da immobili siti in Italia, Spagna, Brasile e Cile, sui quali non sussistono restrizioni sulla realizzabilità degli investimenti o sulla rimessa dei proventi e incassi connessi alla dismissione. Inoltre, si precisa che il Gruppo non ha obbligazioni contrattuali per l'acquisizione, la costruzione o lo sviluppo degli investimenti immobiliari o per riparazioni, manutenzioni o migliorie.
La variazione dell'esercizio è prevalentemente dovuta ad adeguamenti di valore di alcuni asset in Spagna, ad alcune dismissioni in Italia e all'ammortamento dell'anno.

Per maggiori dettagli sulla valutazione degli investimenti immobiliari si rimanda alle note 52 "Attività e passività misurate al fair value" e 52.2 "Attività non misurate al fair value nello Stato patrimoniale".

23. Attività immateriali – *Euro 17.055 milioni*

Il dettaglio e la movimentazione delle attività immateriali relativa all'esercizio 2023 sono di seguito riportati.

Milioni di euro	Costi di sviluppo	Diritti di brev. ind. e di utilizz. opere ing.	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Accordi per servizi in concessione	Altre	Migliorie su attività immater. di terzi	Immobil. in corso e acconti	Contract cost	Totale
Costo storico al netto degli impairment cumulati	101	3.697	12.646	5.261	5.279	-	1.747	2.831	31.562
Fondo ammortamento	22	3.034	1.851	3.761	3.847	-	-	1.527	14.042
Consistenza al 31.12.2022	**79**	**663**	**10.795**	**1.500**	**1.432**	**-**	**1.747**	**1.304**	**17.520**
Investimenti	3	30	45	-	122	-	640	515	1.355
Passaggi in esercizio	2	300	8	-	209	-	(564)	10	(35)
Differenze di cambio	1	(4)	220	72	(4)	-	(49)	(4)	232
Variazioni perimetro di consolidamento	-	-	1	-	-	-	(1)	-	-
Dismissioni	-	(2)	-	(18)	-	-	3	-	(17)
Ammortamenti	(5)	(313)	(199)	(402)	(342)	-	-	(425)	(1.686)
Impairment	(3)	-	1	-	(1)	-	(57)	-	(60)
Ripristini di valore	-	-	-	-	2	-	-	-	2
Altri movimenti	(47)	50	(10)	513	-	-	(46)	3	463
Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	(4)	(49)	(590)	-	(44)	-	(32)	-	(719)
Totale variazioni	**(53)**	**12**	**(524)**	**165**	**(58)**	**-**	**(106)**	**99**	**(465)**
Costo storico al netto degli impairment cumulati	55	3.988	12.401	5.822	5.513	-	1.641	3.352	32.772
Fondo ammortamento	29	3.313	2.130	4.157	4.139	-	-	1.949	15.717
Consistenza al 31.12.2023	**26**	**675**	**10.271**	**1.665**	**1.374**	**-**	**1.641**	**1.403**	**17.055**

Nella tabella che segue sono esposti gli accordi per servizi in concessione non ricompresi nell'applicazione dell'IFRIC 12 che presentano un saldo di bilancio al 31 dicembre 2023.

Milioni di euro

	Concedente	Attività	Paese	Periodo della conc.	Periodo residuo della conc.	Opz. di rinnovo	al 31.12.2023	al 31.12.2022	Fair value iniziale
Endesa Distribución Eléctrica	-	Distribuzione di energia elettrica	Spagna	Indefinito	Indefinito	-	5.677	5.678	5.673
Enel Colombia (ex Codensa)	Repubblica della Colombia	Distribuzione di energia elettrica	Colombia	Indefinito	Indefinito	-	1.266	1.047	1.839
Enel Distribución Chile (ex Chilectra)	Repubblica del Cile	Distribuzione di energia elettrica	Cile	Indefinito	Indefinito	-	1.254	1.331	1.667

I beni a vita utile indefinita hanno un valore complessivo di 8.197 milioni di euro (8.056 milioni di euro al 31 dicembre 2022) riferibili essenzialmente alle concessioni per l'attività di distribuzione in Spagna (5.677 milioni di euro), Colombia (1.266 milioni di euro) e Cile (1.254 milioni di euro), per le quali non è normativamente prevista né prevedibile a oggi una data di scadenza all'esercizio del servizio; sulla base delle previsioni formulate, i flussi di cassa attribuibili a ciascuna CGU, alla quale appartengono le varie concessioni, sono sufficienti a recuperare il valore di iscrizione in bilancio. La variazione dell'anno è riferita, principalmente, alla variazione del tasso di cambio in America Latina. Si segna-

la che nel corso dell'esercizio è stata riclassificata tra le attività possedute per la vendita l'attività relativa agli accordi per servizi in concessione non ricompresi nell'applicazione dell'IFRIC 12 di Enel Distribución Perú per un valore di 581 milioni di euro (584 milioni di euro al 31 dicembre 2022). Per maggiori dettagli sulla voce "Accordi per servizi in concessione" si rimanda alla nota 20.

Gli "Impairment" ammontano nel 2023 a 60 milioni di euro, prevalentemente riferiti a taluni progetti, non più strategici, nell'ambito delle rinnovabili in Spagna, negli Stati Uniti e in Italia.

La "Riclassifica da/ad 'Attività classificate come possedute per la vendita'" è da riferirsi principalmente alle attività detenute da Enel Distribución Perú SAA, Enel Generación Perú, Compañía Energética Veracruz e alle attività riferite a un portafoglio di asset rinnovabili in Nord America, queste ultime cedute a inizio 2024.

Gli "Altri movimenti" accolgono prevalentemente le riclassifiche tra le attività finanziarie di parte degli investimenti ricadenti nelle concessioni IFRIC 12 in Brasile e l'adeguamento dei valori delle attività immateriali delle società argentine per effetto dell'applicazione del principio contabile relativo alle economie iperinflazionate.

24. Avviamento – *Euro 13.042 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2022	Variazioni perimetro	Differ. cambio	Impairment	Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	Altri movimenti	al 31.12.2023
	Valore netto						Valore netto
Iberia Penisola	8.785	-	-	-	-	-	8.785
Cile	1.148	-	(1)	-	(46)	-	1.101
Argentina	21	-	(1)	-	-	-	20
Perù	571	-	(1)	-	(570)	-	-
Colombia	518	-	8	-	-	-	526
Brasile	1.313	-	44	-	-	-	1.357
Centro America	26	-	-	-	-	-	26
Nord America Enel Green Power	70	-	(2)	-	-	-	68
Nord America Enel X	142	-	(4)	(57)	-	-	81
Nord America Enel X Way	70	-	(1)	(69)		-	-
Asia Pacifico Enel X	84	-	-	-	-	-	84
Resto d'Europa Enel X[1]	43	-	-	-	-	-	43
Italia Mercato[2]	581	-	-	-	-	-	581
Italia Enel Green Power	21	-	-	-	-	-	21
Italia Enel Produzione	349	-	-	-	-	-	349
Totale	**13.742**	**-**	**42**	**(126)**	**(616)**	**-**	**13.042**

(1) Include Viva Labs.
(2) Include Enel Energia.

Nella tabella seguente si rappresenta l'allocazione dell'avviamento nella matrice relativa alle Linee di Business e alle Aree Geografiche. A tal riguardo, si evidenzia che le modifiche intervenute sulla rappresentazione dei settori operativi, descritte nella precedente nota 10, non hanno comportato modifiche con riferimento all'allocazione dell'avviamento ai fini dei test di impairment.

Matrice avviamento al 31.12.2023

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Holding e Servizi	Totale
Italia Enel Green Power	-	21	-	-	-	21
Italia Mercato[1]	-	-	-	581	-	581
Italia Enel Produzione	-	349	-	-	-	349
Iberia Penisola	-	1.190	5.788	1.807	-	8.785
Argentina	-	1	19	-	-	20
Brasile	-	502	855	-	-	1.357
Cile	-	949	152	-	-	1.101
Colombia	-	303	223	-	-	526
Perù	-	-	-	-	-	-
Centro America	-	26	-	-	-	26
Nord America Enel Green Power	-	68	-	-	-	68
Nord America Enel X	-	-	-	81	-	81
Nord America Enel X Way	-	-	-	-	-	-
Asia Pacifico Enel X	-	-	-	84	-	84
Resto d'Europa Enel X[2]	-	-	-	43	-	43
Totale	**-**	**3.409**	**7.037**	**2.596**	**-**	**13.042**

(1) Include Enel Energia.
(2) Include Viva Labs.

Matrice avviamento al 31.12.2022

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali[1]	Holding e Servizi[1]	Totale
Italia Enel Green Power	-	21	-	-	-	21
Italia Mercato[2]	-	-	-	581	-	581
Italia Enel Produzione	-	349	-	-	-	349
Iberia Penisola	-	1.190	5.788	1.807	-	8.785
Argentina	-	2	19	-	-	21
Brasile	-	478	835	-	-	1.313
Cile	-	996	152	-	-	1.148
Colombia	-	295	223	-	-	518
Perù	44	207	320	-	-	571
Centro America	-	26	-	-	-	26
Nord America Enel Green Power	-	70	-	-	-	70
Nord America Enel X	-	-	-	142	-	142
Nord America Enel X Way	-	-	-	70	-	70
Asia Pacifico Enel X	-	-	-	84	-	84
Resto d'Europa Enel X[3]	-	-	-	43	-	43
Totale	**44**	**3.634**	**7.337**	**2.727**	**-**	**13.742**

(1) I dati al 31 dicembre 2022 relativi alla Linea di Business Mercati finali sono stati rideterminati per tener conto anche dei valori di Enel X ed Enel X Way. Quest'ultima in precedenza era esposta nel settore Holding, Servizi e Altro.
(2) Include Enel Energia.
(3) Include Viva Labs.

Il decremento dell'avviamento, pari a 700 milioni di euro, è attribuibile per lo più alla riclassifica tra le attività possedute per la vendita delle attività della generazione e distribuzione in Perù (pari a 570 milioni di euro), e di Arcadia Generación Solar in Cile (pari a 46 milioni di euro).
Addizionalmente nel corso del 2023 sono stati rilevati nuovi adeguamenti di valore riferiti alle CGU del Nord America di Enel X ed Enel X Way (rispettivamente per 57 e 69 milioni di euro) a esito degli impairment test anche per effetto del cambiamento dello scenario macroeconomico.

La variazione negativa è parzialmente compensata dalle differenze cambio positive registrate in Brasile.

La stima del valore recuperabile degli avviamenti iscritti in bilancio è stata effettuata determinando il valore d'uso delle CGU in esame mediante l'utilizzo di modelli discounted cash flow, che prevedono la stima dei flussi di cassa attesi e l'applicazione di un appropriato tasso di attualizzazione, determinato utilizzando input di mercato quali tassi risk-free, beta e market risk premium.
I flussi di cassa sono stati determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima, tenuto anche conto dei rischi specifici delle singole CGU, e desumibili:

- per il periodo esplicito dal Piano Industriale approvato dal Consiglio di Amministrazione della Capogruppo in data 22 novembre 2023, contenente le previsioni in ordine ai volumi, ai ricavi, ai costi operativi, agli investimenti, agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili macroeconomiche (inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio) e delle commodity. Si segnala che il periodo esplicito dei flussi di cassa preso in considerazione per l'impairment test è pari a tre anni;
- per gli anni successivi, tenendo in considerazione le ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili che determinano i flussi di cassa, la vita media utile residua degli asset o la durata delle concessioni.

In particolare, il valore terminale è stimato in base alle specificità dei business relativi alle diverse CGU sottoposte alla procedura di impairment:

- perpetuità, in riferimento ai business di generazione con tecnologia Large Hydro (LH) e distribuzione, in cui licenze e concessioni presentano scadenze a lungo termine e/o il rinnovo può essere stimato con ragionevole certezza; e per i business Enel X ed Enel X Way, in quanto caratterizzati dallo sviluppo di know-how specifici sostenibili nel lungo termine;
- rendita annua, nel caso di CGU caratterizzata prevalentemente dal business retail, la cui vita utile residua è pertanto sostanzialmente correlata alla durata media dei rapporti con i clienti; e per i business di generazione termica convenzionale (Generation and Trading). È utilizzato, inoltre, in riferimento ai business da fonti rinnovabili (Enel Green Power) per tenere conto (i) del valore derivante dalla vita utile residua degli impianti e (ii) del valore residuo, nell'ipotesi di dismissione degli impianti, associato ai diritti di concessione, alla competitività dei siti produttivi (in termini di risorsa naturale) e alle interconnessioni di rete.

Il tasso di crescita nominale considerato (g-rate) è pari alla crescita di lungo periodo della domanda elettrica e/o dell'inflazione (in funzione del Paese di appartenenza e del business).

Per quanto concerne le assunzioni sugli andamenti dei prezzi delle commodity vengono utilizzati scenari coerenti con gli obiettivi di riduzione delle emissioni attualmente stabiliti.

Si evidenzia inoltre che il Gruppo ha tenuto conto, attraverso analisi di sensitività, anche degli impatti derivanti dal cambiamento climatico nel lungo periodo; in particolare:

- considerando un tasso di crescita perpetua del flusso di cassa dopo il periodo esplicito, di lungo termine allineato alla variazione della domanda elettrica 2026-2050 in base alle specificità dei business interessati, tenendo in considerazione assunzioni relative all'aumento della temperatura dovuto al cambiamento climatico e ai trend legati alla transizione energetica;
- considerando variazioni della producibilità idroelettrica, eolica e fotovoltaica dei nostri asset in portafoglio, associate a ogni proiezione delle variabili climatiche e meteorologiche sottostanti (per esempio temperatura, irradianza, velocità del vento e precipitazioni);
- il sostenimento dei costi accantonati per la dismissione degli impianti di generazione di elettricità da fonti fossili coerentemente con l'obiettivo di zero emissioni dirette (Scope 1) e indirette da attività retail (Scope 3).

Al fine di verificare la robustezza del valore d'uso delle CGU, sono state condotte analisi di sensitività sui principali driver di valore, in particolare WACC e tasso di crescita di lungo periodo.
Anche in tali circostanze sono stati rilevati risultati coerenti con le evidenze descritte in precedenza, riscontrando su tutte le CGU analizzate, a eccezione di quelle oggetto di svalutazione (Enel X North America ed Enel X Way North America), un'eccedenza positiva del valore d'uso rispetto al valore contabile, che garantisce la totale recuperabilità dei valori contabili delle stesse nel Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2023.

AMBIZIONE EMISSIONI ZERO

Enel si impegna al raggiungimento delle emissioni zero entro il 2040 e allo sviluppo di un modello di business in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi (COP 21) per limitare l'aumento medio della temperatura globale al di sotto di 1,5 °C.

Per tale motivo il Gruppo ha definito una roadmap di decarbonizzazione, che copre sia le emissioni dirette sia quelle indirette lungo tutta la catena di valore, composta da quattro target certificati dalla Science Based Targets initiative (SBTi) a dicembre 2022, in linea con lo standard Net Zero.

TARGET GHG	Intensità emissioni GHG Scope 1 relative alla produzione di energia		
Attività di business principale	Produzione di elettricità		
Tipologia di attività nella catena del valore	Attività diretta		
Stakeholder impattati o coinvolti	• Clienti e consumatori di energia elettrica • Società e Ambiente		
Fonti GHG coperte (GHG Protocol)[1]	95% delle emissioni GHG Scope 1[2]		
Tempistiche	Breve termine (2026)	Medio termine (2030)	Lungo termine (2040)
Target GHG	**125** gCO_{2eq}/kWh	**72** gCO_{2eq}/kWh	**0** gCO_{2eq}/kWh **Emissioni zero**
% riduzione rispetto al 2017 (baseline SBTi)	-66%	-80%	-100%
% riduzione rispetto al 2023 (anno di reporting)	-22%	-55%	-100%
Scenario climatico	1,5 °C[3]	1,5 °C (certificato SBTi)	1,5 °C (certificato SBTi)
Principali driver e azioni a futuro	• Phase-out graduale della capacità a carbone nel periodo 2024-2026, con la prevista chiusura delle centrali Federico II e Torrevaldaliga Nord in Italia (con una capacità complessiva di circa 3,6 GW). • Investire 12,1 miliardi di euro per accelerare lo sviluppo delle energie rinnovabili, installando 13,4 GW di nuova capacità rinnovabile nel periodo 2024-2026 (di cui circa 11,3 GW consolidati), raggiungendo 73 GW di capacità rinnovabile entro il 2026 (inclusivo del BESS). • Proseguire nel processo di decarbonizzazione della generazione di elettricità, portando il parco di generazione aziendale a essere composto per il 78% da impianti rinnovabili nel 2026, raggiungendo nello stesso anno un livello di produzione a zero emissioni pari all'86% sul totale, considerando la produzione consolidata e gestita. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal per raggiungere il target.	• Proseguire nel processo di decarbonizzazione della generazione di elettricità, grazie a investimenti a livello di Gruppo che porteranno al 2030 il parco di generazione aziendale a essere composto per circa l'85% da impianti rinnovabili, raggiungendo così un livello di produzione a zero emissioni pari al 90% sul totale, considerando la produzione consolidata e gestita. • Uscita dalla generazione a carbone, che è prevista entro il 2027 a livello globale. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal per raggiungere il target.	• Uscire dal business della generazione di elettricità da capacità termica, raggiungendo un mix energetico 100% rinnovabile. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal per raggiungere il target.
Risultati e principali azioni svolte nel 2023	**Risultato del KPI nel 2023: 160 gCO_{2eq}/kWh** • Circa 5,9 miliardi di euro investiti nelle rinnovabili nel 2023. • Nuova capacità rinnovabile installata consolidata pari a 4 GW nel 2023, raggiungendo una capacità totale consolidata pari a 55,5 GW nel 2023. • Incremento della produzione rinnovabile consolidata pari a +13% rispetto al 2022, rappresentando il 61% del totale della produzione consolidata nel 2023. • Riduzione della capacità termoelettrica di circa 5,1 GW rispetto al 2022, includendo la chiusura di due impianti a carbone (per un totale di circa 2 GW) e la vendita degli impianti a gas in Argentina (per un totale di circa 3 GW) e in Colombia (per un totale di circa 0,2 GW). • Riduzione della produzione termoelettrica pari al 38% rispetto al 2022 (in particolare con una riduzione del 45% della produzione a carbone), rappresentando il 27% del totale della produzione nel 2023.		

TARGET GHG	Intensità emissioni GHG Scope 1 e 3 relative all'Integrated Power		
Attività di business principale	Vendita di elettricità		
Tipologia di attività nella catena del valore	• Attività dirette (produzione di elettricità) • Attività a monte della catena del valore (acquisto di energia da altri produttori per vendita al cliente finale)		
Stakeholder impattati o coinvolti	• Clienti e consumatori di energia elettrica • Produttori di energia elettrica (peers) • Società e Ambiente		
Fonti GHG coperte (GHG Protocol)[1]	• 95% delle emissioni GHG Scope 1 • 42% delle emissioni GHG Scope 3 (corrispondente al 78% delle emissioni GHG Scope 3 - categoria 3)		
Tempistiche	Breve termine (2026)	Medio termine (2030)	Lungo termine (2040)
Target GHG	**135** gCO_{2eq}/kWh	**73** gCO_{2eq}/kWh	**0** gCO_{2eq}/kWh **Emissioni zero**
% riduzione rispetto al 2017 (baseline SBTi)	-59%	-78%	-100%
% riduzione rispetto al 2023 (anno di reporting)	-20%	-57%	-100%
Scenario climatico	1,5 °C[3]	1,5 °C (certificato SBTi)	1,5 °C (certificato SBTi)
Principali driver e azioni a futuro	• Aumentare la quota di energia rinnovabile venduta ai clienti, incrementando la produzione rinnovabile del Gruppo e ottimizzando il portafoglio clienti proseguendo nella strategia di bilanciamento tra domanda e offerta. • In Europa incrementare dal circa 65% del 2023 a oltre l'80% nel 2026 la quota di vendite ai clienti finali a prezzo fisso coperta da produzione a zero emissioni. • In America Latina mantenere una copertura del 100% delle vendite ai clienti finali da produzione a zero emissioni (anche tramite PPA). • In Nord America mantenere una copertura del 100% delle vendite ai clienti finali da produzione a zero emissioni. • Proseguire nel processo di decarbonizzazione della generazione di elettricità, incrementando il livello di produzione a zero emissioni dal 75% nel 2023 (compresa la capacità gestita) all'86% sul totale nel 2026, considerando la produzione consolidata e gestita. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal per raggiungere il target.	• Proseguire nella strategia di bilanciamento tra domanda e offerta e incremento della quota di elettricità venduta a prezzo fisso coperta da generazione carbon free. • Proseguire nel processo di decarbonizzazione della generazione di elettricità, raggiungendo circa il 90% di produzione a zero emissioni sul totale nel 2030. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal per raggiungere il target.	• Al 2040 arrivare al 100% di vendita di energia coperto da fonti rinnovabili. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal per raggiungere il target.
Risultati e principali azioni svolte nel 2023	**Risultato del KPI nel 2023: 168 gCO_{2eq}/kWh** • Incremento della produzione rinnovabile consolidata del Gruppo del 13% nel 2023 rispetto al 2022. • Riduzione del 7% del gap tra le vendite di energia ai clienti finali e la produzione propria nei Paesi in cui il Gruppo ha avuto una posizione integrata nel 2023, rispetto al 2022.		

TARGET GHG	Emissioni GHG assolute Scope 3 relative alla vendita di gas nel mercato finale		
Attività di business principale	Vendita di gas al cliente finale		
Tipologia di attività nella catena del valore	• Attività a valle della catena del valore		
Stakeholder impattati o coinvolti	• Clienti gas • Società e Ambiente		
Fonti GHG coperte (GHG Protocol)[1]	• 30% delle emissioni GHG Scope 3 (corrispondente al 100% delle emissioni GHG Scope 3 - categoria 11)		
Tempistiche	Breve termine (2026)	Medio termine (2030)	Lungo termine (2040)
Target GHG	**20,0** $MtCO_{2eq}$	**11,4** $MtCO_{2eq}$	**0** $MtCO_{2eq}$ **Emissioni zero**
% riduzione rispetto al 2017 (baseline SBTi)	-21%	-55%	-100%
% riduzione rispetto al 2023 (anno di reporting)	–[4]	-32%	-100%
Scenario climatico	n.a.[5]	1,5 °C (certificato SBTi)	1,5 °C (certificato SBTi)
Principali driver e azioni a futuro	• Promuovere il passaggio dei clienti dal gas all'elettricità (soprattutto clienti residenziali) attraverso la promozione di tecnologie elettriche più efficienti (per esempio, pompe di calore per il riscaldamento domestico o piani a induzione nelle cucine), portando il consumo unitario di energia elettrica annua del cliente energia Business to Consumer del mercato libero (Italia e Iberia) da 2,65 MWh del 2023 a circa 2,9 MWh nel 2026 e aumentando così il tasso di elettrificazione dei clienti. • Destinare il 32% degli investimenti nelle reti nel periodo 2024-2026 alle connessioni, anche per consentire la crescita di generazione distribuita e quindi promuovere l'elettrificazione dei consumi dei clienti finali. Si prevede che il numero di connessioni alla generazione distribuita raddoppi nel triennio raggiungendo i 4 milioni nel 2026. • Raggiungere volumi di gas venduti ai clienti finali di circa 8,4 bcm nel 2026. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal per raggiungere il target.	• Promuovere il passaggio dei clienti dal gas all'elettricità (soprattutto clienti residenziali) attraverso la promozione di tecnologie elettriche più efficienti (per esempio, pompe di calore per il riscaldamento domestico o piani a induzione nelle cucine), portando il consumo unitario di energia elettrica annua del cliente energia Business to Consumer del mercato libero (Italia e Iberia) a circa 3,5 MWh nel 2030 e aumentando così il tasso di elettrificazione dei clienti. • Continuare a investire nelle reti di distribuzione accompagnando la crescita di generazione distribuita e quindi promuovere l'elettrificazione dei consumi dei clienti finali, fino a raggiungere i 6 milioni di connessioni alla generazione distribuita nel 2030. • Ottimizzare il portafoglio gas dei clienti (specialmente clienti industriali), continuando nella riduzione dei volumi di gas venduti fino a raggiungere circa 5,3 bcm nel 2030. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal per raggiungere il target.	• Raggiungere il 100% di vendita di energia ai clienti finali coperta da fonti rinnovabili entro il 2040. • Uscire dal business della vendita di gas alla clientela retail entro il 2040. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal per raggiungere il target.
Risultati e principali azioni svolte nel 2023	**Risultato del KPI nel 2023: 16,8** $MtCO_{2eq}$ • 6,2 milioni di clienti gas nel 2023, in riduzione del 6% rispetto al 2022. • Vendita di gas nel 2023 di 8,3 bcm, riduzione del 19% rispetto al 2022. • 3,6 milioni di nuove connessioni nel 2023.		

TARGET GHG	Emissioni aggiuntive Scope 1-2-3	
Attività di business principale	• Distribuzione di elettricità (Scope 1 e 2) • Gestione della flotta di veicoli, edifici e altri asset (Scope 1 e 2) • Gestione della catena di fornitura (Scope 3) • Acquisto di combustibili (Scope 3)	
Tipologia di attività nella catena del valore	• Attività dirette (distribuzione di elettricità e gestione della flotta, degli edifici e altri asset del Gruppo) • Attività a monte della catena del valore (catena di fornitura di prodotti e servizi e filiera dei combustibili)	
Stakeholder impattati o coinvolti	• Clienti e consumatori di energia elettrica • Produttori di energia elettrica (peers) • Fornitori di prodotti e servizi • Fornitori di oil&gas • Società e Ambiente	
Fonti GHG coperte (GHG Protocol)[1]	• 0,5% delle emissioni GHG Scope 1 • 100% delle emissioni GHG Scope 2 • Target 2030[6]: 15% delle emissioni GHG Scope 3 (corrispondente al 17% delle emissioni Scope 3 - categoria 1 e al 22% della categoria 3) • Target 2040[6]: 18% delle emissioni GHG Scope 3 (corrispondente al 35% delle emissioni Scope 3 - categoria 1 e al 22% della categoria 3)	
Tempistiche	Medio termine (2030)	Lungo termine (2040)
Target GHG	**10,4** $MtCO_{2eq}$	**<2,5** $MtCO_{2eq}$ **Emissioni Net Zero**
% riduzione rispetto al 2017 (baseline SBTi)	-55%	-90%
% riduzione rispetto al 2023 (anno di reporting)	-12%	-83%
Scenario climatico	1,5 °C (certificato SBTi)	1,5 °C (certificato SBTi)
Principali driver e azioni a futuro	• Investire un totale di 18,6 miliardi di euro nelle reti nel periodo 2024-2026, di cui il 50% per migliorare la resilienza, la qualità e la digitalizzazione delle reti, contribuendo in tal modo a ridurre le perdite di rete e le relative emissioni di gas serra. Sostituire i componenti esistenti dell'infrastruttura della rete di distribuzione con soluzioni SF_6 free. • Implementare un approccio circolare di approvvigionamento, incrementare il numero dei contratti che includono la misurazione dell'impronta carbonica dei prodotti e servizi acquistati da Enel incentivando la riduzione della stessa in un percorso di decarbonizzazione condiviso con i fornitori. Rafforzare il dialogo con i produttori di materie prime e con le altre utility per definire strategie comuni di decarbonizzazione efficaci e a lungo termine. • Uscire gradualmente dalla generazione a carbone entro il 2027, mitigando tutte le emissioni GHG legate alla fornitura di carbone. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal per raggiungere il target.	• Promuovere la digitalizzazione della rete e sostituire i componenti esistenti dell'infrastruttura della rete di distribuzione con soluzioni SF_6 free. • Implementare un approccio circolare di approvvigionamento, incrementare il numero dei contratti che includono la misurazione dell'impronta carbonica dei prodotti e servizi acquistati da Enel incentivando la riduzione della stessa in un percorso di decarbonizzazione condiviso con i fornitori. Rafforzare il dialogo con i produttori di materie prime e con le altre utility per definire strategie comuni di decarbonizzazione efficaci e a lungo termine. • Azzerare le emissioni legate alle attività di estrazione di gas, essendo il Gruppo completamente uscito dalle attività sia di generazione di elettricità da gas sia di vendita di gas a clienti finali. • Neutralizzare la quota residuale attraverso azioni di carbon removal (acquisto di certificati legati a progetti nature-based o technology-based nei mercati volontari di carbone, secondo gli standard internazionali) qualora la mitigazione completa delle emissioni non sia fattibile a causa di fattori esogeni (tecnologici, di mercato o regolatori).
Risultati e principali azioni svolte nel 2023	**Risultato del KPI nel 2023: 11,9 $MtCO_{2eq}$ (secondo il perimetro target 2017-2030) e 13,5 $MtCO_{2eq}$ (secondo il perimetro target 2017-2040)[6]** • 5,4 miliardi di euro investiti sulla rete nel 2023. • Riduzione del 43% dell'ammontare di carbone combusto negli impianti termoelettrici. • Riduzione del 41% del volume di gas naturale combusto negli impianti termoelettrici rispetto al 2022 (influenzato anche dalla vendita di impianti a gas in Russia e Argentina), e riduzione del 19% del volume di gas venduto nel mercato finale rispetto al 2022. • Riduzione dell'8% del consumo di elettricità negli impianti di generazione e negli edifici del Gruppo. • Riduzione del 24% del valore intensivo (tCO_{2eq}/mln€) della catena di fornitura nel 2023 rispetto al 2022, raggiungendo 684 tCO_{2eq}/mln€.	

COPERTURA TOTALE DELLE EMISSIONI SCOPE 1-2-3 NEL 2023

- **95,5%** delle emissioni GHG Scope 1 (target 2026, 2030, 2040)
- **100%** delle emissioni GHG Scope 2 (target 2030, 2040)
- **87%** (target 2017-2030) e **90%** (target 2017-2040) delle emissioni GHG Scope 3[6]

(1) Percentuali basate sulle emissioni totali di GHG nel 2023.
(2) Sono state escluse le emissioni GHG Scope 1 marginali che non sono direttamente correlate al processo di combustione dei combustibili fossili per la produzione di energia elettrica nelle centrali termoelettriche. Queste emissioni includono anche l'utilizzo di servizi ausiliari nell'attività di distribuzione. In particolare, nel 2023 si è verificato un utilizzo straordinariamente superiore di questi servizi in Brasile per far fronte all'emergenza meteorologica verificatasi a San Paolo a novembre 2023 che ha provocato l'interruzione del funzionamento della rete. In ogni caso, le emissioni di GHG Scope 1 e 2 coperte da tutti i target sopracitati sono complessivamente pari a 95,8%, e pertanto superiori alla soglia del 95% richiesta dall'iniziativa Science Based Targets e dal GHG Protocol.
(3) Il target soddisfa il percorso di 1,5 °C stabilito dalla SBTi per il settore dei servizi elettrici (approccio di decarbonizzazione settoriale, SDA), anche se non ha potuto essere validato ufficialmente perché la SBTi non certifica target con tempistiche inferiori a cinque anni dalla data di presentazione.
(4) Nel 2023 la vendita di gas si è ridotta considerevolmente rispetto agli anni precedenti. Inoltre, è stato implementato un cambiamento metodologico nell'utilizzo dei fattori di conversione. Questi due elementi hanno portato a un valore al di sotto del target previsto per il 2026.
(5) Il target non ha potuto essere validato ufficialmente perché la SBTi non certifica target con tempistiche inferiori a cinque anni dalla data di presentazione. Inoltre, la SBTi non ha definito un approccio di decarbonizzazione settoriale per queste tipologie di emissioni, per cui il livello di ambizione non può essere verificato.
(6) Sono stati definiti due diversi limiti percentuali al target per le emissioni GHG Scope 3 della catena di fornitura, come consentito dalla metodologia SBTi, che richiede di coprire almeno il 67% delle emissioni Scope 3 per il target 2030, e almeno il 90% per il target 2040.

Di seguito viene riportata la composizione del saldo dei principali avviamenti per società cui la CGU appartiene, i tassi di sconto adottati e l'orizzonte temporale nel quale i flussi previsti vengono attualizzati.

Milioni di euro	Importo	Tasso di crescita[1]	Tasso di sconto WACC pre-tax[2]	Periodo esplicito flussi di cassa	Terminal value[3]	Importo	Tasso di crescita[1]	Tasso di sconto WACC pre-tax[2]	Periodo esplicito flussi di cassa	Terminal value[3]
	al 31.12.2023					al 31.12.2022				
Iberia Penisola	8.785	2,19%	8,23%	3 anni	Perpetuità/22 anni EGP/12 anni G&T/15 anni MKT	8.785	2,47%	6,10%	3 anni	Perpetuità/25 anni EGP/13 anni G&T
Cile	1.101	2,07%	9,57%	3 anni	Perpetuità/28 anni EGP/5 anni G&T	1.148	2,00%	8,45%	3 anni	Perpetuità/26 anni EGP/5 anni G&T
Argentina	20	17,57%	41,90%	3 anni	Perpetuità	21	45,70%	71,78%	3 anni	Perpetuità
Perù	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	571	2,25%	8,75%	3 anni	Perpetuità/25 anni EGP/8 anni G&T
Colombia	526	3,50%	14,25%	3 anni	Perpetuità/25 anni EGP/14 anni G&T	518	3,20%	11,79%	3 anni	Perpetuità/26 anni EGP/15 anni G&T
Brasile	1.357	3,86%	12,31%	3 anni	Perpetuità/24 anni EGP	1.313	3,58%	11,22%	3 anni	Perpetuità/25 anni EGP
Centro America	26	2,10%	10,92%	3 anni	17 anni	26	2,02%	9,66%	3 anni	18 anni
Nord America Enel Green Power	68	2,10%	8,27%	3 anni	24 anni	70	2,02%	6,48%	3 anni	25 anni
Nord America Enel X	81	2,10%	11,75%	3 anni	Perpetuità	142	2,02%	9,71%	3 anni	Perpetuità
Nord America Enel X Way	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	70	2,02%	11,53%	3 anni	Perpetuità
Asia Pacifico Enel X	84	2,10%	13,27%	3 anni	Perpetuità	84	2,02%	10,39%	3 anni	Perpetuità
Resto d'Europa Enel X	43	2,10%	11,45%	3 anni	Perpetuità	43	1,62%	8,82%	3 anni	Perpetuità
Italia Enel Green Power	21	2,10%	8,66%	3 anni	Perpetuità/26 anni	21	1,62%	6,39%	3 anni	Perpetuità/24 anni
Italia Mercato	581	1,93%	11,31%	3 anni	15 anni	581	2,38%	10,69%	3 anni	15 anni
Italia Enel Produzione	349	2,06%	9,07%	3 anni	Perpetuità/14 anni	349	1,64%	7,70%	3 anni	Perpetuità/15 anni
Romania	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
CGU senza avviamento iscritto ma oggetto di test di impairment in presenza di appositi indicatori previsti da IAS 36										
Iberia - TNP (Territori Non Peninsulari)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Australia	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Messico	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

(1) Tasso di crescita perpetua del flusso di cassa dopo il periodo esplicito.
(2) Il WACC pre-tax calcolato con il metodo iterativo: il tasso di sconto che permette che il valore d'uso calcolato con i flussi pre-tax sia equivalente a quello calcolato con flussi post-tax scontati al WACC post-tax.
(3) Il valore del terminal value è stato stimato attraverso una rendita perpetua o una rendita attesa annua a rendimento crescente per gli anni indicati in colonna (G&T = Generation and Trading, EGP = Enel Green Power, MKT = Mercati finali).

25. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite – *Euro 9.218 milioni ed euro 8.217 milioni*

Di seguito vengono dettagliati i movimenti delle "Attività per imposte anticipate" e delle "Passività per imposte differite" per tipologia di differenze temporali, determinati sulla base delle aliquote fiscali previste dai provvedimenti in vigore, nonché l'ammontare delle attività per imposte anticipate compensabili, ove consentito, con le passività per imposte differite.

Milioni di euro		Incr./ (Decr.) con imputazione a Conto economico	Incr./ (Decr.) con imputazione a patrimonio netto	Variazioni perimetro di consolidamento	Differenze cambio	Altri movimenti	Riclassifica "Attività possedute per la vendita"	
	al 31.12.2022							**al 31.12.2023**
Attività per imposte anticipate:								
- differenze di valore su immobilizzazioni materiali e immateriali	2.313	(79)	-	-	-	65	(30)	2.269
- accantonamenti per rischi e oneri e impairment con deducibilità fiscale differita	1.956	(68)	-	-	6	33	(2)	1.925
- perdite fiscalmente riportabili	786	(39)	-	-	(12)	11	-	746
- valutazione strumenti finanziari	2.914	1	(1.521)	-	(2)	(70)	-	1.322
- benefíci al personale	798	(25)	66	-	22	3	(1)	863
- altre partite[(1)]	2.408	32	11	1	(148)	(98)	(113)	2.093
Totale	**11.175**	**(178)**	**(1.444)**	**1**	**(134)**	**(56)**	**(146)**	**9.218**
Passività per imposte differite:								
- differenze su immobilizzazioni e attività finanziarie	5.719	17	-	1	(490)	306	(515)	5.038
- valutazione strumenti finanziari	1.506	(3)	(473)	-	(3)	(69)	(1)	957
- altre partite[(1)]	2.569	(200)	(5)	-	(27)	(68)	(47)	2.222
Totale	**9.794**	**(186)**	**(478)**	**1**	**(520)**	**169**	**(563)**	**8.217**

Attività per imposte anticipate non compensabili	**5.221**
Passività per imposte differite non compensabili	**3.347**
Passività per imposte differite nette compensabili	**873**

(1) I dati relativi al 31 dicembre 2022 delle attività per imposte anticipate e delle passività per imposte differite sono stati rideterminati rispettivamente per 250 milioni di euro e 252 milioni di euro per tenere conto degli effetti dell'Amendment allo IAS 12, in vigore successivamente al 1° gennaio 2023. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 8 "Rideterminazione dei dati comparativi".

Le "Attività per imposte anticipate" iscritte in bilancio al 31 dicembre 2023, in quanto sussiste la ragionevole certezza della loro recuperabilità, sono pari a 9.218 milioni di euro (11.175 milioni di euro al 31 dicembre 2022).

Le imposte anticipate nel corso dell'anno si decrementano di 1.957 milioni di euro, sostanzialmente per effetto:

- del decremento della fiscalità anticipata legata all'andamento del fair value dei contratti derivati di cash flow hedge;

- dell'impatto delle differenze cambio in America Latina, in particolare in Argentina;
- del rilascio della fiscalità anticipata per la parte ritenuta non più recuperabile negli Stati Uniti e in Messico;
- della riclassifica tra le attività possedute per la vendita delle attività della generazione e distribuzione in Perù.

Si fa presente che non sono state accertate imposte anticipate su perdite fiscali pregresse e dell'esercizio (1.480 milioni di euro) complessivamente pari a 453 milioni di euro, in quanto sulla base delle attuali stime sui futuri imponibili fiscali non si ritiene probabile la loro recuperabilità.

Le "Passività per imposte differite", pari a 8.217 milioni di euro al 31 dicembre 2023 (9.794 milioni di euro al 31 dicembre 2022), accolgono essenzialmente la determinazione degli effetti fiscali sugli adeguamenti di valore delle attività acquisite in sede di allocazione definitiva del costo delle acquisizioni effettuate nei vari esercizi e la fiscalità differita sulle differenze tra gli ammortamenti calcolati in base alle aliquote fiscali, inclusi gli ammortamenti anticipati, e quelli determinati in base alla vita utile dei beni.

Le imposte differite diminuiscono complessivamente di 1.577 milioni di euro, in particolare per effetto:

- del decremento della fiscalità differita legata all'andamento del fair value dei contratti derivati di cash flow hedge;
- dell'impatto delle differenze cambio in America Latina, in particolare in Argentina;
- del rilascio della fiscalità differita connesso agli adeguamenti di valore di taluni impianti di generazione rinnovabile negli Stati Uniti;
- della riclassifica delle passività per imposte differite relative alle società classificate come disponibili per la vendita in Perù.

ISP

26. Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – *Euro 1.650 milioni*

Nella seguente tabella è esposta la movimentazione delle principali partecipazioni in imprese a controllo congiunto e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.

Milioni di euro	al 31.12.2022	Quota %	Impatto a Conto economico	Variazioni perimetro	Dividendi	Riclassifica a Discontinued operation	Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	Impairment	Altri movimenti	al 31.12.2023	Quota %
Società a controllo congiunto											
Gridspertise Srl	299	50,0%	9	–	–	–	–	–	(2)	306	50,0%
Mooney Group SpA	219	50,0%	(35)	–	–	–	–	–	1	185	50,0%
Slovak Power Holding	90	50,0%	–	–	–	–	–	–	99	189	50,0%
Enel Green Power Australia	–		(7)	142	–	–	–	–	13	148	50,0%
Enel Green Power Hellas	–		(1)	246	–	–	–	–	–	245	50,0%
Società progetto Matimba	108	50,0%	(1)	(15)	–	–	–	–	(17)	75	50,0%
Società progetto Kino	16	20,0%	(13)	–	–	–	–	–	(2)	1	20,0%
Ewiva Srl	20	50,0%	(3)	–	–	–	–	–	22	39	50,0%
Drift Sand Wind Project	45	50,0%	1	–	–	–	–	–	(1)	45	50,0%
Front Marítim del Besòs	31	61,4%	(2)	–	–	–	–	–	1	30	61,4%
Elecgas SA	30	50,0%	6	–	(13)	–	–	–	(2)	21	50,0%
Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	5	43,8%	–	–	–	–	–	–	–	5	43,8%
Suministradora Eléctrica de Cádiz	9	33,5%	3	–	(3)	–	–	–	(1)	8	33,5%
Energie Electrique de Tahaddart	11	32,0%	3	–	(2)	–	–	–	(4)	8	32,0%
Rusenergosbyt	91	49,5%	58	–	–	(115)	–		(34)	–	
PowerCrop	14	50,0%	(6)	–	–	–	–	–	–	8	50,0%
Totale società a controllo congiunto	**988**		**12**	**373**	**(18)**	**(115)**	**–**	**–**	**73**	**1.313**	

Milioni di euro	al 31.12.2022	Quota %	Impatto a Conto economico	Variazioni perimetro	Dividendi	Riclassifica a Discontinued operation	Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	Impairment	Altri movimenti	al 31.12.2023	Quota %
Società collegate											
CESI	58	42,7%	(2)	–	–	–	–	–	–	56	42,7%
GNL Chile SA	14	33,3%	7	–	–	–	–	–	(1)	20	33,3%
Energías Especiales del Bierzo	12	50,0%	1	–	(2)	–	–	–	(1)	10	50,0%
Gorona del Viento El Hierro SA	13	23,2%	(6)	–	–	–	–	–	–	7	23,2%
Compañía Eólica Tierras Altas	7	37,5%	1	–	(1)	–	–	–	–	7	37,5%
Sociedad Eólica El Puntal	4	50,0%	1	–	(2)	–	–	–	2	5	50,0%
Renovables Brovales 400 kV	–		–	–	–	–	–	–	5	5	64,2%
Cogenio Iberia	5	20,0%	–	–	–	–	–	–	1	6	20,0%
Cogenio Srl	9	20,0%	–	–	–	–	–	–	(1)	8	20,0%
Avikiran Solar India	–		(1)	29	–	–	–	–	(1)	27	51,0%
Avikiran Surya India	27	51,1%	(1)	–	–	–	–	–	(2)	24	51,0%
EGPNA Renewable Energy Partners	77	10,0%	2	–	–	–	–	–	(15)	64	10,0%
Rocky Caney Holding	22	10,0%	2	–	–	–	–	–	(4)	20	10,0%
Altre minori	45		(57)	8	(2)	–	(1)	–	85	78	
Totale società collegate	**293**		**(53)**	**37**	**(7)**	**–**	**(1)**	**–**	**68**	**337**	
TOTALE	**1.281**		**(41)**	**410**	**(25)**	**(115)**	**(1)**	**–**	**141**	**1.650**	

L'incremento del valore delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto, nel 2023, è riconducibile prevalentemente:

- alle variazioni di perimetro dell'esercizio riconducibili soprattutto:
  - alla rilevazione delle partecipazioni nelle società a controllo congiunto del nodo Enel Green Power Australia (per 142 milioni di euro), in seguito alla cessione, a INPEX Corporation, del 50% di tali società, precedentemente interamente controllate e classificate come possedute per la vendita;
  - alla rilevazione della partecipazione nella società a controllo congiunto Enel Green Power Hellas (per 246 milioni di euro), in seguito alla vendita, a Macquarie Asset Management, del 50% di tale società, precedentemente interamente detenuta dal Gruppo Enel;
  - alla rilevazione della partecipazione nella società collegata Avikiran Solar India Private Limited (per 29 milioni di euro) in relazione alla cessione, a Norfund, del 49% di tale società con perdita del controllo;
  - alla rilevazione dell'adeguamento negativo di prezzo della partecipazione nella joint venture che detiene le società del progetto Matimba (per 15 milioni di euro);
- alla rilevazione della quota di pertinenza del Gruppo delle variazioni delle riserve OCI (per 98 milioni di euro) riferite prevalentemente a Slovak Power Holding e riferibili all'andamento del fair value dei derivati di cash flow hedge della società.

Tali effetti positivi sono stati principalmente compensati dalla riclassifica dell'intera partecipazione nella società Rusenergosbyt nelle discontinued operation (per 115 milioni di euro), ceduta nel 2023, nonché dai dividendi distribuiti nell'esercizio (per 25 milioni di euro), principalmente dalle società spagnole, e dall'andamento sfavorevole dei cambi.

Le seguenti tabelle illustrano le informazioni finanziarie delle principali società a controllo congiunto e collegate per il Gruppo, non classificate come possedute per la vendita secondo quanto previsto dall'IFRS 5.

Milioni di euro	Attività non correnti		Attività correnti		Totale attivo	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Società a controllo congiunto						
Gridspertise Srl	170	94	132	192	302	286
Mooney Group SpA	894	880	487	449	1.381	1.329
Slovak Power Holding	12.468	12.376	1.470	1.444	13.938	13.820
Enel Green Power Australia	428	-	73	-	501	-
Enel Green Power Hellas	687	-	109	-	796	-
Società progetto Matimba	1.583	1.759	320	348	1.903	2.107
Ewiva Srl	40	40	39	-	79	40
Società collegate						
CESI	179	191	13	25	192	216
Avikiran Solar India	148	-	6	-	154	-
Avikiran Surya India	200	207	63	30	263	237

Milioni di euro	Totale ricavi		Risultato prima delle imposte		Risultato netto delle continuing operation	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Società a controllo congiunto						
Gridspertise Srl	418	334	23	12	17	8
Mooney Group SpA	435	224	(70)	(33)	(70)	(33)
Slovak Power Holding	5.129	5.184	856	(320)	598	(223)
Enel Green Power Australia	37	-	(28)	-	(28)	-
Enel Green Power Hellas	127	-	25	-	17	-
Società progetto Matimba	148	114	(8)	(39)	(2)	(24)
Ewiva Srl	-	-	(6)	(4)	(6)	(4)
Società collegate						
CESI	164	155	(5)	(4)	(5)	(1)
Avikiran Solar India	15	-	(6)	-	(6)	-
Avikiran Surya India	18	9	(3)	1	(3)	1

Passività non correnti		Passività correnti		Totale passivo		Patrimonio netto	
al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
49	9	158	198	207	207	95	79
1.134	1.086	649	575	1.783	1.661	(402)	(332)
7.843	4.950	1.393	6.620	9.236	11.570	4.702	2.250
315	-	21	-	336	-	165	-
672	-	166	-	838	-	(42)	-
1.599	1.763	113	93	1.712	1.856	191	251
-	-	-	-	-	-	79	40
20	24	73	90	93	114	99	102
87	-	14	-	101	-	53	-
112	117	48	9	160	126	103	111

27. Derivati

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Contratti derivati attivi	2.383	3.970	6.407	14.830
Contratti derivati passivi	3.373	5.895	6.461	16.141

Con riferimento ai contratti derivati qualificati come strumenti di copertura e valutati al FVTPL, si rimanda a quanto commentato nella nota 51 "Derivati ed hedge accounting".

28. Attività/(Passività) non correnti/correnti derivanti da contratti con i clienti

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Attività derivanti da contratti con i clienti	444	508	212	106
Passività derivanti da contratti con i clienti	5.743	5.747	2.126	1.775

Le attività non correnti derivanti da contratti con i clienti si riferiscono principalmente alle attività a utilità pluriennale in corso di costruzione derivanti da accordi per servizi pubblici in concessione "public-to-private" rilevati secondo quanto previsto dall'IFRIC 12 (425 milioni di euro). Tale casistica ricorre nei casi in cui il concessionario non abbia ancora maturato pienamente il diritto a farsi riconoscere tali attività dal concedente in quanto contrattualmente sussiste tuttavia un'obbligazione di fare perché il bene venga completato e possa essere remunerato attraverso la tariffa. Si precisa che il valore al 31 dicembre 2023 comprende investimenti del periodo per un ammontare pari a 795 milioni di euro.

Le attività correnti derivanti da contratti con i clienti accolgono principalmente le attività per lavori e servizi in corso su ordinazione (167 milioni di euro) relative a commesse per lavori ancora da fatturare il cui corrispettivo è subordinato all'adempimento di una prestazione contrattuale.

Il valore al 31 dicembre 2023 delle passività non correnti derivanti da contratti con i clienti è da attribuire principalmente alla distribuzione in Italia (3.014 milioni di euro) e Spagna (2.729 milioni di euro) con riferimento alle modalità di rilevazione contabile dei ricavi legati agli allacci di nuovi utenti che vengono riscontati lungo la durata media dei contratti.

Le passività correnti derivanti da contratti con i clienti accolgono le passività relative ai ricavi da servizi di connessione alla rete elettrica con scadenza entro i 12 mesi per 1.628 milioni di euro rilevate principalmente in Italia e Spagna, nonché le passività per lavori in corso su ordinazione (453 milioni di euro).

Come richiesto dall'IFRS 15 si riporta di seguito la ripartizione per classe temporale dei riversamenti a Conto economico delle passività derivanti da contratti con i clienti.

Milioni di euro		
	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Entro 1 anno	2.126	1.775
Entro 2 anni	568	516
Entro 3 anni	567	517
Entro 4 anni	565	516
Entro 5 anni	564	515
Oltre 5 anni	3.479	3.683
Totale	**7.869**	**7.522**

29. Altre attività finanziarie non correnti – *Euro 8.750 milioni*

Milioni di euro				
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022	
Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value	346	366	(20)	-5,5%
Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto (vedi nota 29.1)	3.837	4.213	(376)	-8,9%
Accordi per servizi in concessione	4.391	3.732	659	17,7%
Crediti finanziari relativi a Joint Development Agreement (JDA)	133	-	133	-
Risconti attivi finanziari non correnti	43	48	(5)	-10,4%
Totale	**8.750**	**8.359**	**391**	**4,7%**

Le "Altre attività finanziarie non correnti" si incrementano di 391 milioni di euro per:

- l'aumento delle attività finanziarie relative agli accordi per servizi in concessione, essenzialmente nelle società brasiliane;
- la rilevazione dei crediti finanziari derivanti da accordi di sviluppo congiunto (JDA) relativi ai corrispettivi versati, da alcune società italiane del Gruppo di generazione rinnovabile, a sviluppatori per lo sviluppo di progetti di generazione rinnovabile; tali crediti nell'esercizio precedente erano rilevati nell'ambito delle altre attività non correnti per un importo di 100 milioni di euro.

Tali effetti positivi sono stati parzialmente compensati, prevalentemente, dal decremento delle altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto, come specificato nella nota 29.1, e dalla riduzione delle partecipazioni in altre imprese dovuta alla vendita della partecipazione in Athonet Srl e alla riduzione di valore delle partecipazioni in Termoeléctrica José de San Martín SA e Termoeléctrica Manuel Belgrano SA.

Di seguito il dettaglio della voce "Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value":

Milioni di euro					
	al 31.12.2023	Quota %	al 31.12.2022	Quota %	2023-2022
Empresa Propietaria de la Red SA	8	11,1%	7	11,1%	1
European Energy Exchange AG	22	2,4%	22	2,4%	-
Athonet Srl	-	-	7	16,0%	(7)
Korea Line Corporation	1	0,3%	1	0,3%	-
Hubject GmbH	11	12,5%	11	12,5%	-
Termoeléctrica José de San Martín SA	3	5,6%	11	24,7%	(8)
Termoeléctrica Manuel Belgrano SA	2	6,2%	9	8,6%	(7)
Zacapa Topco Sàrl	287	19,5%	288	19,5%	(1)
Altre	12		10		2
Totale	**346**		**366**		**(20)**

29.1 Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto – *Euro 3.837 milioni*

Milioni di euro				
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022	
Titoli	505	447	58	13,0%
Crediti finanziari diversi	3.332	3.766	(434)	-11,5%
Totale	**3.837**	**4.213**	**(376)**	**-8,9%**

I titoli sono valutati al FVOCI e rappresentano gli strumenti finanziari nei quali le società assicurative olandesi investono parte della loro liquidità.
Il decremento dei "Crediti finanziari diversi" è riconducibile principalmente alla riduzione dei crediti finanziari per depositi di liquidità (per 634 milioni di euro), essenzialmente nel Gruppo Endesa, parzialmente compensata prevalentemente dall'incremento dei crediti finanziari per deficit del sistema elettrico spagnolo (per 85 milioni di euro) e dei crediti finanziari a medio e lungo termine (per 79 milioni di euro), prevalentemente in Enel Finance International ed Enel Américas.

30. Altre attività finanziarie correnti – *Euro 4.329 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022	
Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto (vedi nota 30.1)	4.148	13.501	(9.353)	-69,3%
Altre	181	252	(71)	-28,2%
Totale	**4.329**	**13.753**	**(9.424)**	**-68,5%**

Le "Altre attività finanziarie correnti" si riducono di 9.424 milioni di euro principalmente per il decremento delle attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto, come dettagliato nella nota 30.1, nonché per la riduzione di ratei finanziari attivi.

30.1 Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento – *Euro 4.148 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022	
Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine	1.007	2.838	(1.831)	-64,5%
Titoli al FVOCI	81	78	3	3,8%
Cash collateral e altri crediti finanziari per operatività su derivati	2.899	8.319	(5.420)	-65,2%
Altre	161	2.266	(2.105)	-92,9%
Totale	**4.148**	**13.501**	**(9.353)**	**-69,3%**

La variazione della voce è principalmente riconducibile:

- ai minori cash collateral versati alle controparti per l'operatività su contratti derivati (per 5.420 milioni di euro);
- alla riduzione della voce "Altre", principalmente per il decremento dei crediti finanziari in:
  - Enel Brasil (per 1.212 milioni di euro) prevalentemente per la rilevazione nell'anno precedente dei crediti connessi alla cessione di Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás);
  - Enel X Italia (per 581 milioni di euro) essenzialmente a seguito dell'incasso dei crediti finanziari derivanti dalla cessione dei crediti tributari "ecosismabonus" nell'esercizio precedente;
- alla diminuzione della quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine (per 1.831 milioni di euro), determinata essenzialmente dalla riduzione del credito finanziario relativo al deficit del sistema elettrico spagnolo.

31. Altre attività non correnti – *Euro 2.249 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022	
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	331	282	49	17,4%
Attività netta programmi del personale	42	8	34	-
Crediti tributari > 12 mesi	1.487	1.674	(187)	-11,2%
Depositi cauzionali attivi di natura operativa >12 mesi	306	301	5	1.7%
Altri crediti	83	221	(138)	-62,4%
Totale	**2.249**	**2.486**	**(237)**	**-9,5%**

I "Crediti verso operatori istituzionali di mercato" aumentano di 49 milioni di euro rispetto al precedente esercizio, principalmente in Spagna relativamente all'attività di distribuzione.

I crediti tributari diminuiscono di 187 milioni di euro prevalentemente in Brasile per effetto del contenzioso relativo all'applicazione dei tributi PIS/COFINS (338 milioni di euro), in parte compensati dall'incremento dei crediti tributari in Italia e in Cile.

32. Altre attività correnti – *Euro 4.099 milioni*

ISP

Milioni di euro				
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022	
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	1.161	1.033	128	12,4%
Anticipi a fornitori	311	332	(21)	-6,3%
Crediti verso il personale	28	30	(2)	-6,7%
Contributi non monetari da ricevere per certificati ambientali	24	16	8	50,0%
Crediti verso altri	1.068	1.040	28	2,7%
Crediti tributari diversi	1.311	1.598	(287)	-18,0%
Ratei e risconti attivi correnti	196	265	(69)	-26,0%
Totale	**4.099**	**4.314**	**(215)**	**-5,0%**

I "Crediti verso operatori istituzionali di mercato" includono principalmente i crediti relativi al sistema Italia per 700 milioni di euro (617 milioni di euro al 31 dicembre 2022) e al sistema Spagna per 422 milioni di euro (388 milioni di euro al 31 dicembre 2022).
La variazione in aumento è essenzialmente riconducibile ai maggiori crediti, registrati in Italia, verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA), vantati principalmente da e-distribuzione (390 milioni di euro) e da Servizio Elettrico Nazionale (252 milioni di euro) e connessi essenzialmente a meccanismi di perequazione.
La diminuzione dei "Crediti tributari diversi" per 287 milioni di euro è riconducibile principalmente ai minori crediti per imposte indirette e tasse registrati nella Capogruppo Enel SpA (274 milioni di euro), in Italia (18 milioni di euro) e in America Latina (108 milioni di euro), e parzialmente compensati dall'incremento degli stessi registrato in Spagna (146 milioni di euro) e in Nord America (58 milioni di euro).

33. Rimanenze – *Euro 4.290 milioni*

ISP
IRF

Milioni di euro				
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022	
Materie prime, sussidiarie e di consumo:				
- combustibili	1.598	2.396	(798)	-33,3%
- materiali, apparecchi e altre giacenze	2.000	2.137	(137)	-6,4%
Totale	**3.598**	**4.533**	**(935)**	**-20,6%**
Certificati ambientali:				
- CO_2 emissioni inquinanti	514	152	362	-
- garanzie di origine	39	18	21	-
- certificati di efficienza energetica	-	6	(6)	-
- altri certificati ambientali	6	-	6	
Totale	**559**	**176**	**383**	**-**
Immobili destinati alla vendita	45	47	(2)	-4,3%
Acconti	88	97	(9)	-9,3%
TOTALE	**4.290**	**4.853**	**(563)**	**-11,6%**

Le rimanenze di materie prime, sussidiarie e di consumo 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 il decremento complessivo delle rimanenze, pari a 563 milioni di euro, è da ricondurre principalmente alle minori giacenze di combustibili e materiali, apparecchi e altre giacenze registrate in Italia (537 milioni di euro, di cui 166 milioni di euro relativi a svalutazioni di carbone e altri materiali), Spagna (363 milioni di euro) e America Latina (35 milioni di euro), in particolare con riferimento alle scorte di gas destinato a soddisfare i fabbisogni degli impianti del Gruppo, parzialmente compensato dall'incremento dei certificati ambientali per quote dei diritti di emissione di CO_2 registrato in Italia.

34. Crediti commerciali – *Euro 17.773 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022	
Clienti:				
- vendita e trasporto di energia elettrica	11.133	10.216	917	9,0%
- distribuzione e vendita di gas	2.811	3.026	(215)	-7,1%
- altre attività	3.646	3.118	528	16,9%
Totale crediti verso clienti	**17.590**	**16.360**	**1.230**	**7,5%**
Crediti commerciali verso società collegate e a controllo congiunto	183	245	(62)	-25,3%
TOTALE	**17.773**	**16.605**	**1.168**	**7,0%**

I crediti verso clienti sono iscritti al netto del relativo fondo svalutazione, che a fine esercizio è pari a 3.775 milioni di euro, a fronte di un saldo di 3.783 milioni di euro registrato alla fine del periodo precedente.
Nello specifico l'incremento dell'esercizio, complessivamente pari a 1.168 milioni di euro, è imputabile ai maggiori crediti per la vendita e il trasporto dell'energia elettrica rilevati nel corso dell'esercizio.

La variazione è principalmente registrata in Italia (1.810 milioni di euro), parzialmente compensata dalla diminuzione registrata in Spagna (230 milioni di euro) e in America Latina (231 milioni di euro).

Per maggiori dettagli sui crediti commerciali si rimanda alla nota 48 "Strumenti finanziari per categoria".

35. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti – *Euro 6.801 milioni*

Le disponibilità liquide, dettagliate nella tabella successiva, sono diminuite complessivamente per 4.240 milioni di euro principalmente in Italia e in Nord America, parzialmente compensate dall'incremento registrato in Spagna.

Milioni di euro

	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022	
Depositi bancari e postali	4.664	8.968	(4.304)	-48,0%
Denaro e valori in cassa	23	35	(12)	-34,3%
Altri investimenti di liquidità	2.114	2.038	76	3,7%
Totale	**6.801**	**11.041**	**(4.240)**	**-38,4%**

36. Attività e passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita – *Euro 5.919 milioni ed euro 2.316 milioni*

La movimentazione delle attività possedute per la vendita nell'esercizio 2023 è di seguito dettagliata.

Milioni di euro		Riclassifica da/ad attività correnti e non	Dismissioni e variaz. perimetro di consolid.	(Impairment)/ Ripristini	Diff. cambi	Investimenti	Altri movimenti	
	al 31.12.2022							**al 31.12.2023**
Immobili, impianti e macchinari	3.304	3.574	(3.440)	(263)	(59)	820	(228)	3.708
Attività immateriali	334	719	(328)	16	(14)	29	(41)	715
Avviamento	-	616	(46)	(1)	3	-	-	572
Attività per imposte anticipate[1]	217	146	(88)	-	(56)	-	(23)	196
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	27	116	(142)	-	-	-	-	1
Altre attività non correnti[2]	50	37	(222)	-	-	-	170	35
Crediti finanziari non correnti e titoli[2]	75	-	(29)	-	(45)	-	(1)	-
Attività finanziarie non correnti	138	-	(85)	-	(3)	-	(50)	-
Crediti finanziari correnti e titoli	43	1	(20)	-	(32)	-	9	1
Altre attività finanziarie correnti	9	2	(11)	-	-	-	-	-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	425	259	(320)	-	(40)	-	(63)	261
Rimanenze, crediti commerciali e altre attività correnti	1.533	351	(1.479)	-	29	-	(4)	430
Totale[1]	**6.155**	**5.821**	**(6.210)**	**(248)**	**(217)**	**849**	**(231)**	**5.919**

(1) I dati relativi al 31 dicembre 2022 sono stati rideterminati per tenere conto degli effetti dell'Amendment allo IAS 12, in vigore successivamente al 1° gennaio 2023. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 8 "Rideterminazione dei dati comparativi".
(2) La voce "Altre attività non correnti" al 31 dicembre 2022 includeva i "Crediti finanziari non correnti e titoli" esposti separatamente nella tabella sopra.

Le passività, invece, si movimentano nell'esercizio 2023 nel seguente modo.

Milioni di euro		Riclassifica da/a passività correnti e non	Dismissioni e variaz. perimetro di consolid.	Diff. cambi	Altri movimenti	
	al 31.12.2022					**al 31.12.2023**
Finanziamenti a lungo termine	775	663	(908)	(49)	249	730
Fondi rischi e oneri quota non corrente	33	33	(34)	-	4	36
Passività per imposte differite[1]	246	563	(192)	(70)	(42)	505
TFR e altri benefíci definiti relativi al personale	23	4	(22)	(3)	3	5
Passività finanziarie non correnti	69	-	(80)	(2)	23	10
Passività derivanti da contratti con i clienti non correnti	442	-	(453)	-	11	-
Altre passività non correnti	179	19	(149)	(8)	13	54
Finanziamenti a breve termine	642	217	(189)	(10)	(384)	276
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	18	100	(9)	(5)	41	145
Fondi rischi e oneri quota corrente	33	10	(64)	(2)	32	9
Altre passività finanziarie correnti	12	8	(17)	-	6	9
Debiti commerciali e altre passività correnti	894	385	(705)	11	(48)	537
Totale[1]	**3.366**	**2.002**	**(2.822)**	**(138)**	**(92)**	**2.316**

(1) I dati relativi al 31 dicembre 2022 sono stati rideterminati per tenere conto degli effetti dell'Amendment allo IAS 12, in vigore successivamente al 1° gennaio 2023. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 8 "Rideterminazione dei dati comparativi".

La voce in esame include sostanzialmente le attività valutate sulla base del minore tra il costo, inteso come valore netto contabile, e il presumibile valore di realizzo, che in ragione delle decisioni assunte dal management rispondono ai requisiti previsti dall'"IFRS 5 - Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate" per la loro classificazione in tale voce.

I saldi delle attività possedute per la vendita e le relative passività associate al 31 dicembre 2023 ammontano, rispettivamente a 5.919 milioni di euro e 2.316 milioni di euro e fanno riferimento principalmente a:

- 3SUN in Italia: sulla base del processo di negoziazione finalizzato alla cessione di una quota pari al 50% del capitale sociale di 3SUN Srl, le attività nette della stessa sono state riclassificate tra le "Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate", in accordo con l'IFRS 5;
- Nord America: le attività riferite a un portafoglio di asset rinnovabili negli Stati Uniti composto da circa 150 MW di impianti geotermici e solari in esercizio;
- Perù: le attività di distribuzione e fornitura di energia elettrica detenute da Enel Distribución Perú SAA, le attività di servizi energetici avanzati di Enel X Perú SAC e le attività di generazione detenute da Enel Generación Perú, Compañía Energética Veracruz ed Enel Generación Piura in quanto sulla base delle negoziazioni in essere sono soddisfatti i requisiti previsti dall'IFRS 5;
- Colombia: il parco eolico in costruzione di Windpeshi che sulla base delle negoziazioni in essere soddisfa i requisiti previsti dall'IFRS 5.

Nel corso del 2023 sono state realizzate alcune cessioni di società precedentemente classificate come disponibili per la vendita; in particolare:

- nel corso del primo semestre 2023 sono state cedute le società di generazione Enel Generación Costanera, Inversora Dock Sud e Central Dock Sud in Argentina; Enel Green Power India ha inoltre ceduto il controllo sulle attività nette detenute attraverso Avikiran Solar India Private Limited, pur mantenendo una interessenza residua nella stessa società del 51% del capitale sociale versato;
- nel corso del terzo trimestre 2023, tramite la controllata Enel Green Power SpA, sono state cedute per il 50% le due società che possiedono tutte le attività dedicate alle rinnovabili del Gruppo in Australia, nello specifico Enel Green Power Australia (Pty) Ltd ed Enel Green Power Australia Trust, a INPEX Corporation;
- nel corso del quarto trimestre 2023 il Gruppo Enel ha perfezionato tramite la controllata Endesa Generación SAU la cessione dell'intera partecipazione detenuta in Tecnatom SA.

Per maggiori approfondimenti relativi agli effetti economici delle operazioni di cessione sopra riportate si rimanda alla nota 9 "Principali acquisizioni e cessioni dell'esercizio".

Nel corso del 2023 sono state inoltre realizzate cessioni di società precedentemente classificate come discontinued operation; in particolare, nel corso del quarto trimestre 2023 è stata perfezionata la cessione di tutte le partecipazioni detenute dal Gruppo Enel in Romania; infine, è stata finalizzata la vendita del 50% di Enel Green Power Hellas.
Per maggiori approfondimenti relativi agli effetti economici delle cessioni relative alle discontinued operation sopra descritte si rimanda alla nota 7 "Discontinued operation" e alla nota 9 "Principali acquisizioni e cessioni dell'esercizio".

37. Patrimonio netto totale – *Euro 45.109 milioni*

37.1 Patrimonio netto del Gruppo – *Euro 31.755 milioni*

Milioni di euro			
	al 31.12.2023	**al 31.12.2022**	**2023-2022**
Capitale sociale	**10.167**	**10.167**	**-**
Riserva azioni proprie	**(59)**	**(47)**	**(12)**
Altre riserve	**6.551**	**2.740**	**3.811**
Riserva da sovrapprezzo azioni	7.496	7.496	-
Riserva per strumenti di capitale - obbligazioni ibride perpetue	6.553	5.567	986
Riserva legale	2.034	2.034	-
Altre riserve	2.341	2.332	9
Riserva conversione bilanci in valuta estera	(5.289)	(5.912)	623
Riserve da valutazione strumenti finanziari di cash flow hedge	(1.393)	(3.553)	2.160
Riserve da valutazione strumenti finanziari costi di hedging	(38)	(81)	43
Riserve da valutazione strumenti finanziari FVOCI	10	(22)	32
Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(375)	(476)	101
Rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefíci definiti	(1.185)	(1.063)	(122)
Riserva per cessioni quote azionarie senza perdita di controllo	(2.390)	(2.390)	-
Riserva da acquisizioni su non-controlling interest	(1.213)	(1.192)	(21)
Utili e perdite accumulati[(1)]	**15.096**	**15.795**	**(699)**
Patrimonio netto del Gruppo[(1)]	**31.755**	**28.655**	**3.100**

(1) I dati relativi al 2022 sono stati rideterminati per tenere conto degli effetti dell'Amendment allo IAS 12, in vigore successivamente al 1° gennaio 2023. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 8 "Rideterminazione dei dati comparativi".

Capitale sociale – *Euro 10.167 milioni*

Al 31 dicembre 2023 il capitale sociale di Enel SpA, interamente sottoscritto e versato, risulta pari a Euro 10.166.679.946, rappresentato da altrettante azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna. L'indicato importo del capitale di Enel SpA risulta quindi invariato rispetto a quello registrato al 31 dicembre 2022.

Al 31 dicembre 2023, 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 decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58, nonché delle altre informazioni a disposizione, gli azionisti in possesso di una partecipazione superiore al 3% del capitale della Società risultavano il Ministero dell'Economia e delle Finanze (con il 23,585% del capitale sociale) e BlackRock Inc. (con il 5,023% del capitale sociale, posseduto a titolo di gestione del risparmio).

Riserva azioni proprie – *Euro (59) milioni*

Alla data del 31 dicembre 2023, le azioni proprie sono rappresentate da n. 9.262.330 azioni ordinarie di Enel SpA del valore nominale di 1 euro (n. 7.153.795 al 31 dicembre 2022), acquistate tramite un intermediario abilitato per un valore complessivo di 59 milioni di euro.

Altre riserve – *Euro 6.551 milioni*

Riserva da sovrapprezzo azioni – *Euro 7.496 milioni*

La riserva sovrapprezzo azioni ai sensi dell'art. 2431 del codice civile accoglie, nel caso di emissione di azioni sopra la pari, l'eccedenza del prezzo di emissione delle azioni rispetto al loro valore nominale, ivi comprese quelle derivate dalla conversione di obbligazioni. Tale riserva, che ha natura di riserva di capitale, non può essere distribuita fino a che la riserva legale non abbia raggiunto il limite stabilito dall'art. 2430 del codice civile.

Riserva per strumenti di capitale - obbligazioni ibride perpetue – *Euro 6.553 milioni*

Tale riserva accoglie il valore nominale, al netto dei costi di transazione, dei prestiti obbligazionari non convertibili subordinati ibridi perpetui denominati in euro destinati a investitori istituzionali.

La variazione della riserva per 986 milioni di euro è conseguente all'emissione di nuovi prestiti per circa 1.738 milioni di euro, al netto di costi di transazione, in parte compensata dal riacquisto e successiva cancellazione di precedenti prestiti obbligazionari per circa 752 milioni di euro, inclusi costi di transazione.

Nel corso del 2023 il Gruppo ha pagato coupon a titolari di obbligazioni ibride perpetue per 182 milioni di euro.

Riserva legale – *Euro 2.034 milioni*

La riserva legale rappresenta la parte di utili che secondo quanto disposto dall'art. 2430 del codice civile non può essere distribuita a titolo di dividendo.

Altre riserve – *Euro 2.341 milioni*

Includono 2.215 milioni di euro riferiti alla quota residua delle rettifiche di valore effettuate in sede di trasformazione di Enel da ente pubblico a società per azioni.
In caso di distribuzione i relativi ammontari non costituiscono distribuzione di utile ai sensi dell'art. 47 del TUIR.

Riserva conversione bilanci in valuta estera – *Euro (5.289) milioni*

La variazione positiva dell'esercizio, pari a 623 milioni di euro, è dovuta principalmente agli effetti della variazione di perimetro relativa alle cessioni delle partecipazioni detenute in Romania, di Inversora Dock Sud e Central Dock Sud e di Enel Generación Costanera e al deprezzamento netto delle valute funzionali utilizzate dalle controllate estere, soprattutto in Cile e Stati Uniti, rispetto all'euro (valuta di presentazione della Capogruppo).

Riserve da valutazione strumenti finanziari di cash flow hedge – *Euro (1.393) milioni*

Includono gli oneri netti rilevati direttamente a patrimonio netto per effetto di valutazioni su derivati di copertura (cash flow hedge). La variazione del periodo è riconducibile principalmente all'andamento del prezzo delle commodity.

Riserve da valutazione strumenti finanziari costi di hedging – *Euro (38) milioni*

Tali riserve accolgono, in applicazione dell'IFRS 9, la variazione di fair value dei currency basis point e dei punti forward. La variazione del periodo è riconducibile principalmente all'andamento del prezzo delle commodity.

Riserve da valutazione strumenti finanziari FVOCI – *Euro 10 milioni*

Includono gli oneri netti non realizzati relativi a valutazioni al fair value di attività finanziarie.

Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – *Euro (375) milioni*

Tale riserva accoglie la quota di risultato complessivo da rilevare direttamente a patrimonio netto, riferibile alle società valutate con il metodo del patrimonio netto. La variazione del 2023 è da attribuire prevalentemente alla variazione della riserva da valutazione strumenti di cash flow hedge di Slovak Power Holding.

Rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefici definiti – *Euro (1.185) milioni*

Tale riserva accoglie la rilevazione degli utili e perdite attuariali in contropartita delle passività per benefici ai dipendenti, al netto del relativo effetto fiscale.

Riserva per cessioni di quote azionarie senza perdita di controllo – *Euro (2.390) milioni*

Tale riserva accoglie principalmente:

- la plusvalenza realizzata a seguito dell'Offerta Pubblica di Vendita delle azioni di Enel Green Power, al netto degli oneri connessi a tale cessione e del relativo effetto fiscale;
- la cessione di quote di minoranza rilevata per effetto dell'aumento di capitale sociale di Enersis (ora Enel Américas ed Enel Chile);
- la minusvalenza, al netto degli oneri connessi a tale cessione e del relativo effetto fiscale, registrata per effetto della vendita del 21,92% di Endesa attraverso Offerta Pubblica di Vendita;
- la cessione a terzi di quote di minoranza di Enel Green Power North America Renewable Energy Partners;
- gli effetti della fusione in Enel Américas di Endesa Américas e Chilectra Américas;
- gli effetti della cessione del 49% della partecipazione detenuta da Enel Green Power Canada nelle società Pincher Creek LP e Riverview LP.

Riserva da acquisizioni su non-controlling interest – *Euro (1.213) milioni*

Tale riserva accoglie principalmente l'eccedenza dei prezzi di acquisizione rispetto ai patrimoni netti contabili acquisiti a seguito dell'acquisto da terzi di ulteriori interessenze in imprese già controllate in America Latina.
La variazione del periodo, negativa per 21 milioni di euro, si riferisce principalmente agli effetti della fusione per incorporazione tra le società Enel Generación Perú (incorporante) ed Enel Green Power Perú, Energética Monzón ed Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos (incorporate) che ha comportato un modifica della percentuale di interessenza del Gruppo in tali società.

Utili e perdite accumulati – *Euro 15.096 milioni*

Tale riserva accoglie gli utili di esercizi precedenti non distribuiti né accantonati in altre riserve.
Nella tabella seguente viene rappresentata la movimentazione degli utili e delle perdite rilevati negli Other Comprehensive Income, comprensiva delle quote di terzi con evidenza per singola voce del relativo effetto fiscale.

Milioni di euro

	al 31.12.2022			Variazioni						al 31.12.2023		
	Totale	*Di cui Gruppo*	*Di cui terzi*	Utili/(Perdite) rilevati a patrimonio netto nell'esercizio	Rilasciate a Conto economico	Imposte	Totale	*Di cui Gruppo*	*Di cui terzi*	Totale	*Di cui Gruppo*	*Di cui terzi*
Riserva conversione bilanci in valuta estera	**(10.900)**	*(5.424)*	*(5.476)*	(504)	–	–	**(504)**	*(415)*	*(89)*	**(11.404)**	*(5.839)*	*(5.565)*
Riserva da valutazione degli strumenti finanziari di cash flow hedge	**(4.656)**	*(3.573)*	*(1.083)*	1.146	2.512	(947)	**2.711**	*2.111*	*600*	**(1.945)**	*(1.462)*	*(483)*
Riserve da valutazione strumenti finanziari costi di hedging	**(111)**	*(91)*	*(20)*	75	(16)	(10)	**49**	*43*	*6*	**(62)**	*(48)*	*(14)*
Riserve da valutazione di attività finanziarie FVOCI	**(33)**	*(32)*	*(1)*	12	–	(1)	**11**	*15*	*(4)*	**(22)**	*(17)*	*(5)*
Quota OCI di società collegate valutate a equity	**(586)**	*(601)*	*15*	92	–	6	**98**	*97*	*1*	**(488)**	*(504)*	*16*
Riserve da valutazione di partecipazioni in altre imprese	**(19)**	*(19)*	–	3	–	–	**3**	*3*	–	**(16)**	*(16)*	–
Rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefici definiti	**(1.474)**	*(1.016)*	*(458)*	(217)	–	66	**(151)**	*(120)*	*(31)*	**(1.625)**	*(1.136)*	*(489)*
Totale utili/(perdite) iscritti a patrimonio netto	**(17.779)**	***(10.756)***	***(7.023)***	**607**	**2.496**	**(886)**	**2.217**	***1.734***	***483***	**(15.562)**	***(9.022)***	***(6.540)***

37.2 Dividendi

	Ammontare distribuito (milioni di euro)	Dividendo per azione (euro)
Dividendi distribuiti nel 2022		
Dividendi relativi al 2021	3.861	0,38
Acconto sul dividendo 2022[(1)]	–	–
Dividendi straordinari	–	–
Totale dividendi distribuiti nel 2022	**3.861**	**0,38**
Dividendi distribuiti nel 2023		
Dividendi relativi al 2022	4.064	0,40
Acconto sul dividendo 2023[(2)]	–	–
Dividendi straordinari	–	–
Totale dividendi distribuiti nel 2023	**4.064**	**0,40**

(1) Deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 3 novembre 2022 e messo in pagamento a decorrere dal 25 gennaio 2023 (acconto dividendo per azione 0,20 euro per complessivi 2.033 milioni di euro).
(2) Deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 7 novembre 2023 e messo in pagamento a decorrere dal 24 gennaio 2024 (acconto dividendo per azione 0,215 euro per complessivi 2.186 milioni di euro).

I dividendi distribuiti sono esposti al netto delle quote spettanti alle azioni proprie risultate in portafoglio alle rispettive "record date". Tali quote sono state oggetto di rinuncia all'incasso da parte della Società e destinate alla riserva denominata "utili accumulati".

Il dividendo dell'esercizio 2023, pari a euro 0,43 per azione, per un ammontare complessivo di 4.372 milioni di euro (di cui 0,215 euro per azione per complessivi 2.186 milioni di

euro a titolo di acconto), è stato deliberato dall'Assemblea degli azionisti del 23 maggio 2024 riunita in unica convocazione.
Il presente Bilancio non tiene conto degli effetti della distribuzione ai soci del dividendo dell'esercizio 2023, se non per il debito verso gli Azionisti per l'acconto sul dividendo 2023, deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 7 novembre 2023 per un importo massimo potenziale di 2.186 milioni di euro, e messo in pagamento a decorrere dal 24 gennaio 2024 al netto della quota spettante alle n. 10.085.106 azioni proprie risultate in portafoglio alla "record date" del 23 gennaio 2024.
Nel corso del 2023 il Gruppo ha inoltre pagato ai detentori di obbligazioni ibride perpetue coupon per un valore complessivo di 182 milioni di euro.

Gestione del capitale
Gli obiettivi identificati dal Gruppo nella gestione del capitale sono la salvaguardia della continuità aziendale, la creazione di valore per gli stakeholder e il supporto allo sviluppo del Gruppo. In particolare, il Gruppo persegue il mantenimento di un adeguato livello di capitalizzazione che permetta di realizzare un soddisfacente ritorno economico per gli azionisti e di garantire l'accesso a fonti esterne di finanziamento, anche attraverso il conseguimento di un rating adeguato.
In tale contesto, il Gruppo gestisce la propria struttura di capitale ed effettua aggiustamenti alla stessa, qualora i cambiamenti delle condizioni economiche lo richiedano. Non vi sono state modifiche sostanziali agli obiettivi, alle politiche o ai processi nel corso del 2023.
A tal fine, il Gruppo monitora costantemente l'evoluzione del livello di indebitamento in rapporto al patrimonio netto, la cui situazione al 31 dicembre 2023 e 2022 è sintetizzata nella seguente tabella.

Milioni di euro			
	al 31.12.2023	**al 31.12.2022**	**2023-2022**
Posizione finanziaria non corrente	61.093	68.191	(7.098)
Posizione finanziaria corrente netta	2.907	(3.315)	6.222
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	(3.837)	(4.213)	376
Indebitamento finanziario netto[1]	**60.163**	**60.663**	**(500)**
Patrimonio netto di Gruppo	31.755	28.655	3.100
Interessenze di terzi	13.354	13.425	(71)
Patrimonio netto[2]	**45.109**	**42.080**	**3.029**
Indice debt/equity	**1,33**	**1,44**	**(0,11)**

(1) Al fine di facilitare l'analisi dell'andamento dell'indebitamento finanziario netto del Gruppo, assicurando una migliore comparabilità dell'indicatore nel tempo, il management ha ritenuto di escludere dalla relativa determinazione il fair value degli strumenti derivati di cash flow hedge e fair value hedge utilizzati a copertura del rischio di cambio sui finanziamenti. Conseguentemente, ai fini di una migliore comparabilità dei dati, si è reso necessario rideterminare l'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2022.
(2) I dati relativi al 2022 sono stati rideterminati per tenere conto degli effetti dell'Amendment allo IAS 12, in vigore successivamente al 1° gennaio 2023. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 8 "Rideterminazione dei dati comparativi".

Il decremento del rapporto debt/equity, che misura la leva finanziaria, è ascrivibile sostanzialmente all'incremento del patrimonio netto per effetto del risultato di esercizio, della variazione positiva delle riserve da valutazione strumenti finanziari derivati di cash flow hedge e della variazione di perimetro della riserva conversione bilanci in valuta estera, solo in parte compensati dalla distribuzione dei dividendi. La riduzione dell'indebitamento finanziario netto contribuisce ulteriormente al suddetto decremento.

Si rinvia alla nota 47 per la composizione delle singole voci riportate in tabella.

37.3 Interessenze di terzi – *Euro 13.354 milioni*

Nella tabella seguente viene rappresentata la composizione delle interessenze di terzi suddivisa per area geografica.

Milioni di euro	**Patrimonio netto di terzi**		**Risultato del periodo di terzi**	
	al 31.12.2023	**al 31.12.2022**	**al 31.12.2023**	**al 31.12.2022**
Italia	-	1	-	-
Iberia	5.470	5.321	192	713
America Latina	7.665	7.422	666	857
Europa	-	328	3	(342)
Nord America	151	218	(39)	10
Africa, Asia e Oceania	68	135	7	-
Totale	**13.354**	**13.425**	**829**	**1.238**

La variazione delle interessenze di terzi si riferisce principalmente all'effetto dei dividendi distribuiti e della cessione delle partecipazioni detenute in Romania. Tali effetti sono stati compensati dai risultati conseguiti, dall'impatto dell'iperinflazione e dall'adeguamento di valore degli strumenti di copertura di cash flow hedge.

Si riporta di seguito l'informativa economico-finanziaria richiesta dall'IFRS 12 per le società controllate con interessenze di terzi rilevanti.
I dati relativi al 2022 sono stati rideterminati per tenere conto degli effetti dell'Amendment allo IAS 12, in vigore successivamente al 1° gennaio 2023. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 8 "Rideterminazione dei dati comparativi".

Milioni di euro	Attività non correnti		Attività correnti		Totale attivo	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Società controllate						
Enel Américas	27.578	29.635	8.459	5.430	36.037	35.065
Enel Chile	10.810	11.094	1.722	1.541	12.532	12.635
Endesa	43.701	45.125	4.033	11.166	47.734	56.291

Milioni di euro	Passività non correnti		Passività correnti		Totale passivo		Patrimonio netto		Patrimonio netto di Gruppo		Patrimonio netto di terzi	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Società controllate												
Enel Américas	10.466	11.569	7.314	6.208	17.780	17.777	18.257	17.288	12.936	12.136	5.321	5.152
Enel Chile	3.706	4.222	2.730	2.460	6.436	6.682	6.096	5.953	3.753	3.683	2.343	2.270
Endesa	16.018	18.523	10.045	17.372	26.063	35.895	21.671	20.396	16.202	15.081	5.469	5.315

Milioni di euro	Totale ricavi		Risultato prima delle imposte		Risultato netto delle continuing operation		Risultato netto di Gruppo		Risultato netto di terzi	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Società controllate										
Enel Américas	13.400	14.696	1.639	1.015	877	221	504	(90)	373	311
Enel Chile	4.678	6.450	996	1.971	748	1.458	456	913	292	545
Endesa	25.423	32.714	839	3.055	595	2.244	402	1.534	193	710

38. Finanziamenti

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Finanziamenti a lungo termine	61.085	68.191	9.086	2.835
Finanziamenti a breve termine	-	-	4.769	18.392
Totale	**61.085**	**68.191**	**13.855**	**21.227**

Per maggiori dettagli sulla natura dei finanziamenti si rimanda alla nota 48.2 "Passività finanziarie per categoria".

39. Benefíci ai dipendenti – *Euro 2.320 milioni*

Il Gruppo riconosce ai dipendenti varie forme di benefíci individuati nelle prestazioni connesse a "trattamento di fine rapporto" di lavoro, 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, previdenza e assistenza sanitaria integrativa, sconti sul prezzo di fornitura dell'energia elettrica consumata a uso domestico e altre prestazioni simili. In particolare:

- la voce "Benefíci pensionistici" accoglie, per quanto riguarda l'Italia, la stima degli accantonamenti destinati a coprire i benefíci relativi al trattamento di previdenza integrativa dei dirigenti in quiescenza e le indennità spettanti al personale, in forza di legge o di contratto, al momento della cessazione del rapporto di lavoro. Per quanto riguarda le società estere tale voce si riferisce invece ai benefíci dovuti successivamente alla conclusione del rapporto di lavoro, tra cui si segnalano per significatività i piani per benefíci pensionistici di Endesa, in Spagna, che si distinguono in tre tipologie diverse a seconda dell'anzianità del dipendente e della sua provenienza. In generale, a seguito dell'accordo quadro del 25 ottobre 2000, i dipendenti partecipano a un piano dedicato a contribuzione definita per le prestazioni pensionistiche e a un piano a benefíci definiti per quanto riguarda i casi di invalidità e di morte di dipendenti in servizio, per la copertura dei quali sono operanti idonee polizze assicurative. Si aggiungono, poi, due piani diversi e a numero chiuso (i) per i dipendenti Endesa, in servizio e non, per i quali si applicava il contratto collettivo dei lavoratori del settore elettrico *ante* modifica dell'accordo quadro sopra citato e (ii) per i dipendenti provenienti dalle società catalane incorporate in passato (Fecsa/Enher/HidroEmpordà). Entrambi i piani sono a benefíci definiti e le prestazioni previste sono integralmente assicurate, eccezion fatta nel primo per le prestazioni in caso di morte di personale già in pensione. Infine, sono presenti alcuni piani pensionistici a benefíci definiti in vigore presso le società che operano in Brasile;
- la voce "Sconto energia" accoglie benefíci relativi alla fornitura di energia elettrica, in particolare per i dipendenti di talune società estere;
- la voce "Assistenza sanitaria" accoglie le prestazioni garantite a dipendenti o ex dipendenti a fronte di spese mediche da essi sostenute;
- la voce "Altri benefíci" accoglie principalmente premi fedeltà, diffusi in vari Paesi e che per quanto riguarda l'Italia sono relativi alla stima degli oneri destinati alla copertura del beneficio che spetta al personale cui viene applicato il CCNL elettrico, al raggiungimento di determinati requisiti di anzianità in azienda (25° e 35° anno di servizio), nonché altri piani di incentivazione che prevedono l'assegnazione, in favore di alcuni dirigenti della Società, del diritto a un controvalore monetario, a titolo di premio, previa verifica di determinate condizioni.

La tabella di seguito riportata evidenzia la variazione delle passività per benefíci definiti dopo la cessazione del rapporto di lavoro e per altri benefíci a lungo termine, rispettivamente, al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022 nonché la riconciliazione di tale passività con la passività attuariale.

Milioni di euro	2023					2022				
	Benefici pensionistici	Sconto energia	Piani medici	Altri benefici	Totale	Benefici pensionistici	Sconto energia	Piani medici	Altri benefici	Totale
VARIAZIONI NELLA PASSIVITÀ ATTUARIALE										
Variazione passività attuariale esercizio precedente										
Passività attuariale a inizio esercizio	**3.765**	**224**	**162**	**118**	**4.269**	**4.240**	**410**	**206**	**190**	**5.046**
Costo normale	9	1	3	(1)	12	13	1	5	13	32
Oneri finanziari	336	8	9	4	357	320	7	8	5	340
(Utili)/Perdite da cambiamenti nelle assunzioni demografiche	–	–	–	2	2	–	–	–	–	–
(Utili)/Perdite da cambiamenti nelle assunzioni finanziarie	224	8	6	3	241	(533)	(93)	(38)	(18)	(682)
(Utili)/Perdite derivanti dall'esperienza	(43)	(12)	6	1	(48)	119	(80)	8	1	48
Costo relativo a prestazioni di lavoro passate	–	–	–	–	–	(3)	–	–	–	(3)
(Utili)/Perdite derivanti da settlement	–	–	–	–	–	(163)	–	–	–	(163)
(Utili)/Perdite su cambi	145	1	4	(4)	146	335	–	6	(1)	340
Contributi versati dalla Società	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Contributi versati dal dipendente	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Erogazioni	(393)	(14)	(14)	(17)	(438)	(470)	(15)	(13)	(44)	(542)
Altri movimenti	–	–	–	–	–	–	–	–	(6)	(6)
Riclassifica nell'attivo di bilancio	41	–	–	–	41	8	–	–	–	8
Variazioni nell'area di consolidamento/passività classificata per la vendita	1	–	–	(4)	(3)	(101)	(6)	(20)	(22)	(149)
Passività attuariale a fine esercizio (A)	**4.085**	**216**	**176**	**102**	**4.579**	**3.765**	**224**	**162**	**118**	**4.269**
VARIAZIONI NELLE ATTIVITÀ AL SERVIZIO DEI PIANI										
Fair value dei plan asset a inizio esercizio	**2.124**	**-**	**-**	**-**	**2.124**	**2.348**	**-**	**-**	**-**	**2.348**
Proventi finanziari	200	–	–	–	200	193	–	–	–	193
Rendimento atteso delle attività a servizio dei piani escluso quanto riportato nei proventi finanziari	(52)	–	–	–	(52)	(184)	–	–	–	(184)
(Utili)/Perdite su cambi	89	–	–	–	89	213	–	–	–	213
Contributi versati dalla Società	331	14	14	11	370	286	15	13	22	336
Contributi versati dal dipendente	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Erogazioni	(393)	(14)	(14)	(11)	(432)	(470)	(15)	(13)	(22)	(520)
Altri pagamenti	–	–	–	–	–	(163)	–	–	–	(163)
Variazioni nell'area di consolidamento	–	–	–	–	–	(99)	–	–	–	(99)
Fair value dei plan asset a fine esercizio (B)	**2.299**	**-**	**-**	**-**	**2.299**	**2.124**	**-**	**-**	**-**	**2.124**
EFFETTO DELL'ASSET CEILING										
Asset ceiling a inizio esercizio	**57**	**-**	**-**	**-**	**57**	**26**	**-**	**-**	**-**	**26**
Proventi finanziari	6	–	–	–	6	2	–	–	–	2
Cambi nell'asset ceiling	(26)	–	–	–	(26)	27	–	–	–	27
(Utili)/Perdite su cambi	3	–	–	–	3	2	–	–	–	2
Variazioni nell'area di consolidamento	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Asset ceiling a fine esercizio (C)	**40**	**-**	**-**	**-**	**40**	**57**	**-**	**-**	**-**	**57**
Passività riconosciuta in bilancio (A-B+C)	**1.826**	**216**	**176**	**102**	**2.320**	**1.698**	**224**	**162**	**118**	**2.202**

La passività riconosciuta in bilancio si attesta, per il 2023, a 2.320 milioni di euro, un aumento di 118 milioni di euro rispetto al 2022 che risente in particolare degli adeguamenti di valore connessi ai cambiamenti di assunzioni finanziarie a seguito del generale andamento al ribasso dei tassi di interesse (tassi di attualizzazione e di inflazione). Oltre alla normale movimentazione annuale, si registra nel 2023 la riclassifica a possedute per la vendita delle passività attuariali di Enel Generación Perú SAA e di Enel Distribución Perú SAA in Perù. Inoltre, in Spagna, la valutazione attuariale di un piano di Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II AIE, è risultata in attivo rispetto alla obbligazione assunta dalla società e per questo motivo è stata riclassificata in una apposita voce dell'attivo dello Stato patrimoniale.

Milioni di euro		
	2023	**2022**
(Utili)/Perdite a Conto economico		
Costo normale e costo relativo a prestazioni di lavoro passate	17	22
Oneri finanziari netti	163	149
(Utili)/Perdite derivanti da settlement	-	-
(Utili)/Perdite derivanti da altri benefici a lungo termine	(5)	7
Altri movimenti	5	(20)
Totale	**180**	**158**

Milioni di euro		
	2023	**2022**
Variazione negli (utili)/perdite in OCI		
Rendimento atteso delle attività a servizio dei piani escluso quanto riportato nei proventi finanziari	52	184
(Utili)/Perdite su piani a benefici definiti	190	(614)
Variazioni nell'asset ceiling escluso quanto riportato nei proventi finanziari	(26)	27
Altri movimenti	1	-
Totale	**217**	**(403)**

La variazione nel costo rilevato a Conto economico è pari a 22 milioni di euro. L'impatto a Conto economico risulta quindi in aumento ma sostanzialmente in linea con quanto registrato nel 2022.
La passività riconosciuta in bilancio a fine esercizio è esposta al netto del fair value delle attività a servizio dei piani, pari a 2.299 milioni di euro al 31 dicembre 2023. La voce "(Utili)/Perdite su piani a benefici definiti" risulta in aumento rispetto lo scorso anno, a seguito, come detto, della diminuzione dei tassi di interesse, rispetto al loro forte aumento registrato nel 2022.
La composizione di tali attività, totalmente concentrata in Spagna e Brasile, è sintetizzabile come di seguito riportato.

%	**2023**	**2022**
Investimenti quotati in mercati attivi		
Azioni	4	10
Titoli a reddito fisso	73	66
Investimenti immobiliari	3	3
Altro	20	21
Investimenti non quotati		
Asset detenuti da compagnie assicurative	-	-
Altro	-	-
Totale	**100**	**100**

Le principali assunzioni utilizzate nella stima attuariale delle passività per benefici ai dipendenti e delle attività al servizio dei piani, determinate in coerenza con l'esercizio precedente, sono evidenziate nella seguente tabella.

	Italia	Iberia	America Latina	Altri Paesi	Italia	Iberia	America Latina	Altri Paesi
	2023				2022			
Tasso di attualizzazione	3,30%-3,40%	3,14%-3,47%	5,31%-10,09%	7,20%	3,60%-3,70%	3,57%-3,77%	5,40%-10,40%	3,75%-7,65%
Tasso di inflazione	2,30%	2,57%	3,00%-7,58%		2,30%	2,78%	3,00%-8,00%	2,40%-3,50%
Tasso di incremento delle retribuzioni	2,30%-4,30%	2,57%	4,55%-10,00%	10,00%	2,30%-4,30%	2,78%	3,80%-8,49%	3,00%-10,00%
Tasso di incremento costo spese sanitarie	3,30%	4,77%	7,63%-10,00%		3,30%	4,98%	7,12%-10,00%	-
Tasso di rendimento atteso delle attività al servizio del piano	-	3,22%-3,31%	9,99%-10,09%		-	3,76%-3,77%	10,40%	7,40%

Di seguito si riporta un'analisi di sensitività che illustra gli effetti sulla passività attuariale per benefíci definiti a seguito di variazioni, ragionevolmente possibili alla fine dell'esercizio, di ciascuna singola ipotesi attuariale rilevante adottata nella stima della già menzionata passività.

	Benefíci pensionistici	Sconto energia	Piani medici	Altri benefíci	Benefíci pensionistici	Sconto energia	Piani medici	Altri benefíci
	al 31.12.2023				al 31.12.2022			
Decremento 0,5% tasso di attualizzazione	147	8	5	(6)	185	2	6	(17)
Incremento 0,5% tasso di attualizzazione	(188)	(14)	(9)	(12)	(118)	(22)	(9)	(23)
Incremento 0,5% tasso di inflazione	(49)	(4)	(9)	(12)	16	(11)	(8)	(21)
Decremento 0,5% tasso di inflazione	(30)	(4)	5	(6)	37	(10)	6	(16)
Incremento 0,5% delle retribuzioni	(28)	(4)	(19)	18	29	(10)	(2)	(17)
Incremento 0,5% delle pensioni in corso di erogazione	(28)	(4)	(19)	11	28	(10)	(2)	(20)
Incremento 1% costi assistenza sanitaria	-	-	(164)	-	-	-	(147)	-
Incremento di 1 anno dell'aspettativa di vita dipendenti in forza e pensionati	16	2	(15)	12	55	(9)	5	(17)

L'analisi di sensitività sopra indicata è stata determinata applicando una metodologia che estrapola l'effetto sulla passività attuariale per benefíci definiti, a seguito della variazione ragionevole di una singola assunzione, lasciando invariate le altre.

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare relativamente ai piani a benefíci definiti nell'esercizio successivo ammonta a 243 milioni di euro.

Di seguito si illustrano i pagamenti dei benefíci attesi nei prossimi esercizi per piani a benefíci definiti.

Milioni di euro		
	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Entro 1 anno	447	427
Tra 1 e 2 anni	407	397
Tra 2 e 5 anni	1.120	1.124
Oltre 5 anni	1.739	1.826

40. Fondi rischi e oneri – *Euro 7.312 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2023			al 31.12.2022		
	Non corrente	Corrente	Totale	Non corrente	Corrente	Totale
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:						
- decommissioning nucleare	571	-	571	581	-	581
- smantellamento, rimozione e bonifica del sito	2.517	160	2.677	2.686	247	2.933
- contenzioso legale	663	39	702	652	51	703
- oneri per certificati ambientali	-	250	250	-	292	292
- oneri su imposte e tasse	295	19	314	313	26	339
- altri	1.053	425	1.478	803	316	1.119
Totale	**5.099**	**893**	**5.992**	**5.035**	**932**	**5.967**
Fondo oneri per incentivi all'esodo e altri piani di ristrutturazione	154	128	282	231	192	423
Fondo per programmi di ristrutturazione legati alla transizione energetica	765	273	1.038	789	201	990
TOTALE	**6.018**	**1.294**	**7.312**	**6.055**	**1.325**	**7.380**

Milioni di euro	al 31.12.2022	Accanto-namenti	Rilasci	Utilizzi	Attualiz-zazione	Accantona-menti per fondi smantellamento e ripristino	Variazione perimetro di consoli-damento	Differenze cambio	Altri mo-vimenti	Riclassifica "Passività possedute per la vendita"	al 31.12.2023
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:											
- decommissioning nucleare	581	-	-	-	17	(27)	-	-	-	-	571
- smantellamento, rimozione e bonifica del sito	2.933	47	(47)	(161)	-	(15)	-	(10)	(37)	(33)	2.677
- contenzioso legale	703	188	(105)	(118)	36	-	-	6	-	(8)	702
- oneri per certificati ambientali	292	241	-	(313)	-	-	-	-	30	-	250
- oneri su imposte e tasse	339	18	(19)	(40)	6	-	-	2	9	(1)	314
- altri	1.119	519	(24)	(151)	1	5	-	(8)	18	(1)	1.478
Totale	**5.967**	**1.013**	**(195)**	**(783)**	**60**	**(37)**	**-**	**(10)**	**20**	**(43)**	**5.992**
Fondo oneri per incentivi all'esodo e altri piani di ristrutturazione	423	28	(11)	(174)	18	-	-	-	(2)	-	282
Fondo per programmi di ristrutturazione legati alla transizione energetica	990	209	(6)	(184)	35	-	-	-	(6)	-	1.038
TOTALE	**7.380**	**1.250**	**(212)**	**(1.141)**	**113**	**(37)**	**-**	**(10)**	**12**	**(43)**	**7.312**

Fondo per decommissioning nucleare

Al 31 dicembre 2023 il fondo accoglie esclusivamente gli oneri che verranno sostenuti al momento della dismissione degli impianti nucleari da parte di Enresa, società pubblica spagnola incaricata di tale attività in forza del Regio Decreto 1349/2003 e della Legge n. 24/2005. La quantificazione degli oneri si basa su quanto riportato nel Contratto tipo tra Enresa e le società elettriche, approvato dal Ministero dell'Economia, che regola l'*iter* di smantellamento e chiusura degli impianti di generazione nucleari. L'orizzonte temporale coperto corrisponde al periodo compreso (tre anni) tra l'interruzione della produzione e il passaggio a Enresa della gestione dell'impianto (c.d. "post-operational costs") e tiene conto, tra le varie assunzioni utilizzate per stimarne l'ammontare, del quantitativo di combustibile nucleare non consumato previsto alla data di chiusura di ciascuna delle centrali nucleari spagnole in base a quanto previsto dal contratto di concessione.

Fondo smantellamento e ripristino impianti

Il fondo "smantellamento e ripristino impianti" accoglie il valore attuale del costo stimato per lo smantellamento e la rimozione degli impianti non nucleari in presenza di obbligazioni legali o implicite. Il fondo è riconducibile prevalentemente al Gruppo Endesa e a Enel Produzione. In particolare, la variazione del fondo nel corso del 2023 è legata

prevalentemente agli utilizzi e rilasci di fondi accantonati negli anni precedenti per far fronte al processo di decarbonizzazione soprattutto in Italia, Spagna e Cile.

Si riporta di seguito la tabella riepilogativa della ripartizione temporale dei pagamenti relativi al fondo smantellamento e ripristino impianti:

Milioni di euro		
	Stratificazione temporale pagamenti (valore nominale)	**Valore attualizzato**
Entro 1 anno	276	258
Oltre 1 anno ed entro i 5 anni	1.147	1.045
Oltre i 5 anni	2.636	1.374
Totale	**4.059**	**2.677**

Fondo contenzioso legale

Il fondo "contenzioso legale" è destinato a coprire le passività che potrebbero derivare da vertenze giudiziali e da altro contenzioso e include la stima dell'onere a fronte dei contenziosi sorti nell'esercizio, oltre all'aggiornamento delle stime sulle posizioni sorte negli esercizi precedenti, in base alle indicazioni dei legali interni ed esterni. Il saldo dei contenziosi legali è prevalentemente riconducibile alle società del Gruppo localizzate in America Latina (396 milioni di euro), in Spagna (158 milioni di euro) e in Italia (116 milioni di euro).
L'ammontare del fondo è rimasto sostanzialmente immutato rispetto al precedente esercizio in quanto la movimentazione negativa per maggiori utilizzi e rilasci in Brasile è stata compensata da nuovi accantonamenti.

Fondo certificati ambientali

Il fondo "certificati ambientali" accoglie gli oneri relativi al deficit di certificati ambientali connessi all'adempimento di specifici obblighi normativi, nazionali o sovranazionali, in materia di tutela ambientale ed è riconducibile prevalentemente all'Iberia (Endesa Energía ed Endesa Generación SA).

Fondo oneri su imposte e tasse

Il fondo "oneri su imposte e tasse" accoglie la stima di passività derivanti da contenziosi di natura tributaria relativi a imposte dirette e indirette.
Si precisa che il saldo del fondo accoglie, tra gli altri, l'accantonamento relativo al contenzioso esistente e a quello potenziale in materia di Imposta Comunale sugli Immobili (ICI) e di Imposta Municipale Unica (IMU). In Italia, il Gruppo ha tenuto conto dell'evoluzione normativa in materia catastale (che, con decorrenza 1° gennaio 2016, ha previsto l'esclusione di macchinari, congegni, attrezzature e altri impianti funzionali allo specifico processo produttivo dal calcolo della rendita attribuibile agli immobili censiti nel gruppo catastale D, fra i quali rientrano le centrali di produzione di energia elettrica) nella stima delle passività iscritte in bilancio a fronte di tale fattispecie, sia ai fini della quantificazione del rischio probabile sui contenziosi già incardinati, sia ai fini di una ragionevole valutazione di probabili oneri futuri su posizioni non ancora oggetto di rilievi da parte degli Uffici dell'Agenzia delle Entrate e dei Comuni.

Altri fondi rischi e oneri futuri

Gli "altri" fondi si riferiscono a rischi e oneri di varia natura, connessi principalmente a controversie di carattere regolatorio, a contenziosi con enti locali per tributi e canoni od oneri di varia natura.
La variazione positiva dell'esercizio, pari a 342 milioni di euro, è prevalentemente riconducibile agli accantonamenti ai fondi per indennizzi assicurativi (217 milioni di euro) di Enel Reinsurance nonché agli accantonamenti effettuati per provvedimenti regolatori, eventi atmosferici e guasti.

Fondo oneri per incentivi all'esodo e altri piani di ristrutturazione

Il "Fondo oneri per incentivi all'esodo e altri piani di ristrutturazione" accoglie la stima degli oneri connessi alle offerte per risoluzioni consensuali anticipate del rapporto di lavoro derivanti da esigenze organizzative. La riduzione dell'anno pari a 141 milioni di euro risente prevalentemente degli utilizzi riferiti ai fondi di incentivazione istituiti negli esercizi precedenti in Spagna e in Italia per far fronte alla risoluzione anticipata del rapporto di lavoro di alcuni dipendenti.

Fondo per programmi di ristrutturazione legati alla transizione energetica

Enel, nel suo ruolo di leader nella transizione energetica, ha posto al centro della propria strategia la decarbonizzazione e la crescita delle rinnovabili nel mondo.
In tale contesto, Enel ha avviato la ristrutturazione delle attività derivanti dal processo di transizione energetica che coinvolge gli impianti di generazione da fonti termiche nelle geografie in cui il Gruppo opera. La conseguente revisione dei processi e dei modelli operativi richiede cambiamenti di ruoli e competenze dei dipendenti che il Gruppo intende attuare con piani altamente sostenibili basati su programmi di redeployment, con importanti piani di upskilling e reskilling e con il raggiungimento di accordi volontari individuali di prepensionamento. La transizione energetica si basa inoltre su un progressivo e significativo sviluppo di strumenti digitali in quanto la digitalizzazione è fondamentale per fornire risposte alle molteplici forze esterne e assumere decisioni consapevoli e ben ponderate a ogni livello nell'ambito dell'organizzazione del Gruppo.

A tal proposito è stato quindi costituito nel corso del 2020 un fondo per programmi di ristrutturazione, che al 31 dicembre 2023 ammonta a 1.038 milioni di euro, riconducibile prevalentemente a Spagna e Italia, e accoglie la stima dei costi che il Gruppo sosterrà, a seguito dell'accelerazione della transizione energetica, per tutte le attività, dirette e indirette, legate alla revisione dei processi e dei modelli operativi oltreché dei ruoli e delle competenze dei dipendenti. Nel corso del 2023 sono stati effettuati nuovi accantonamenti principalmente in Spagna a seguito dell'adeguamento, per 177 milioni di euro, del fondo relativo al piano AVS (*Acuerdo Voluntario de Salida*).

41. Altre passività finanziarie non correnti – *Euro 8 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022	
Altre passività finanziarie non correnti	8	-	8	-
Totale	**8**	**-**	**8**	**-**

La variazione delle "Altre passività finanziarie non correnti" pari a 8 milioni di euro è relativa alla rilevazione dei debiti finanziari non correnti relativi al deficit del sistema elettrico spagnolo inclusi nell'indebitamento finanziario netto.

42. Altre passività non correnti – *Euro 4.236 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022	
Ratei e risconti passivi operativi	464	347	117	33,7%
Debiti verso casse conguaglio - gestori di mercato e di servizi energetici	307	205	102	49,8%
Debiti per tax partnership >12 mesi	1.262	1.322	(60)	-4,5%
Acconti diversi non correnti	348	-	348	-
Altre partite	1.855	2.372	(517)	-21,8%
Totale	**4.236**	**4.246**	**(10)**	**-0,2%**

La variazione delle "Altre partite" risente della diminuzione degli "Altri debiti diversi" principalmente in Brasile e relativi all'esito del contenzioso PIS/COFINS nel Paese (già dettagliato nelle "Altre attività non correnti") per 401 milioni di euro.

La voce "Acconti diversi non correnti" accoglie l'incasso registrato da e-distribuzione, pari a 348 milioni di euro, relativo dell'anticipo del 10% del contributo concesso sui 24 progetti ammessi alle agevolazioni del PNRR.

43. Altre passività correnti – *Euro 14.760 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022	
Debiti diversi verso clienti	1.882	2.094	(212)	-10,1%
Debiti verso operatori istituzionali di mercato	5.479	2.115	3.364	-
Debiti verso il personale	503	519	(16)	-3,1%
Debiti tributari diversi	1.034	1.046	(12)	-1,1%
Debiti verso istituti di previdenza	235	215	20	9,3%
Ratei e risconti passivi correnti	314	441	(127)	-28,8%
Debiti per derivati chiusi su commodity energetiche	437	285	152	53,3%
Debiti per dividendi	2.470	2.228	242	10,9%
Debiti per tax partnership <12 mesi	271	241	30	12,4%
Acconti diversi correnti	144	201	(57)	-28,4%
Altri debiti	1.991	2.328	(337)	-14,5%
Totale	**14.760**	**11.713**	**3.047**	**26,0%**

La variazione delle "Altre passività correnti" è essenzialmente dovuta:

- alla riduzione dei "Debiti verso clienti" che accoglie principalmente la variazione in Italia dei depositi cauzionali da clienti in linea con il decremento del numero di clienti serviti dalle società del mercato e compensata dall'incremento dei crediti commerciali in seguito al ripristino degli oneri di sistema della distribuzione. La voce comprende altresì, sempre con riferimento all'Italia, la variazione negativa dei debiti diversi verso clienti principalmente per gli importi relativi al recupero IVA su crediti non riscossi, gli importi a disposizione dei clienti e i rimborsi da effettuare, per conto delle società di distribuzione, ai clienti passati dal mercato vincolato al mercato libero per il superamento dei vincoli tariffari degli esercizi precedenti; tale decremento è compensato dall'incremento nella distribuzione degli incassi pervenuti e in corso di lavorazione e dei debiti per indennizzi;
- all'incremento dei "Debiti verso operatori istituzionali di mercato" riferiti principalmente all'Italia e in particolar modo a e-distribuzione SpA per il progressivo ripristino, nel corso del 2023, degli oneri relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione, e di altri oneri (componenti Asos e Arim) definiti dalle delibere ARERA n. 735/2022, n. 134/2023, n. 297/2023 e n. 419/2023, e alla Spagna, in particolare a Edistribución Redes Digitales, per maggiori debiti verso il regolatore locale Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC);
- all'incremento dei "Debiti per dividendi" relativo ai debiti per i dividendi da corrispondere agli azionisti riconducibile essenzialmente alla Capogruppo Enel SpA e alla controllata spagnola Endesa SA;
- all'incremento dei debiti per derivati da liquidare su commodity energetiche in Italia;
- alla riduzione degli "Altri" debiti riconducibile essenzialmente a minori debiti in Spagna e in Brasile.

44. Debiti commerciali – *Euro 15.821 milioni*

La voce, pari a 15.821 milioni di euro (17.641 milioni di euro al 31 dicembre 2022), accoglie i debiti per forniture di energia, combustibili, materiali, apparecchi relativi ad appalti e prestazioni diverse.

Nello specifico, i debiti commerciali con scadenza inferiore a 12 mesi ammontano a 15.487 milioni di euro (17.605 milioni di euro al 31 dicembre 2022) mentre quelli con scadenza superiore a 12 mesi sono pari a 334 milioni di euro (36 milioni di euro al 31 dicembre 2022).

45. Altre passività finanziarie correnti – *Euro 909 milioni*

Milioni di euro				
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022	
Ratei e risconti finanziari passivi	734	710	24	3,4%
Altri debiti finanziari correnti inclusi nell'indebitamento finanziario netto	1	-	1	-
Altri debiti	174	143	31	21,7%
Totale	**909**	**853**	**56**	**6,6%**

L'incremento delle altre passività finanziarie correnti è riconducibile essenzialmente all'incremento dei ratei finanziari passivi.

La voce contiene anche i debiti finanziari correnti relativi al deficit del sistema elettrico spagnolo per 1 milione di euro inclusi nell'indebitamento finanziario netto.

Informazioni sul Rendiconto finanziario consolidato

46. Flussi finanziari

Milioni di euro	2023	2022	2023-2022
Disponibilità e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio[1]	**11.543**	**8.990**	**2.553**
Cash flow da attività operativa[2]	14.620	8.649	5.971
di cui discontinued operation	*132*	*(391)*	
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	(10.610)	(13.626)	3.016
di cui discontinued operation	*(442)*	*(351)*	
Cash flow da attività di finanziamento[2]	(8.361)	7.394	(15.755)
di cui discontinued operation	*(16)*	*656*	
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(49)	136	(185)
Disponibilità e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio[3]	**7.143**	**11.543**	**(4.400)**

(1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 11.041 milioni di euro al 1° gennaio 2023 (8.315 milioni di euro al 1° gennaio 2022), "Titoli a breve" pari a 78 milioni di euro al 1° gennaio 2023 (88 milioni di euro al 1° gennaio 2022), "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 98 milioni di euro al 1° gennaio 2023 (44 milioni di euro al 1° gennaio 2022) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Discontinued operation" pari a 326 milioni di euro al 1° gennaio 2023 (543 milioni di euro al 1° gennaio 2022).

(2) Per una migliore rappresentazione, ai soli fini comparativi, sono stati riclassificati i proventi e oneri finanziari realizzati riferiti ai soli finanziamenti dalla voce "Incassi/(Pagamenti) legati a derivati connessi a finanziamenti", inclusa nella sezione del cash flow da attività di finanziamento, alle voci "Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati" e "Interessi passivi e altri finanziari oneri pagati" incluse nel cash flow da attività operativa.

(3) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 6.801 milioni di euro al 31 dicembre 2023 (11.041 milioni di euro al 31 dicembre 2022), "Titoli a breve" pari a 81 milioni di euro al 31 dicembre 2023 (78 milioni di euro al 31 dicembre 2022), "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 261 milioni di euro al 31 dicembre 2023 (98 milioni di euro al 31 dicembre 2022) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Discontinued operation" pari a 326 milioni di euro al 31 dicembre 2022.

Il **cash flow da attività operativa** nell'esercizio 2023 è positivo per 14.620 milioni di euro, in aumento di 5.971 milioni di euro rispetto al valore dell'esercizio precedente, prevalentemente per effetto del minor fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto.

Il **cash flow da attività di investimento** nell'esercizio 2023 ha assorbito liquidità per 10.610 milioni di euro, nel 2022 ne aveva assorbita per 13.626 milioni di euro.
In particolare, gli investimenti in attività materiali, immateriali, investimenti immobiliari e attività derivanti da contratti con i clienti, pari a 13.563 milioni di euro (inclusivi di 849 milioni di euro riclassificati come disponibili per la vendita), si sono ridotti rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

Gli investimenti in imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, ammontano a 17 milioni di euro mentre nell'esercizio precedente ammontavano a 1.275 milioni di euro e si riferivano prevalentemente all'acquisizione da parte di Enel Produzione SpA del 100% della società ERG Hydro Srl (ora Enel Hydro Appennino Centrale Srl), per un corrispettivo pagato di 1.196 milioni di euro al netto della cassa acquisita di 69 milioni di euro.

Le dismissioni di imprese o rami di imprese, espresse al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, sono pari a 2.083 milioni di euro e si riferiscono prevalentemente:

- alla cessione da parte di Enel Argentina dell'intera quota detenuta nella società Enel Generación Costanera per un corrispettivo di 28 milioni di euro al netto della cassa ceduta di 14 milioni di euro;
- alla cessione da parte di Enel Green Power India Private Limited dell'intera partecipazione detenuta nella società Khidrat Renewable Energy Private Limited per un corrispettivo di 4 milioni di euro;
- alla cessione a YPF e a Pan American Sur SA delle azioni detenute in Inversora Dock Sud SA e Central Dock Sud SA, per un corrispettivo complessivo di circa 29 milioni di euro al netto della cassa ceduta di 19 milioni di euro;
- alla cessione dell'80% della partecipazione detenuta nella società di bus colombiana Colombia ZE SAS per un corrispettivo di circa 6 milioni di euro;
- alla cessione del 50% delle due società che possiedono tutte le attività dedicate alle rinnovabili del Gruppo in Australia, nello specifico Enel Green Power Australia (Pty) Ltd ed Enel Green Power Australia Trust, a INPEX Corporation, per un corrispettivo complessivo di 121 milioni di euro al netto della cassa ceduta di 21 milioni di euro;
- alla cessione delle partecipazioni detenute in Romania per un corrispettivo complessivo di 1.013 milioni di euro al netto della cassa ceduta di 228 milioni di euro;
- alla cessione della partecipazione detenuta in Transmisora de Energía Renovable, in Guatemala, per un corrispettivo complessivo di 22 milioni di euro al netto della cassa ceduta di 11 milioni di euro;
- alla cessione della partecipazione detenuta da Enel Chile in Arcadia Generación Solar SA a Sonnedix, per un

corrispettivo complessivo di 533 milioni di euro al netto della cassa ceduta di 2 milioni di euro;
- alla vendita del 50% di Enel Green Power Hellas, controllata al 100% da Enel Green Power per le rinnovabili in Grecia, a Macquarie Asset Management, per un corrispettivo totale pari a 322 milioni di euro al netto della cassa ceduta di 29 milioni di euro.

La liquidità generata dalle altre attività di investimento/disinvestimento del 2023 è pari a 474 milioni di euro e si riferisce principalmente:
- alla cessione dell'intera partecipazione detenuta in Tecnatom, SA, per un corrispettivo complessivo di 26 milioni di euro. L'operazione non ha comportato impatti a Conto economico;
- alla cessione della partecipazione detenuta nella società Rusenergosbyt LLC per un corrispettivo di 83 milioni di euro;
- a disinvestimenti minori prevalentemente in Italia, Iberia, Nord America e America Latina.

Il **cash flow da attività di finanziamento** ha assorbito liquidità per complessivi 8.361 milioni di euro, mentre nell'esercizio 2022 ne aveva generata per 7.394 milioni di euro. Il flusso dell'esercizio 2023 è sostanzialmente relativo:
- alla variazione dell'indebitamento finanziario netto (quale saldo tra rimborsi, nuove accensioni e altri movimenti) per 3.985 milioni di euro;
- al pagamento dei dividendi per 5.135 milioni di euro, cui si aggiungono 182 milioni di euro pagati a titolari di obbligazioni ibride perpetue;
- all'emissioni di obbligazioni ibride per 986 milioni di euro;
- agli aumenti di capitale effettuati in società senza modifica del controllo per 25 milioni di euro in particolare in Australia.

Nel 2023 il cash flow da attività di investimento pari a 10.610 milioni di euro e di attività di finanziamento pari a 8.361 milioni di euro hanno interamente assorbito il cash flow generato dall'attività operativa per 14.620 milioni di euro. La differenza trova riscontro nel decremento delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 31 dicembre 2023 risultano pari a 7.143 milioni di euro a fronte di 11.543 milioni di euro a fine 2022. Tale variazione risente anche degli effetti connessi all'andamento negativo dei cambi delle diverse valute locali rispetto all'euro per 49 milioni di euro.

47. Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine – *Euro 60.163 milioni*

La tabella seguente mostra la ricostruzione della "Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine" a partire dalle voci presenti nello schema di Stato patrimoniale consolidato.

Milioni di euro					
	Note	**al 31.12.2023**	**al 31.12.2022**	**2023-2022**	
Finanziamenti a lungo termine	38	61.085	68.191	(7.106)	-10,4%
Altri debiti finanziari non correnti[(1)]	41	8	-	8	-
Finanziamenti a breve termine	38	4.769	18.392	(13.623)	-74,1%
Altri debiti finanziari correnti[(2)]		1	-	1	-
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	38	9.086	2.835	6.251	-
Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento	29.1	(3.837)	(4.213)	376	8,9%
Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	30.1	(4.148)	(13.501)	9.353	69,3%
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	35	(6.801)	(11.041)	4.240	38,4%
Totale[(3)]		**60.163**	**60.663**	**(500)**	**-0,8%**

(1) La voce "Altri debiti finanziari non correnti" è rappresentata dalla voce "Altre passività finanziarie non correnti" dello Stato patrimoniale.
(2) La voce "Altri debiti finanziari correnti" è inclusa nella voce "Altre passività finanziarie correnti" dello Stato patrimoniale.
(3) Ai fini di una migliore comparabilità dei dati, si è reso necessario rideterminare l'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2022 secondo la nuova modalità di rappresentazione dell'indebitamento finanziario netto del Gruppo Enel.

Il prospetto della posizione finanziaria netta è in linea con l'Orientamento n. 39 emanato il 4 marzo 2021 dall'ESMA, applicabile dal 5 maggio 2021, e con il Richiamo di Attenzione n. 5/2021 emesso dalla CONSOB il 29 aprile 2021, che ha sostituito i riferimenti alle raccomandazioni CESR e quelli presenti nella Comunicazione n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006 in materia di posizione finanziaria netta.

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022, riconciliata con l'indebitamento finanziario netto predisposto secondo le modalità di rappresentazione del Gruppo Enel.

Milioni di euro				
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022	
Liquidità				
Denaro e valori in cassa	23	35	(12)	-34,3%
Depositi bancari e postali	4.664	8.968	(4.304)	-48,0%
Disponibilità liquide	**4.687**	**9.003**	**(4.316)**	**-47,9%**
Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	**2.114**	**2.038**	**76**	**3,7%**
Titoli	81	78	3	3,8%
Crediti finanziari a breve termine	3.060	10.585	(7.525)	-71,1%
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	1.007	2.838	(1.831)	-64,5%
Altre attività finanziarie correnti	**4.148**	**13.501**	**(9.353)**	**-69,3%**
Liquidità	**10.949**	**24.542**	**(13.593)**	**-55,4%**
Indebitamento finanziario corrente				
Debiti verso banche	(393)	(1.320)	927	70,2%
Commercial paper	(2.499)	(13.838)	11.339	81,9%
Altri debiti finanziari correnti[1]	(1.878)	(3.234)	1.356	41,9%
Debito finanziario corrente (inclusi gli strumenti di debito)	**(4.770)**	**(18.392)**	**13.622**	**74,1%**
Quota corrente di finanziamenti bancari	(1.992)	(890)	(1.102)	-
Quota corrente debiti per obbligazioni emesse	(6.763)	(1.612)	(5.151)	-
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(331)	(333)	2	0,6%
Quota corrente del debito finanziario non corrente	**(9.086)**	**(2.835)**	**(6.251)**	**-**
Indebitamento finanziario corrente	**(13.856)**	**(21.227)**	**7.371**	**34,7%**
Indebitamento finanziario corrente netto	**(2.907)**	**3.315**	**(6.222)**	**-**
Indebitamento finanziario non corrente				
Debiti verso banche e istituti finanziatori	(14.500)	(15.261)	761	5,0%
Debiti verso altri finanziatori[2]	(3.014)	(2.851)	(163)	-5,7%
Debito finanziario non corrente (esclusi la parte corrente e gli strumenti di debito)	**(17.514)**	**(18.112)**	**598**	**3,3%**
Obbligazioni	**(43.579)**	**(50.079)**	**6.500**	**13,0%**
Debiti commerciali e altri debiti non correnti non remunerati che presentano una significativa componente di finanziamento	**-**	**-**	**-**	**-**
Indebitamento finanziario non corrente	**(61.093)**	**(68.191)**	**7.098**	**10,4%**
Attività finanziarie inerenti alle "Attività classificate come possedute per la vendita"	**262**	**543**	**(281)**	**-51,7%**
Passività finanziarie inerenti alle "Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita"	**(1.150)**	**(1.435)**	**285**	**19,9%**
Totale indebitamento finanziario come da Comunicazione CONSOB	**(64.888)**	**(65.768)**	**880**	**1,3%**
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	**3.837**	**4.213**	**(376)**	**-8,9%**
(-) Attività finanziarie inerenti alle "Attività classificate come possedute per la vendita"	**(262)**	**(543)**	**281**	**51,7%**
(-) Passività finanziarie inerenti alle "Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita"	**1.150**	**1.435**	**(285)**	**-19,9%**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO[3]	**(60.163)**	**(60.663)**	**500**	**0,8%**

(1) Include i "Debiti finanziari correnti" ricompresi nelle "Altre passività finanziarie correnti" dello Stato patrimoniale.
(2) Include gli "Altri debiti finanziari non correnti" esposti nella voce "Altre passività finanziarie non correnti" dello Stato patrimoniale.
(3) Ai fini di una migliore comparabilità dei dati, si è reso necessario rideterminare l'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2022 secondo la nuova modalità di rappresentazione dell'indebitamento finanziario netto del Gruppo Enel.

Si precisa che nella posizione netta ai fini CONSOB non sono inclusi né i derivati designati in hedge accounting né quelli di trading, negoziati con finalità di copertura gestionale.
Al 31 dicembre 2023 tali attività e passività finanziarie sono esposte separatamente nello schema di Stato patrimoniale nelle seguenti voci: "Derivati finanziari attivi non correnti" per 2.383 milioni di euro (3.970 milioni di euro al 31 dicembre 2022), "Derivati finanziari attivi correnti" per 6.407 milioni di euro (14.830 milioni di euro al 31 dicembre 2022), "Derivati finanziari passivi non correnti" per 3.373 milioni di euro (5.895 milioni di euro al 31 dicembre 2022) e "Derivati finanziari passivi correnti" per 6.461 milioni di euro (16.141 milioni di euro al 31 dicembre 2022).

Strumenti finanziari

48. Strumenti finanziari per categoria

Nella presente nota si forniscono le disclosure necessarie per la valutazione della significatività degli strumenti finanziari per la posizione finanziaria e la performance del Gruppo.

48.1 Attività finanziarie per categoria

La tabella seguente indica il valore contabile di ciascuna categoria delle attività finanziarie previste dall'IFRS 9, distinte tra attività finanziarie correnti e non correnti, esponendo separatamente i derivati di copertura e i derivati misurati al fair value rilevato a Conto economico.

Milioni di euro		Non correnti		Correnti	
	Note	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Attività finanziarie al costo ammortizzato	48.1.1	**5.709**	**5.732**	**28.495**	**40.176**
Attività finanziarie al FVOCI	48.1.2	**882**	**901**	**81**	**279**
Attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico					
Derivati attivi al FVTPL	48.1.3	206	473	4.443	12.075
Altre attività finanziarie al FVTPL	48.1.3	4.341	3.442	219	1.048
Totale attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico		**4.547**	**3.915**	**4.662**	**13.123**
Derivati attivi designati come strumenti di copertura					
Derivati di fair value hedge	48.1.4	113	37	-	-
Derivati di cash flow hedge	48.1.4	2.064	3.460	1.964	2.755
Totale derivati attivi designati come strumenti di copertura		**2.177**	**3.497**	**1.964**	**2.755**
TOTALE		**13.315**	**14.045**	**35.202**	**56.333**

Per maggiori informazioni sulla rilevazione e classificazione dei derivati attivi correnti e non correnti si prega di far riferimento alla nota 51 "Derivati ed hedge accounting".

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value si prega di far riferimento alla nota 52 "Attività e passività misurate al fair value".

48.1.1 Attività finanziarie valutate al costo ammortizzato

La tabella seguente espone le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato per natura, suddivise in attività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro		Non correnti			Correnti	
	Note	al 31.12.2023	al 31.12.2022	Note	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		-	-	35	6.772	10.169
Crediti commerciali	34	1.726	1.388	34	16.047	15.217
Quota corrente di crediti finanziari a lungo termine		-	-	30.1	1.007	2.838
Cash collateral		-	-	30.1	2.899	8.319
Altri crediti finanziari	29.1	3.332	3.767	30.1	30	2.090
Attività finanziarie da accordi per servizi in concessione al costo ammortizzato	29	310	295	29	14	12
Altre attività finanziarie al costo ammortizzato		341	282		1.726	1.531
Totale		**5.709**	**5.732**		**28.495**	**40.176**

Impairment delle attività finanziarie valutate al costo ammortizzato

Le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato ammontano a 34.202 milioni di euro al 31 dicembre 2023 (45.788 milioni di euro al 31 dicembre 2022) e sono rilevate al netto del fondo perdite attese, pari a 4.098 milioni di euro al 31 dicembre 2023 (4.087 milioni di euro alla fine dell'esercizio precedente).

Il Gruppo detiene essenzialmente le seguenti tipologie di attività finanziarie valutate al costo ammortizzato e sottoposte a impairment:

- disponibilità liquide e mezzi equivalenti;
- crediti commerciali e attività derivanti da contratti con clienti;
- crediti finanziari; e
- altre attività finanziarie.

Benché le disponibilità liquide e mezzi equivalenti siano state assoggettate a impairment in base all'IFRS 9, la perdita attesa identificata risulta trascurabile.

La perdita attesa (Expected Credit Loss, ECL) – calcolata utilizzando la probabilità di default (PD), la perdita in caso di default (LGD) e l'esposizione al rischio in caso di default (EAD) – è la differenza fra i flussi finanziari dovuti in base al contratto e i flussi finanziari attesi (comprensivi dei mancati incassi) attualizzati usando il tasso di interesse effettivo originario.

Ai fini del calcolo dell'ECL, il Gruppo applica due diversi approcci:

- l'approccio generale, per le attività finanziarie diverse da crediti commerciali, le attività derivanti da contratti con i clienti e i crediti per leasing. Tale metodo si applica verificando se vi è stato un incremento significativo del rischio di credito rispetto all'iscrizione iniziale, mediante confronto tra la probabilità di default all'origination e la probabilità di default alla data di riferimento del bilancio. In base ai risultati di tale verifica, si rileva un fondo perdite attese, calcolato in base alle perdite attese previste per i successivi 12 mesi (ECL a 12 mesi) o lungo tutta la vita dell'attività (ECL Lifetime) (c.d. "staging"):
  - l'ECL a 12 mesi, per le attività finanziarie che non hanno subíto un incremento significativo del rischio di credito rispetto alla rilevazione iniziale;
  - l'ECL Lifetime, per le attività finanziarie che hanno subíto un incremento significativo del rischio di credito o che risultano deteriorate (ovvero in default sulla base di informazioni relative allo scaduto);
- l'approccio semplificato, per i crediti commerciali, le attività derivanti da contratti con i clienti e crediti per leasing con o senza componente finanziaria significativa, in base alla ECL Lifetime senza tracciare le variazioni del rischio di credito.

La rettifica forward-looking potrà essere applicata considerando informazioni qualitative e quantitative al fine di riflettere eventi e scenari macroeconomici futuri che potrebbero influenzare il rischio del portafoglio o dello strumento finanziario.

In base alla natura delle attività finanziarie e delle informazioni disponibili sul rischio di credito, la verifica dell'incremento significativo del rischio di credito può essere effettuata su:

- base individuale, in presenza di crediti singolarmente significativi e per tutti i crediti che sono verificati singolarmente ai fini dell'impairment in base a informazioni ragionevoli e supportabili;
- base collettiva, quando il reperimento di informazioni ragionevoli e supportabili per verificare le perdite attese su base individuale richiederebbe costi o sforzi eccessivi.

Quando non ci sono ragionevoli aspettative di recuperare un'attività finanziaria integralmente o parzialmente, si procederà a ridurre direttamente il suo valore contabile lordo. L'eliminazione contabile (ovvero write-off) costituisce un evento di derecognition (per esempio estinzione, trasferimento o scadenza del diritto a incassare dei flussi finanziari).

La tabella che segue indica le perdite attese rilevate per le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato in base all'approccio generale e semplificato.

Milioni di euro	al 31.12.2023			al 31.12.2022		
	Importo lordo	Fondo perdite attese	Totale	Importo lordo	Fondo perdite attese	Totale
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	6.772	-	6.772	10.169	-	10.169
Crediti commerciali	21.548	3.775	17.773	20.388	3.783	16.605
Crediti finanziari	7.579	311	7.268	17.262	248	17.014
Altre attività finanziarie al costo ammortizzato	2.403	12	2.391	2.176	56	2.120
Totale	**38.302**	**4.098**	**34.204**	**49.995**	**4.087**	**45.908**

Per misurare le perdite attese, il Gruppo valuta i crediti commerciali e le attività derivanti da contratti con i clienti basandosi sull'approccio semplificato, su base sia individuale (per esempio pubbliche amministrazioni, autorità, controparti finanziarie, venditori all'ingrosso, trader e grandi società ecc.) sia collettiva (per esempio clienti al dettaglio).
In caso di valutazioni individuali, la PD è ottenuta prevalentemente da provider esterni.
Diversamente, in caso di valutazioni su base collettiva, i crediti commerciali sono raggruppati in base alle caratteristiche di rischio di credito condivise e informazioni sullo scaduto, considerando una specifica definizione di default.
In base a ciascun business e framework regolatorio locale, nonché alle differenze fra i portafogli di clienti, anche in termini di tassi di default e recupero (comprese le aspettative di recupero oltre 90 giorni):

- il Gruppo applica principalmente una definizione di default basata su uno scaduto di 180 giorni e pertanto, oltre tale termine, si presume che i crediti commerciali siano deteriorati (ovvero credit-impaired); e
- si definiscono specifici cluster sulla base degli specifici mercati, business e caratteristiche di rischio.

Le attività derivanti da contratti con i clienti presentano sostanzialmente le stesse caratteristiche di rischio dei crediti commerciali, a parità di tipologie contrattuali.
Al fine di misurare la ECL per i crediti commerciali su base collettiva nonché per le attività derivanti da contratti con i clienti, il Gruppo considera le seguenti assunzioni riguardo ai parametri di ECL:

- la PD, ipotizzata pari al tasso medio di default, è calcolata per cluster e considerando dati storici di almeno 24 mesi;
- la LGD è funzione dei tassi di recupero di ciascun cluster, attualizzata in base al tasso di interesse effettivo; e
- l'EAD è stimata pari al valore contabile alla data di riferimento del bilancio al netto dei depositi di cassa, comprese le fatture emesse ma non scadute e le fatture da emettere.

La tabella seguente indica la movimentazione del fondo perdite attese su crediti finanziari (in base all'approccio generale).

Milioni di euro	Fondo perdite attese 12 mesi	Fondo perdite attese Lifetime
Saldo di apertura al 01.01.2022	**65**	**169**
Accantonamenti	22	5
Utilizzi	-	-
Rilasci a Conto economico	-	(11)
Altre variazioni	(58)	56
Saldo di chiusura al 31.12.2022	**29**	**219**
Saldo di apertura al 01.01.2023	**29**	**219**
Accantonamenti	-	36
Utilizzi	-	11
Rilasci a Conto economico	(32)	(6)
Altre variazioni	45	9
Saldo di chiusura al 31.12.2023	**42**	**269**

La tabella seguente indica la movimentazione del fondo perdite attese su crediti commerciali (in base all'approccio semplificato).

Milioni di euro	
Saldo di apertura al 01.01.2022	**3.663**
Accantonamenti	1.375
Utilizzi	(766)
Rilasci a Conto economico	(265)
Altre variazioni	(224)
Saldo di chiusura al 31.12.2022	**3.783**
Saldo di apertura al 01.01.2023	**3.783**
Accantonamenti	1.384
Utilizzi	(1.136)
Rilasci a Conto economico	(210)
Altre variazioni	(46)
Saldo di chiusura al 31.12.2023	**3.775**

La tabella seguente indica la movimentazione del fondo perdite attese su altre attività finanziarie al costo ammortizzato (in base all'approccio semplificato).

Milioni di euro	Fondo perdite attese Lifetime
Saldo di apertura al 01.01.2022	**154**
Accantonamenti	180
Utilizzi	-
Rilasci a Conto economico	(1)
Altre variazioni	(277)
Saldo di chiusura al 31.12.2022	**56**
Saldo di apertura al 01.01.2023	**56**
Accantonamenti	149
Utilizzi	-
Rilasci a Conto economico	(1)
Altre variazioni	(192)
Saldo di chiusura al 31.12.2023	**12**

Si precisa che nella nota 49 "Risk management" sono fornite informazioni aggiuntive relativamente all'esposizione al rischio di credito e alle perdite attese.

48.1.2 Attività finanziarie al fair value a patrimonio netto

La tabella seguente espone le attività finanziarie al fair value a patrimonio netto (FVOCI) per natura, suddivise in attività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro		Non correnti			Correnti	
	Note	al 31.12.2023	al 31.12.2022	Note	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Partecipazioni altre imprese al FVOCI	29	338	360		-	-
Titoli	29.1	505	447	30.1	81	78
Crediti e altre attività finanziarie valutate al FVOCI		39	94		-	201
Totale		**882**	**901**		**81**	**279**

Movimentazione delle attività finanziarie al FVOCI

Partecipazioni in altre imprese

Milioni di euro	Non correnti	Correnti
Saldo di apertura al 01.01.2023	**360**	**-**
Acquisizioni	-	-
Vendite	(7)	-
Variazioni del fair value con impatti a patrimonio netto	(15)	-
Altre variazioni	-	-
Saldo di chiusura al 31.12.2023	**338**	**-**

Titoli e altri crediti al FVOCI

Milioni di euro	Non correnti	Correnti
Saldo di apertura al 01.01.2023	**447**	**78**
Acquisizioni	160	-
Vendite	(14)	(15)
Variazioni del fair value con impatti a patrimonio netto	17	-
Riclassifiche	(105)	105
Altre variazioni	-	(87)
Saldo di chiusura al 31.12.2023	**505**	**81**

48.1.3 Attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico

La tabella seguente espone le attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico (FVTPL) per natura, suddivise in attività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro		Non correnti			Correnti	
	Note	al 31.12.2023	al 31.12.2022	Note	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Derivati al FVTPL	51	206	473	51	4.443	12.075
Investimenti in attività liquide		-	-	35	29	872
Titoli		-	-	30.1	-	-
Partecipazioni in altre imprese al FVTPL	29	8	6		-	-
Attività finanziarie da accordi per servizi in concessione al FVTPL	29	4.080	3.436		-	-
Crediti finanziari da contratti Joint Development Agreement (JDA) al FVTPL		123	-		-	-
Altre attività finanziarie al FVTPL		130	-	30, 30.1	190	176
Totale		**4.547**	**3.915**		**4.662**	**13.123**

48.1.4 Derivati attivi designati come strumenti di copertura

Per maggiori dettagli sui derivati attivi si prega di far riferimento alla nota 51 "Derivati ed hedge accounting".

48.2 Passività finanziarie per categoria

La tabella seguente indica il valore contabile di ciascuna categoria delle passività finanziarie previste dall'IFRS 9, distinte tra passività finanziarie correnti e non correnti, esponendo separatamente i derivati di copertura e i derivati misurati al fair value rilevato a Conto economico.

Milioni di euro		Non correnti		Correnti	
	Note	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	48.2.1	**61.734**	**68.432**	**39.784**	**45.697**
Passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico					
Derivati passivi al FVTPL	48.4	204	588	4.485	11.642
Totale passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico		**204**	**588**	**4.485**	**11.642**
Derivati passivi designati come strumenti di copertura					
Derivati di fair value hedge	48.4	105	191	17	-
Derivati di cash flow hedge	48.4	3.064	5.116	1.959	4.499
Totale derivati passivi designati come strumenti di copertura		**3.169**	**5.307**	**1.976**	**4.499**
TOTALE		**65.107**	**74.327**	**46.245**	**61.838**

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value si prega di far riferimento alla nota 52 "Attività e passività misurate al fair value".

48.2.1 Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato

La tabella seguente espone le passività finanziarie valutate al costo ammortizzato per natura, suddivise in passività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro		Non correnti			Correnti	
	Note	al 31.12.2023	al 31.12.2022	Note	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Finanziamenti a lungo termine	48.3	61.085	68.191	48.3	9.086	2.835
Finanziamenti a breve termine		-	-	48.3	4.769	18.392
Debiti commerciali	44	334	36	44	15.487	17.605
Altri debiti finanziari		315	205		10.442	6.865
Totale		**61.734**	**68.432**		**39.784**	**45.697**

48.3 Finanziamenti

48.3.1 Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) – *Euro 70.171 milioni*

Nella seguente tabella sono riportati il valore nozionale, il valore contabile e il fair value dei finanziamenti a lungo termine incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi.

Finanziamenti a lungo termine per categoria e tipologia di tasso di interesse

Milioni di euro	Valore nominale	Saldo contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Fair value	Valore nominale	Saldo contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Fair value	Variazione saldo contabile
	al 31.12.2023					al 31.12.2022					
Obbligazioni:											
- tasso fisso quotate	29.539	29.163	4.686	24.477	27.885	30.355	29.892	978	28.914	27.468	(729)
- tasso variabile quotate	2.643	2.622	623	1.999	2.641	2.569	2.547	537	2.010	2.473	75
- tasso fisso non quotate	18.336	18.129	1.357	16.772	17.842	18.959	18.727	-	18.727	17.249	(598)
- tasso variabile non quotate	428	428	97	331	456	525	525	97	428	600	(97)
Totale obbligazioni	**50.946**	**50.342**	**6.763**	**43.579**	**48.824**	**52.408**	**51.691**	**1.612**	**50.079**	**47.790**	**(1.349)**
Finanziamenti bancari:											
- tasso fisso	3.874	3.822	853	2.969	3.746	3.367	3.273	211	3.062	3.021	549
- tasso variabile	12.664	12.629	1.139	11.490	12.892	12.884	12.848	677	12.171	12.570	(219)
- uso linee di credito revolving	41	41	-	41	41	30	30	2	28	26	11
Totale finanziamenti bancari	**16.579**	**16.492**	**1.992**	**14.500**	**16.679**	**16.281**	**16.151**	**890**	**15.261**	**15.617**	**341**
Leasing:											
- tasso fisso	2.852	2.852	256	2.596	2.852	2.630	2.630	251	2.379	2.630	222
- tasso variabile	53	53	12	41	53	42	42	10	32	42	11
Totale leasing	**2.905**	**2.905**	**268**	**2.637**	**2.905**	**2.672**	**2.672**	**261**	**2.411**	**2.672**	**233**
Altri finanziamenti non bancari[1]:											
- tasso fisso	426	426	63	363	426	504	504	70	434	504	(78)
- tasso variabile	6	6	-	6	6	8	8	2	6	12	(2)
Totale altri finanziamenti non bancari	**432**	**432**	**63**	**369**	**432**	**512**	**512**	**72**	**440**	**516**	**(80)**
Totale finanziamenti a tasso fisso	**55.027**	**54.392**	**7.215**	**47.177**	**52.751**	**55.815**	**55.026**	**1.510**	**53.516**	**50.872**	**(634)**
Totale finanziamenti a tasso variabile	**15.835**	**15.779**	**1.871**	**13.908**	**16.089**	**16.058**	**16.000**	**1.325**	**14.675**	**15.723**	**(221)**
TOTALE	**70.862**	**70.171**	**9.086**	**61.085**	**68.840**	**71.873**	**71.026**	**2.835**	**68.191**	**66.595**	**(855)**

(1) Non include gli "Altri debiti finanziari non correnti" esposti nella voce "Altre passività finanziarie non correnti" dello Stato patrimoniale inclusi nell'indebitamento finanziario a lungo termine.

Nella tabella seguente è riportato l'indebitamento finanziario a lungo termine per valuta e tasso di interesse.

Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) per valuta e tasso di interesse

Milioni di euro	Saldo contabile	Valore nominale	Saldo contabile	Valore nominale	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso di interesse effettivo in vigore	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso di interesse effettivo in vigore
	al 31.12.2023		al 31.12.2022		al 31.12.2023		al 31.12.2022	
Euro	**35.865**	**36.166**	**34.993**	**35.383**	**2,5%**	**2,8%**	**1,9%**	**2,1%**
Dollaro statunitense	24.601	24.847	26.930	27.209	4,9%	5,2%	4,8%	5,1%
Sterlina inglese	4.612	4.720	4.470	4.610	4,6%	4,8%	4,6%	4,8%
Peso colombiano	1.884	1.888	1.310	1.310	13,5%	13,5%	10,3%	10,3%
Real brasiliano	2.229	2.255	1.899	1.926	10,5%	10,6%	10,0%	10,2%
Franco svizzero	382	382	359	360	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%
Peso cileno/UF	510	514	526	531	5,1%	5,2%	5,1%	5,2%
Sol peruviano	-	-	429	429			5,3%	5,3%
Altre valute	88	90	110	115				
Totale valute non euro	**34.306**	**34.696**	**36.033**	**36.490**				
TOTALE	**70.171**	**70.862**	**71.026**	**71.873**				

L'indebitamento finanziario a lungo termine espresso in divise diverse dall'euro ha subìto un decremento di 1.727 milioni di euro, attribuibile principalmente alle movimentazioni del debito in dollari statunitensi.

Movimentazione del valore nozionale dei finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi)

Milioni di euro	Valore nominale	Rimborsi	Variaz. perimetro di consolid.	Nuove emissioni	Diff. di cambio	Valore nominale
	al 31.12.2022					al 31.12.2023
Obbligazioni	52.408	(2.798)	(293)	1.900	(271)	50.946
Finanziamenti	19.465	(3.208)	(482)	4.193	(52)	19.916
- di cui leasing	*2.672*	*(406)*	*(36)*	*677*	*(2)*	*2.905*
Totale indebitamento finanziario	**71.873**	**(6.006)**	**(775)**	**6.093**	**(323)**	**70.862**

Il valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine, pari a 70.862 milioni di euro al 31 dicembre 2023, registra un decremento di 1.011 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2022; tale diminuzione è stata determinata da rimborsi pari a 6.006 milioni di euro, da variazioni del perimetro di consolidamento per 775 milioni di euro e da variazioni positive dei cambi pari a 323 milioni di euro, solo parzialmente compensate da nuove emissioni pari a 6.093 milioni di euro.

I rimborsi effettuati nel corso del 2023 sono relativi a prestiti obbligazionari per un importo pari a 2.798 milioni di euro e a finanziamenti per un importo pari a 3.208 milioni di euro.

Nello specifico, tra i rimborsi di obbligazioni effettuati nel corso del 2023 si segnalano:

- 1.250 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 1.132 milioni di euro al 31 dicembre 2023), relativi a un prestito obbligazionario ibrido di Enel SpA oggetto di tender offer parziale nei primi mesi del 2023 e rimborsato completamente nel mese di settembre 2023;
- 100 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso variabile emesso da Enel Finance International, scaduto a febbraio 2023;
- 290.130 milioni di pesos colombiani (equivalenti a 68 milioni di euro al 31 dicembre 2023) relativi a un prestito obbligazionario a tasso variabile emesso da Enel Colombia, scaduto a febbraio 2023;
- 280.000 milioni di pesos colombiani (equivalenti a 65 milioni di euro al 31 dicembre 2023) relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Colombia, scaduto a marzo 2023;
- 50 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso variabile emesso da Enel Finance International, scaduto a marzo 2023;
- 585 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance International, scaduto ad aprile 2023;
- 305 milioni di real brasiliani (equivalenti a 57 milioni di euro al 31 dicembre 2023) relativi a un prestito obbliga-

zionario a tasso variabile emesso da Enel Distribuição São Paulo, scaduto ad aprile 2023;
- 300 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance International, scaduto a settembre 2023;
- 698 milioni di real brasiliani (equivalenti a 130 milioni di euro al 31 dicembre 2023) relativi a un prestito obbligazionario amortizing a tasso variabile emesso da Enel Distribuição São Paulo, scaduto a settembre 2023.

Tra i principali rimborsi dei finanziamenti effettuati nell'esercizio si evidenziano:
- 200 milioni di euro relativi a linee di credito revolving a tasso variabile di Enel SpA;
- 367 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili da parte delle società italiane del Gruppo;
- 1.493 milioni di euro relativi a finanziamenti di Endesa, di cui 452 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili;
- un controvalore di 322 milioni di euro relativo a società sudamericane.

Le emissioni effettuate nel corso del 2023 sono relative a prestiti obbligazionari per un importo di 1.900 milioni di euro e a finanziamenti per 4.193 milioni di euro.
Di seguito le caratteristiche principali delle operazioni finanziarie effettuate nel corso del 2023 e convertite in euro al cambio del 29 dicembre 2023.

Emittente	Data di emissione	Importo in milioni di euro	Valuta di emissione	Tasso di interesse	Tipologia tasso	Scadenza
Obbligazioni						
Enel Finance International	20.02.2023	750	EUR	4,00%	Tasso fisso	20.02.2031
Enel Finance International	20.02.2023	750	EUR	4,50%	Tasso fisso	20.02.2043
Enel Distribuição Ceará	11.01.2023	177	BRL	CDI + 1,48%	Tasso variabile	11.01.2026
Enel Distribuição Ceará	11.05.2023	93	BRL	CDI + 1,65%	Tasso variabile	15.05.2024
Enel Distribuição Ceará	26.06.2023	121	BRL	CDI + 1,65%	Tasso variabile	28.06.2024
Totale obbligazioni		**1.891**				
Finanziamenti bancari						
Enel SpA	24.07.2023	200	EUR	Euribor 3M + 0,35%	Tasso variabile	03.05.2024
e-distribuzione	20.10.2023	500	EUR	Euribor 6M + 0,55%	Tasso variabile	20.10.2038
Enel X Way Italia	07.08.2023	70	EUR	Euribor 6M + 0,56%	Tasso variabile	09.08.2038
Enel Italia	15.06.2023	60	EUR	Euribor 6M + 0,56%	Tasso variabile	15.06.2038
Enel Finance America	04.04.2023	335	USD	SOFR 6M CPM + 1,22%	Tasso variabile	15.05.2034
Endesa	30.04.2023	50	EUR	0,26%	Tasso fisso	31.07.2028
Endesa	03.05.2023	425	EUR	4,18%	Tasso fisso	03.05.2028
Endesa	04.05.2023	75	EUR	3,98%	Tasso fisso	04.05.2028
Endesa	05.05.2023	125	EUR	4,63%	Tasso fisso	05.05.2028
Endesa	03.07.2023	300	EUR	Euribor 6M + 0,80%	Tasso variabile	28.06.2035
Endesa	21.12.2023	400	EUR	Euribor 6M + 0,72%	Tasso variabile	21.12.2028
Enel Chile	13.04.2023	68	USD	SOFR 1M + 1,33%	Tasso variabile	26.06.2024
Enel Chile	21.07.2023	72	USD	5,46%	Tasso fisso	21.07.2038
Enel Chile	20.12.2023	74	USD	5,62%	Tasso fisso	21.12.2038
Enel Distribuição São Paulo	20.04.2023	50	USD	4,38%	Tasso fisso	20.04.2038
Enel Colombia	12.04.2023	160	COP	IBR O/N 3M + 3,7%	Tasso variabile	12.04.2028
Enel Colombia	30.11.2023	283	COP	IBR O/N 3M + 3,1%	Tasso variabile	15.10.2031
Enel Colombia	21.12.2023	70	COP	IBR 3M + 3,85%	Tasso variabile	21.12.2027
Totale finanziamenti bancari		**3.317**				

La seguente tabella mostra gli effetti sul debito lordo a lungo termine a seguito delle coperture effettuate al fine di mitigare il rischio di tasso di cambio.

Milioni di euro	al 31.12.2023						al 31.12.2022					
	Struttura iniziale del debito			Impatto copertura del debito	Struttura del debito dopo la copertura		Struttura iniziale del debito			Impatto copertura del debito	Struttura del debito dopo la copertura	
	Saldo contabile	Valore nominale	%				Saldo contabile	Valore nominale	%			
Euro	**35.865**	**36.166**	**51,0%**	**21.862**	**58.028**	**81,9%**	**34.993**	**35.383**	**49,2%**	**23.473**	**58.856**	**81,9%**
Dollaro statunitense	24.601	24.847	35,1%	(17.850)	6.997	9,9%	26.930	27.209	37,9%	(19.759)	7.450	10,4%
Sterlina inglese	4.612	4.720	6,7%	(4.720)	–	–	4.470	4.610	6,4%	(4.610)	–	–
Peso colombiano	1.884	1.888	2,7%	–	1.888	2,7%	1.310	1.310	1,8%	–	1.310	1,8%
Real brasiliano	2.229	2.255	3,2%	1.047	3.302	4,7%	1.899	1.926	2,7%	1.205	3.131	4,4%
Franco svizzero	382	382	0,5%	(382)	–	–	359	360	0,5%	(360)	–	–
Peso cileno/UF	510	514	0,7%	–	514	0,7%	526	531	0,7%	–	531	0,7%
Sol peruviano	–	–	–	–	–	–	429	429	0,6%	–	429	0,6%
Altre valute	88	90	0,1%	43	133	0,2%	110	115	0,2%	51	166	0,2%
Totale valute non euro	**34.306**	**34.696**	**49,0%**	**(21.862)**	**12.834**	**18,1%**	**36.033**	**36.490**	**50,8%**	**(23.473)**	**13.017**	**18,1%**
TOTALE	**70.171**	**70.862**	**100,0%**	**–**	**70.862**	**100,0%**	**71.026**	**71.873**	**100,0%**	**–**	**71.873**	**100,0%**

L'ammontare dell'indebitamento a tasso variabile che non è oggetto di copertura del rischio di tasso di interesse rappresenta il principale elemento di rischio a causa del potenziale impatto negativo sul Conto economico, in termini di maggiori oneri finanziari, nel caso di un eventuale aumento del livello dei tassi di interesse di mercato.

Milioni di euro	2023				2022			
	Valore nominale *ante* copertura	%	Valore nominale post-copertura	%	Valore nominale *ante* copertura	%	Valore nominale post-copertura	%
Tasso variabile	20.604	27,2%	17.241	22,8%	34.450	38,2%	31.353	34,7%
Tasso fisso	55.027	72,8%	58.389	77,2%	55.815	61,8%	58.912	65,3%
Totale	**75.631**		**75.630**		**90.265**		**90.265**	

Al 31 dicembre 2023 il 27,2% del valore nominale di finanziamenti a lungo e a breve termine è espresso a tassi variabili (38,2% al 31 dicembre 2022). Tenuto conto delle operazioni di copertura dal rischio tasso di interesse in hedge accounting, risultate efficaci in base a quanto previsto dagli IFRS-EU, l'esposizione al rischio tasso di interesse al 31 dicembre 2023 risulta pari al 22,8% del valore nominale di finanziamenti a lungo e a breve termine (34,7% al 31 dicembre 2022). Tali risultati sono in linea con i limiti stabiliti nelle policy di risk management.

Indebitamento finanziario a lungo termine – Principali covenant

I principali debiti finanziari a lungo termine del Gruppo contengono i covenant tipici della prassi internazionale. Tali indebitamenti sono rappresentati, in particolare, dalle emissioni obbligazionarie effettuate nell'ambito dei programmi di Global/Euro Medium Term Notes, dalle emissioni di strumenti obbligazionari non convertibili, subordinati ibridi (i c.d. "Bond Ibridi") e dai finanziamenti concessi dalle banche e da altri istituti finanziari (tra cui la Banca Europea per gli Investimenti e Cassa Depositi e Prestiti SpA).

I principali covenant relativi alle emissioni obbligazionarie effettuate nell'ambito dei programmi di Global/Euro Medium Term Notes di Enel ed Enel Finance International NV (inclusi i c.d. "green bonds" di Enel Finance International NV, garantiti da Enel SpA, utilizzati per finanziare i c.d. "eligible green projects" del Gruppo) e quelli relativi ai prestiti obbligazionari emessi da Enel Finance International NV sul mercato americano, garantiti da Enel SpA, possono essere riassunti come segue:

- clausole di "negative pledge", in base alle quali l'emittente e il garante non possono creare o mantenere in essere ipoteche, pegni o altri vincoli, su tutti o parte dei propri beni o ricavi, a garanzia di determinati indebitamenti fi-

nanziari, a meno che gli stessi vincoli non siano estesi pariteticamente o pro quota ai prestiti obbligazionari in questione;
- clausole di "pari passu", in base alle quali i titoli obbligazionari e le relative garanzie costituiscono diretto, incondizionato e non garantito obbligo dell'emittente e del garante, sono senza preferenza tra loro e sono almeno allo stesso livello di "seniority" degli altri prestiti, non subordinati e non garantiti, presenti e futuri, dell'emittente e del garante;
- clausole di "cross default", in base alle quali, nel caso si verifichi un evento di inadempimento (superiore a specifiche soglie di rilevanza) su un determinato indebitamento finanziario dell'emittente o del garante e, in alcuni casi, delle società rilevanti, si verifica un inadempimento anche sui prestiti in questione che possono diventare immediatamente esigibili.

A partire dal 2019 Enel Finance International NV ha emesso sul mercato europeo (nell'ambito del programma di emissioni obbligazionarie Euro Medium Term Notes - EMTN) e sul mercato americano alcuni prestiti obbligazionari "sostenibili", garantiti da Enel SpA, legati al raggiungimento di alcuni degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) delle Nazioni Unite che contengono gli stessi covenant degli altri prestiti obbligazionari della stessa tipologia.
Nel 2022 Enel Finance America LLC ha emesso sul mercato americano un prestito obbligazionario "sostenibile", garantito da Enel SpA, della stessa tipologia.

I principali covenant relativi ai Bond Ibridi di Enel, inclusi i Bond Ibridi "perpetui" che prevedono l'obbligo di rimborso solo in caso di scioglimento o liquidazione della Società, possono essere riassunti come segue:
- clausole di subordinazione, in base alle quali ciascuno strumento obbligazionario ibrido è subordinato a tutte le altre emissioni obbligazionarie dell'emittente e ha un livello di "seniority" pari a quello degli altri strumenti finanziari ibridi emessi e superiore a quello degli strumenti di "equity";
- divieto di fusione con un'altra società e divieto di vendita o locazione di tutti o di una parte sostanziale dei propri asset a un'altra società, a meno che quest'ultima non subentri in tutte le obbligazioni in essere dell'emittente.

I principali covenant previsti nei contratti di finanziamento di Enel SpA ed Enel Finance International NV e delle altre società del Gruppo, inclusi i "Sustainability-Linked Loan" facility agreement sottoscritti da Enel SpA, possono essere riassunti come segue[52]:
- clausole di "negative pledge", in base alle quali il debitore e, in alcuni casi, il garante sono soggetti a limitazioni in merito alla creazione di diritti reali di garanzia o altri vincoli su tutti o parte dei rispettivi beni o attività, fatta eccezione per i vincoli espressamente ammessi;
- clausole sulle "disposals", in base alle quali il debitore e, in alcuni casi, il garante non possono compiere atti di disposizione dei propri beni o attività, fatta eccezione per gli atti di disposizione espressamente ammessi;
- clausole di "pari passu", in base alle quali gli impegni di pagamento del debitore hanno lo stesso livello di "seniority" degli altri suoi obblighi di pagamento non garantiti e non subordinati;
- clausole di "change of control" del debitore e, in alcuni casi, del garante, che potrebbero dare luogo alla rinegoziazione dei termini e delle condizioni dei finanziamenti o al rimborso anticipato obbligatorio dei prestiti concessi;
- clausole di "rating", che prevedono il mantenimento del rating del debitore o del garante al di sopra di determinati livelli;
- clausole di "cross default", in base alle quali, nel caso si verifichi un inadempimento (superiore a specifiche soglie di rilevanza) su un determinato indebitamento finanziario del debitore o, in alcuni casi, del garante, si verifica anche un inadempimento sui finanziamenti in questione che possono diventare immediatamente esigibili.

In alcuni casi, i covenant esaminati sono previsti anche a carico delle società rilevanti o delle società controllate dei soggetti obbligati. Tutti gli indebitamenti finanziari presi in considerazione prevedono gli "events of default" tipici della prassi internazionale, quali, per esempio, insolvenza, procedure concorsuali e cessazione dell'attività d'impresa.

Inoltre, si precisa che le garanzie rilasciate da Enel nell'interesse di e-distribuzione SpA, in relazione ad alcuni contratti di finanziamento stipulati tra la stessa e-distribuzione SpA e Cassa Depositi e Prestiti SpA, prevedono che, al termine di ogni periodo semestrale di misurazione, l'indebitamento finanziario netto consolidato di Enel non ecceda 4,5 volte l'EBITDA consolidato su base annua.

Si fa infine presente che l'indebitamento di Endesa SA, Enel Américas SA ed Enel Chile SA e delle altre società controllate spagnole e latinoamericane (in particolare Enel Generación Chile SA) contiene i covenant e gli "events of default" tipici della prassi internazionale.

(52) Si fa presente che il finanziamento sustainability-linked sottoscritto il 30 settembre 2022 da Enel Finance America LLC in qualità di prenditore e da Enel SpA (in qualità di garante) con EKF Denmark's Export Credit Agency e Citi prevede alcuni impegni aggiuntivi, quali:
- una clausola di "danno reputazionale", in base alla quale la banca finanziatrice può richiedere la cancellazione dell'impegno finanziario da essa assunto e il pagamento anticipato delle somme erogate, qualora si verifichi un danno accertato alla reputazione propria o di altri soggetti in conseguenza di sostanziali violazioni di talune normative;
- l'impegno, anche del garante, ad assicurare il rispetto di determinate normative e standard ambientali e sociali.

48.3.2 Finanziamenti a breve termine – *Euro 4.769 milioni*

Al 31 dicembre 2023 i finanziamenti a breve termine ammontano complessivamente a 4.769 milioni di euro, registrando un decremento di 13.623 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2022, e sono dettagliati nella tabella che segue:

Milioni di euro			
	al 31.12.2023	**al 31.12.2022**	**2023-2022**
Debiti verso banche a breve termine	393	1.320	(927)
Commercial paper	2.499	13.838	(11.339)
Cash collateral e altri finanziamenti su derivati	1.383	1.513	(130)
Altri finanziamenti a breve termine[1]	494	1.721	(1.227)
Totale finanziamenti a breve termine	**4.769**	**18.392**	**(13.623)**

(1) Non include debiti finanziari correnti ricompresi nelle "Altre passività finanziarie correnti" inclusi nell'indebitamento finanziario a breve termine.

I debiti rappresentati da commercial paper, pari a 2.499 milioni di euro, si riferiscono alle emissioni in capo a Enel Finance International ed Enel Finance America.
Tra i programmi di commercial paper si segnalano:

- 8.000 milioni di euro di Enel Finance International;
- 5.000 milioni di euro di Endesa;
- 5.000 milioni di dollari statunitensi, equivalenti a 4.526 milioni di euro al 31 dicembre 2023, di Enel Finance America.

Al 31 dicembre 2023 l'intero ammontare delle commercial paper, pari a 2.499 milioni di euro, è legato a obiettivi di sostenibilità.

La finanza sustainability-linked secondo Enel

Le nuove emissioni obbligazionarie sustainability-linked, unitamente a tutte le operazioni di finanza sostenibile strutturate dell'ultimo anno, hanno consentito di raggiungere a fine 2023 un rapporto tra fonti di finanziamento sostenibili e debito lordo complessivo del Gruppo pari al 64%, con l'obiettivo di raggiungere circa il 70% nel 2026.

Di seguito si riportano i KPI e i target inclusi nell'ultimo aggiornamento del "Sustainability-Linked Financing Framework" di Enel, pubblicato a gennaio 2024.

KPI	**Valore consuntivato**	**Sustainability Performance Targets (SPT)**					
	2023	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2030**	**2040**
Intensità delle emissioni di GHG Scope 1 relative alla produzione di energia elettrica (gCO_{2eq}/kWh)	160	148	140	130	125	72	0
Intensità delle emissioni di GHG Scope 1 e 3 relative all'Integrated Power (gCO_{2eq}/kWh)	168			135	135	73	0
Emissioni assolute di GHG Scope 3 relative al Gas Retail ($MtCO_{2eq}$)	16,8			20,9	20,0	11,4	0
Percentuale di capacità installata rinnovabile (%)	68,2	65	69	73	74	80	100
Percentuale di Capex allineata alla tassonomia dell'UE (%)	84,8			>80% (2023-2025)[53]	>80% (2024-2026)[54]		

L'andamento degli indicatori riportati in tabella è periodicamente riscontrato da un verificatore esterno.

La guerra in Ucraina e le conseguenti restrizioni alle importazioni di gas dalla Russia nell'UE, che hanno causato una diminuzione della disponibilità di gas accompagnata da un'impennata dei prezzi all'ingrosso dell'elettricità e del gas con gravi effetti per le famiglie e le imprese, hanno indotto i Governi dell'UE ad attuare una serie di risposte politiche per mitigare l'impatto dell'aumento dei costi e garantire la stabilità del sistema energetico.

Nonostante tali misure regolatorie, il Gruppo è riuscito a ridurre le emissioni dirette e indirette di gas serra lungo l'intera catena del valore del 26,3% complessivamente, rispetto all'anno precedente. Inoltre, il Gruppo ha anche ridotto l'intensità delle emissioni GHG di Scope 1 relative alla produzione di energia elettrica di oltre il 30,6%, passando da 229 gCO_{2eq}/kWh nel 2022 a 160 gCO_{2eq}/kWh nel 2023. Tale riduzione è il risultato di un aumento del 12,9%

(53) SPT con periodo di osservazione cumulato 2023-2025.
(54) SPT con periodo di osservazione cumulato 2024-2026.

della produzione consolidata da fonti rinnovabili e di una riduzione del 37,5% della produzione consolidata da fonte termoelettrica, rispetto al 2022, come conseguenza della strategia del Gruppo di spostare il proprio portafoglio di mix energetico verso le fonti rinnovabili e di avanzare nel processo di decarbonizzazione.

Si segnala, però, che a causa della crisi senza precedenti che il sistema energetico europeo ha affrontato nel 2022 e nel 2023, la riduzione delle emissioni del Gruppo effettuata nel 2023 non è stata sufficiente a raggiungere il target di intensità delle emissioni GHG di Scope 1 relative alla generazione di energia elettrica fissato per il 2023 e annunciato in occasione del Capital Markets Day tenutosi a novembre 2020 per il lancio del Piano Strategico 2021-2023. A causa della crisi energetica, l'intensità si è attestata su un valore leggermente superiore al target di 148 gCO2eq/kWh. In assenza del suddetto effetto, Enel sarebbe stata in grado di raggiungere un livello di intensità di emissioni ben al di sotto del target di 148 gCO_{2eq}/kWh.
Di conseguenza, gli strumenti sustainability-linked del Gruppo che fissano il target Scope 1 di intensità di generazione di energia elettrica a 148 gCO_{2eq}/kWh per il 2023 saranno soggetti a un aumento del relativo margine.

48.4 Derivati passivi

Per maggiori dettagli sui derivati passivi si prega di far riferimento alla nota 51 "Derivati ed hedge accounting".

48.5 Utili/(Perdite) netti

La tabella seguente presenta gli utili e le perdite nette divisi per categoria di strumento finanziario, a esclusione dei derivati.

Milioni di euro	2023		2022	
	Utili/(Perdite) netti	***di cui: (Impairment)/ Ripristini di impairment***	**Utili/(Perdite) netti**	***di cui: (Impairment)/ Ripristini di impairment***
Attività finanziarie al costo ammortizzato	**(1.112)**	***(1.320)***	**(1.242)**	***(1.305)***
Attività finanziarie al FVOCI				
Partecipazioni al FVOCI	-	-	-	**-**
Altre attività finanziarie al FVOCI	15	-	(4)	**-**
Totale attività finanziarie al FVOCI	**15**	**-**	**(4)**	**-**
Attività finanziarie al FVTPL				
Attività finanziarie al FVTPL	6	-	9	**-**
Attività designate alla rilevazione iniziale (fair value option)	-	-	-	**-**
Totale attività finanziarie al FVTPL	**6**	**-**	**9**	**-**
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	**(2.759)**	**-**	**(2.357)**	**-**
Passività finanziarie al FVTPL				
Passività finanziarie detenute per la negoziazione	-	-	-	**-**
Passività designate alla rilevazione iniziale (fair value option)	-	-	-	**-**
Totale passività finanziarie al FVTPL	**-**	**-**	**-**	**-**

Per maggiori dettagli sugli utili/(perdite) netti sui derivati, si prega di far riferimento alla nota 14 "Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati".

49. Risk management

Governance e obiettivi di gestione dei rischi finanziari

Il Gruppo Enel, nello svolgimento della propria attività industriale, è esposto a rischi di natura finanziaria quali il rischio di tasso di interesse, di commodity, di tasso di cambio, credito e controparte e di liquidità.
Come riportato nel capitolo "Risk management" della Relazione sulla gestione, la governance adottata dal Gruppo per i rischi finanziari prevede la presenza di comitati di rischio, l'impiego di policy dedicate, metriche di misurazione e limiti operativi. L'obiettivo primario di Enel è quello di mitigare opportunamente i rischi finanziari, affinché questi non comportino variazioni inattese dei risultati economici.
Nei paragrafi successivi verranno dettagliati i rischi di natura finanziaria sopra menzionati.
Le fonti dell'esposizione a tali rischi non hanno subíto variazioni rispetto al precedente esercizio.

Rischio di tasso di interesse

Il rischio di tasso di interesse deriva principalmente dall'impiego di strumenti finanziari e si manifesta principalmente come variazione inattesa degli oneri relativi alle passività finanziarie, se indicizzati a tasso variabile e/o soggetti all'incertezza delle condizioni economiche nella negoziazione dei nuovi strumenti di debito, nonché come variazione inattesa del valore di strumenti finanziari valutati al fair value (quali il debito a tasso fisso).
Le principali passività finanziarie detenute dal Gruppo comprendono prestiti obbligazionari, finanziamenti bancari, debiti verso altri finanziatori, commercial paper, derivati, depositi in denaro ricevuti a garanzia di contratti commerciali o derivati (garanzie passive, cash collateral).
Il Gruppo gestisce il rischio di tasso di interesse principalmente attraverso la definizione di una struttura finanziaria ottimale con il duplice obiettivo di stabilizzazione degli oneri e di contenimento del costo della provvista.
Tale obiettivo viene raggiunto sia attraverso la diversificazione del portafoglio di passività finanziarie, per tipologia contrattuale, durata e condizioni, sia modificando il profilo di rischio di specifiche esposizioni attraverso la stipula di contratti finanziari derivati OTC, principalmente interest rate swap e interest rate option. La scadenza del contratto derivato non eccede la scadenza della passività finanziaria sottostante cosicché ogni variazione del fair value e/o dei flussi di cassa attesi dell'uno bilancia la corrispondente variazione del fair value e/o dei flussi di cassa attesi dell'altra.
In alcuni casi residuali possono essere adottate tecniche di proxy hedging, qualora gli strumenti di copertura relativi ai fattori di rischio nativi non siano disponibili sul mercato o non siano sufficientemente liquidi.
Attraverso i contratti di interest rate swap, Enel concorda con la controparte di scambiare periodicamente i flussi di cassa relativi agli interessi a tasso variabile con quelli relativi agli interessi a tasso fisso, entrambi calcolati sul medesimo capitale nozionale di riferimento.

Nella tabella seguente viene fornito, alla data del 31 dicembre 2023 e del 31 dicembre 2022 il nozionale dei contratti derivati su tasso di interesse suddiviso per tipologia contrattuale.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Da variabile a fisso interest rate swap	5.996	5.836
Da fisso a variabile interest rate swap	1.386	1.401
Da variabile a variabile interest rate swap	644	618
Totale	**8.026**	**7.855**

Per maggiori dettagli sui derivati su tasso di interesse si prega di far riferimento alla nota 51 "Derivati ed hedge accounting".

Analisi di sensitività del tasso di interesse

Enel effettua l'analisi di sensitività attraverso la stima degli effetti sul valore delle poste di bilancio relative al portafoglio in strumenti finanziari derivanti da variazioni nel livello dei tassi di interesse.
In particolare, l'analisi di sensitività misura il potenziale impatto sul Conto economico e sul patrimonio netto di diversi scenari di mercato che determinerebbero la variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati e la variazione degli oneri finanziari relativi alla quota di indebitamento lordo non coperto.
Tali scenari di mercato sono ottenuti mediante la traslazione parallela, in aumento e in diminuzione, della curva dei tassi di interesse di riferimento alla data di bilancio.
Non sono state introdotte modifiche né dei metodi né delle assunzioni utilizzate nell'analisi di sensitività rispetto al periodo precedente.
Mantenendo costanti tutte le altre variabili, il risultato prima delle imposte è impattato dalle variazioni nel livello dei tassi di interesse come segue.

Milioni di euro		2023			
		Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)		Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)	
	Punti base	Incremento	Decremento	Incremento	Decremento
Variazione degli oneri finanziari sul debito lordo di lungo termine a tasso variabile dopo le coperture	25	31	(31)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura	25	32	(32)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura					
Cash flow hedge	25	-	-	26	(26)
Fair value hedge	25	-	-	(6)	6

Al 31 dicembre 2023 il 22,3% (22,3% al 31 dicembre 2022) del valore nozionale dell'indebitamento finanziario lordo a lungo termine è espresso a tassi variabili. Tenuto conto di efficaci relazioni di copertura dei flussi finanziari connessi al rischio di tasso di interesse (in base a quanto previsto dagli IFRS-EU), il valore nozionale dell'indebitamento finanziario lordo a lungo termine, al 31 dicembre 2023, risulta essere coperto per l'82,4% rispetto all'esposizione (coperto per l'82,0% al 31 dicembre 2022).

Rischio di tasso di cambio

Il rischio di tasso di cambio si manifesta principalmente come variazioni inattese delle poste di bilancio derivanti da transazioni denominate in una valuta diversa dalla valuta di conto. Il Bilancio consolidato del Gruppo è inoltre soggetto al rischio traslativo come conseguenza della conversione dei bilanci delle controllate estere, denominati in valuta locale, in euro quale valuta di conto del Gruppo.

L'esposizione del Gruppo al rischio di tasso di cambio è legata in particolare alle operazioni di compravendita di combustibili ed energia, agli investimenti (flussi di cassa per costi capitalizzati), ai dividendi e alla compravendita di partecipazioni, ai rapporti commerciali e alle attività e passività finanziarie.

Le policy di Gruppo relative alla gestione del rischio di cambio prevedono la mitigazione degli effetti sul risultato economico delle variazioni del livello dei tassi di cambio, con l'esclusione degli effetti traslativi connessi al consolidamento contabile.

Al fine di minimizzare l'esposizione al rischio di tasso di cambio, Enel adotta strategie di diversificazione geografica delle fonti di ricavo e di costo, nonché formule di indicizzazione nei contratti commerciali, e stipula diverse tipologie di contratti derivati, tipicamente sul mercato Over the Counter (OTC).

I contratti derivati presenti nel portafoglio di strumenti finanziari del Gruppo sono cross currency interest rate swap, currency forward e currency swap. La scadenza di tali contratti non eccede la scadenza dello strumento sottostante cosicché ogni variazione del fair value e/o dei flussi di cassa attesi degli uni bilancia le corrispondenti variazioni del fair value e/o dei flussi di cassa attesi degli altri.

I cross currency interest rate swap consentono di trasformare una passività finanziaria a lungo termine, denominata in una divisa diversa da quella di conto, in un'equivalente passività finanziaria denominata nella divisa di conto.

I currency forward sono contratti con i quali le controparti concordano lo scambio bidirezionale di capitali denominati in divise diverse, a una determinata data futura e a un certo tasso di cambio (c.d. "strike"). Tali contratti possono prevedere la consegna effettiva del capitale scambiato (deliverable forward) o la corresponsione del differenziale generato dalla disuguaglianza tra il tasso di cambio strike e il livello del cambio prevalente sul mercato alla data di scadenza (non-deliverable forward). In quest'ultimo caso, il tasso di cambio strike e/o il tasso di cambio spot possono essere determinati come medie dei tassi osservati in un determinato periodo.

I currency swap sono contratti con i quali le controparti concordano due operazioni di segno opposto a differenti date future (tipicamente una a pronti e una a termine) che prevedono lo scambio di capitali denominati in divise diverse.

Nella seguente tabella viene fornito, alla data del 31 dicembre 2023 e del 31 dicembre 2022, il nozionale delle operazioni in essere suddivise per tipologia di posta coperta.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Cross currency interest rate swap (CCIRS) a copertura indebitamento in valuta	25.890	28.444
Contratti currency forward a copertura del rischio cambio commodity	6.496	8.392
Contratti currency forward/CCIRS a copertura di flussi futuri in valuta diversa dall'euro	3.134	5.333
Altri contratti forward	602	1.497
Totale	**36.122**	**43.666**

In particolare, si evidenziano:

- contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 25.890 milioni di euro volti alla copertura del rischio cambio collegato all'indebitamento contratto in valuta (28.444 milioni di euro al 31 dicembre 2022);
- contratti currency forward e cross currency swap con un ammontare nozionale complessivo di 9.630 milioni di euro utilizzati per coprire il rischio cambio connesso alle attività di acquisto di gas naturale e combustibili, e ai flussi attesi in valute diverse dall'euro (13.725 milioni di euro al 31 dicembre 2022);

Nella voce "Altri contratti forward" sono ricomprese le operazioni in derivati OTC posti in essere al fine di mitigare il rischio di cambio relativo ai flussi attesi in valute diverse dalla moneta di conto. Questi contratti riguardano principalmente l'acquisizione di beni d'investimento nel settore delle energie rinnovabili, compresi i progetti relativi ai sistemi di accumulo di energia (Battery Energy Storage System), nonché quelli delle infrastrutture e reti, come per esempio i contatori digitali di ultima generazione. Inoltre, vengono considerati anche i costi operativi legati alla fornitura di servizi cloud e i ricavi derivanti dalla vendita di energia rinnovabile.
Al 31 dicembre 2023 si rileva che il 49% (51% al 31 dicembre 2022) dell'indebitamento a lungo termine di Gruppo è espresso in divise diverse dall'euro.

Tenuto conto delle operazioni di copertura dal rischio di tasso di cambio, la percentuale di indebitamento non coperta da tale rischio si attesta al 18% al 31 dicembre 2023 (18% al 31 dicembre 2022).

Analisi di sensitività del rischio di tasso di cambio

Enel effettua l'analisi di sensitività attraverso la stima degli effetti sul valore delle poste di bilancio relative al portafoglio in strumenti finanziari derivanti da variazioni nel livello dei tassi di cambio.
In particolare, l'analisi di sensitività misura il potenziale impatto sul Conto economico e sul patrimonio netto di diversi scenari di mercato che determinerebbero la variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati e la variazione degli oneri finanziari relativi alla quota di indebitamento lordo di medio-lungo termine non coperto.
Tali scenari sono ottenuti mediante l'apprezzamento e il deprezzamento del tasso di cambio dell'euro verso tutte le altre divise rispetto al valore rilevato alla data di bilancio.
Non sono state introdotte modifiche né dei metodi né delle assunzioni utilizzate nell'analisi di sensitività rispetto al periodo precedente.
Mantenendo costanti tutte le altre variabili, il risultato prima delle imposte è impattato dalle variazioni nel livello dei tassi di cambio come segue.

Milioni di euro		2023			
		Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)		Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)	
	Tasso di cambio	EUR Appr.	EUR Depr.	EUR Appr.	EUR Depr.
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura	10%	494	(603)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura					
Cash flow hedge	10%	-	-	(2.883)	3.522
Fair value hedge	10%	(44)	53	-	-

Rischio di prezzo delle commodity

Il rischio di oscillazione dei prezzi delle commodity energetiche, quali energia elettrica, gas, petrolio, CO_2 ecc. e delle materie prime, quali minerali e metalli, è generato dalla volatilità dei prezzi e dalle correlazioni strutturali tra essi esistenti, che rendono incerto il margine derivante dalle operazioni di compravendita di energia, combustibili e materiali a prezzo variabile (per esempio contratti bilaterali indicizzati, operazioni sul mercato spot ecc.).
Le esposizioni derivanti dai contratti indicizzati sono determinate attraverso la scomposizione delle formule contrattuali nei fattori di rischio sottostanti.
Per contenere gli effetti delle oscillazioni e stabilizzare il margine in conformità con le policy e i limiti operativi definiti dalla governance di Gruppo, garantendo un adeguato margine di flessibilità per cogliere eventuali opportunità nel breve termine, Enel elabora e pianifica sia strategie che intervengono nelle varie fasi del processo industriale legato alla produzione e vendita di energia e di gas (quali l'approvvigionamento anticipato e gli accordi commerciali a lungo termine), sia piani e tecniche di mitigazione del rischio tramite l'utilizzo di contratti derivati (hedging).
In relazione all'energia venduta, il Gruppo ricorre prevalentemente alla stipula di contratti a prezzo fisso, attraverso accordi bilaterali fisici (per esempio Power Purchase Agreement (PPA) ecc.) e contratti finanziari (per esempio contratti per differenza, Virtual Power Purchase Agreement (VPPA) ecc.) nei quali le differenze sono regolate a favore della controparte, nel caso il prezzo di mercato dell'energia superi il prezzo strike, e a favore di Enel, nel caso contrario.
La tabella di seguito riportata mostra le principali caratteristiche dei contratti PPA e VPPA al 31 dicembre 2023.

al 31.12.2023						
Paese	**Tipologia di contratto**	**Sell/Buy**	**Termini contrattuali di prezzo**	**Volume di energia contrattata (GWh)**	**Durata (anni)**	**Trattamento contabile**
Italia	PPA	Buy	prezzo fisso	17,3	1	FVTPL
Italia	PPA	Buy	prezzo fisso	35,8	1	FVTPL
Italia	PPA	Buy	prezzo variabile	1.501,5	1	FVTPL
Italia	PPA	Buy	prezzo variabile	28,7	2	FVTPL
Italia	PPA	Buy	prezzo fisso	395,9	10	Own Use Exemption
Italia	VPPA	Sell	prezzo fisso	1.801,2	4	CFH
Italia	VPPA	Sell	prezzo fisso	800,0	4	CFH
Iberia	VPPA	Buy	prezzo fisso	30,0	9	FVTPL
Iberia	VPPA	Buy	prezzo fisso	22.650,0	15	CFH
Iberia	VPPA	Sell	prezzo fisso	14.010,0	18	CFH
Germania	VPPA	Buy	prezzo variabile	44,7	2	FVTPL
Stati Uniti	VPPA	Sell	prezzo fisso	49,9	8-20	CFH
Stati Uniti	VPPA	Sell	prezzo fisso	15,5	8-15	FVTPL
Stati Uniti	VPPA	Sell	prezzo fisso	2,3	12-20	Own Use Exemption
Stati Uniti	VPPA	Sell	prezzo variabile	3,4	12	CFH
Stati Uniti	PPA	Sell	prezzo fisso	6,0	12	CFH
Stati Uniti	PPA	Sell	prezzo fisso	6,0	12	FVTPL
Stati Uniti	PPA	Sell	prezzo fisso	194,4	10-30	Own Use Exemption
Stati Uniti	PPA	Sell	prezzo variabile	12,2	12-30	Own Use Exemption
Sudafrica	PPA	Sell	prezzo variabile	1,2	20	FVTPL
Brasile	PPA	Sell	prezzo fisso	115.542,6	1-20	Own Use Exemption
Brasile	PPA	Buy	prezzo fisso	37.474,9	1-16	Own Use Exemption
Cile	PPA	Sell	prezzo fisso	249.377,4	1-15	Own Use Exemption
Cile	PPA	Sell	prezzo variabile	258,0	1-3	Own Use Exemption
Cile	VPPA	Sell	prezzo fisso	27.828,2	4 -10	Own Use Exemption
Cile	VPPA	Buy	prezzo fisso	50.101,9	5-15	Own Use Exemption
Cile	PPA	Buy	prezzo fisso	98.412,7	1-20	Own Use Exemption
Colombia	VPPA	Sell	prezzo fisso	91.509,4	1-16	Own Use Exemption
Colombia	VPPA	Sell	prezzo variabile	4.546,3	1-10	Own Use Exemption
Colombia	VPPA	Buy	prezzo fisso	56.763,5	1-19	Own Use Exemption
Guatemala	VPPA	Sell	prezzo fisso	3.336,0	1-15	Own Use Exemption
Guatemala	VPPA	Sell	prezzo variabile	20,0	1-2	Own Use Exemption
Panama	VPPA	Sell	prezzo fisso	23.858,0	3-15	Own Use Exemption
Panama	VPPA	Sell	prezzo variabile	4.253,0	5-25	Own Use Exemption
Panama	VPPA	Buy	prezzo fisso	263,0	7-10	Own Use Exemption
Panama	VPPA	Buy	prezzo variabile	1.455,0	1-2	Own Use Exemption
Perù	PPA	Buy	prezzo fisso	547,1	1-8	Own Use Exemption
Perù	PPA	Sell	prezzo fisso	75.938,8	1-12	Own Use Exemption
Perù	PPA	Sell	prezzo variabile	115,0	2-5	Own Use Exemption

L'esposizione residua, derivante dalle vendite di energia sul mercato spot, non coperte dai suddetti contratti, è aggregata per fattori di rischio omogenei che possono essere gestiti attraverso operazioni di copertura sul mercato. Per i portafogli industriali sono adottate tecniche di proxy hedging qualora gli strumenti di copertura relativi ai particolari fattori di rischio che generano l'esposizione non siano disponibili sul mercato o non siano sufficientemente liquidi. Inoltre, Enel applica tecniche di portfolio hedging per valutare opportunità di netting fra esposizioni infragruppo.
Gli strumenti di copertura utilizzati dal Gruppo sono prevalentemente contratti derivati plain vanilla (in particolare, forward, swap, opzioni su commodity, future e contratti per differenza). Alcuni di questi prodotti possono essere indicizzati a sottostanti diversi (carbone, gas, petrolio, CO_2, diverse geografie ecc.) e le formule possono essere studiate e adattate a seconda delle esigenze specifiche.
Enel inoltre svolge attività di proprietary trading con l'obiettivo di presidiare i mercati delle commodity energetiche di riferimento per il Gruppo. Tale attività consiste nell'assunzione di esposizioni sulle commodity energetiche (prodotti petroliferi, gas, carbone, certificati CO_2 ed energia elettrica) attraverso strumenti finanziari derivati e contratti fisici scambiati su mercati regolamentati e Over the Counter (OTC), ottimizzando il profitto grazie a operazioni effettuate sulla base delle aspettative di evoluzione dei mercati, sempre rispettando i limiti prefissati dalle analisi di rischiosità del portafoglio.

La seguente tabella espone il valore nozionale delle transazioni outstanding al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022, suddiviso per tipologia di strumento.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Contratti forward e future	44.307	114.128
Swap	7.694	11.271
Opzioni	1.407	504
Totale	**53.408**	**125.903**

Per maggiori dettagli si prega di far riferimento alla nota 51 "Derivati ed hedge accounting".

Analisi di sensitività del rischio di prezzo delle commodity

La seguente tabella presenta l'analisi di sensitività a cambiamenti ragionevolmente possibili nei prezzi delle commodity sottostanti il modello di valutazione considerati nello scenario alla stessa data, mantenendo tutte le altre variabili costanti.
L'impatto sul risultato prima delle imposte, in caso di un incremento del 15% e di un decremento del 15% dei prezzi delle commodity principali che compongono gli scenari dei combustibili e il paniere delle formule utilizzate nei contratti, è dovuto principalmente alla variazione del prezzo dell'energia, del gas e dei prodotti petroliferi e, in minor misura, della CO_2. L'impatto sul patrimonio netto, applicando gli stessi shift sulla curva dei prezzi, è dovuto principalmente alla variazione del prezzo dell'energia elettrica e delle commodity petrolifere e, in misura inferiore, della CO_2. L'esposizione del Gruppo a variazioni dei prezzi delle altre commodity non è materiale.

Milioni di euro	2023				
		Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)		Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)	
	Prezzo commodity	Incremento	Decremento	Incremento	Decremento
Variazioni nel fair value dei derivati su commodity di trading	15%	(39)	40	-	-
Variazioni nel fair value dei derivati su commodity designati come strumenti di copertura	15%	(19)	25	(442)	437

Credito e Controparte

Le operazioni commerciali, su commodity e di natura finanziaria espongono il Gruppo al rischio di credito, ovvero all'eventualità che un peggioramento del merito creditizio delle controparti o l'inadempimento degli obblighi contrattuali di pagamento determini l'interruzione dei flussi di cassa in entrata e l'aumento dei costi di incasso (rischio di regolamento), nonché minori flussi di ricavi dovuti alla sostituzione di operazioni originarie con analoghe negoziate a condizioni di mercato sfavorevoli (rischio di sostituzione). Si può incorrere inoltre in rischi reputazionali ed economici derivanti da un'esposizione significativa verso una singola controparte, gruppi di clienti correlati o controparti operanti nello stesso settore ovvero appartenenti alla stessa area geografica.

Pertanto, l'esposizione al rischio di credito e controparte è riconducibile alle seguenti tipologie di operatività:

- vendita e distribuzione di energia elettrica e gas nei mercati liberi e regolamentati e fornitura di beni e servizi (crediti commerciali verso terzi);
- attività di negoziazione che comportano uno scambio fisico od operazioni su strumenti finanziari (portafoglio commodity);
- attività di negoziazione di strumenti derivati, depositi bancari e più in generale di strumenti finanziari (portafoglio finanziario).

Allo scopo di perseguire la minimizzazione del rischio di credito e controparte, la gestione e il controllo delle esposizioni creditizie vengono effettuati a livello di Regione, Paese e Linea di Business Globale da unità organizzative diverse, assicurando in tal modo la necessaria segregazione tra attività di gestione e di controllo del rischio. Il monitoraggio dell'esposizione consolidata viene assicurato dalla Holding.

Inoltre, a livello di Gruppo è prevista, in tutte le principali Regioni, Paesi e Linee di Business Globali e a livello consolidato, l'applicazione di criteri omogenei per la misurazione, il monitoraggio e il controllo delle esposizioni creditizie commerciali, al fine di identificare tempestivamente i fenomeni degenerativi della qualità dei crediti in essere e delle eventuali azioni di mitigazione da implementare.

La politica di gestione del rischio di credito e controparte derivante da attività commerciali prevede la valutazione preliminare del merito creditizio delle controparti e l'adozione di strumenti di mitigazione quali l'acquisizione di garanzie reali o personali.

Inoltre, il Gruppo pone in essere operazioni di cessione dei crediti senza rivalsa (pro soluto), che danno luogo all'integrale eliminazione dal bilancio delle corrispondenti attività oggetto di cessione, essendo stati ritenuti trasferiti i rischi e i benefíci a esse connessi.

Con riferimento all'operatività finanziaria e su commodity, la mitigazione del rischio è perseguita attraverso un sistema di valutazione delle controparti omogeneo a livello di Gruppo, implementato anche a livello di Regione/Paese/Linea di Business Globale, nonché l'adozione di specifici framework contrattuali standardizzati che prevedono clausole di mitigazione del rischio (es: netting) ed eventualmente lo scambio di cash collateral.

Nonostante peggioramenti delle curve di incasso su alcuni segmenti di clientela di cui si è tenuto conto nella valutazione dell'impairment dei crediti commerciali, il portafoglio di Gruppo ha dimostrato – fino a oggi – resilienza al contesto macroeconomico e allo scenario prezzi attuale. Tutto ciò grazie a un rafforzamento dei canali di incasso digitali e a una solida diversificazione della customer base.

Crediti finanziari

Milioni di euro

	al 31.12.2023				
Staging	**Base per la rilevazione del fondo perdite attese**	**Loss rate medio (PD*LGD)**	**Valore contabile lordo**	**Fondo perdite attese**	**Valore netto**
Performing	12 m ECL	4,0%	6.664	264	6.400
Underperforming	Lifetime ECL	2,8%	321	9	312
Non-performing	Lifetime ECL	6,4%	594	38	556
Totale			**7.579**	**311**	**7.268**

Attività derivanti dai contratti con i clienti, crediti commerciali e altri crediti: valutazione individuale

Milioni di euro

	al 31.12.2023			
	Loss rate medio (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore netto
Attività da contratti con i clienti	**-**	**83**	**-**	**83**
Crediti commerciali				
Crediti commerciali non scaduti	0,5%	6.225	32	6.193
Crediti commerciali scaduti:				
- 1-30 giorni	2,0%	350	7	343
- 31-60 giorni	1,9%	103	2	101
- 61-90 giorni	5,3%	38	2	36
- 91-120 giorni	12,2%	41	5	36
- 121-150 giorni	13,2%	53	7	46
- 151-180 giorni	8,2%	49	4	45
- più di 180 giorni (credit impaired)	83,9%	1.474	1.236	238
Totale crediti commerciali		**8.333**	**1.295**	**7.038**
Altri crediti				
Altri crediti non scaduti	0,4%	1.690	7	1.683
Altri crediti scaduti:				
- 1-30 giorni	-	25	-	25
- 31-60 giorni	-	-	-	-
- 61-90 giorni	-	-	-	-
- 91-120 giorni	-	-	-	-
- 121-150 giorni	-	2	-	2
- 151-180 giorni	-	-	-	-
- più di 180 giorni (credit impaired)	2,7%	75	2	73
Totale altri crediti		**1.792**	**9**	**1.783**
TOTALE		**10.208**	**1.304**	**8.904**

Milioni di euro

	al 31.12.2022			
	Loss rate medio (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore netto
Attività da contratti con i clienti	**-**	**79**	**-**	**79**
Crediti commerciali				
Crediti commerciali non scaduti	0,7%	5.560	41	5.519
Crediti commerciali scaduti:				
- 1-30 giorni	1,0%	477	5	472
- 31-60 giorni	1,3%	75	1	74
- 61-90 giorni	2,8%	36	1	35
- 91-120 giorni	7,1%	28	2	26
- 121-150 giorni	12,5%	24	3	21
- 151-180 giorni	5,9%	51	3	48
- più di 180 giorni (credit impaired)	80,8%	1.629	1.317	312
Totale crediti commerciali		**7.880**	**1.373**	**6.507**
Altri crediti				
Altri crediti non scaduti	2,2%	1.401	31	1.370
Altri crediti scaduti:				
- 1-30 giorni	-	35	-	35
- 31-60 giorni	-	219	-	219
- 61-90 giorni	-	-	-	-
- 91-120 giorni	-	-	-	-
- 121-150 giorni	-	-	-	-
- 151-180 giorni	-	2	-	2
- più di 180 giorni (credit impaired)	16,3%	147	24	123
Totale altri crediti		**1.804**	**55**	**1.749**
TOTALE		**9.763**	**1.428**	**8.335**

Attività derivanti dai contratti con i clienti, crediti commerciali e altri crediti: valutazione collettiva

Milioni di euro

	al 31.12.2023			
	Loss rate medio (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore netto
Attività da contratti con i clienti	**1,3%**	**150**	**2**	**148**
Crediti commerciali				
Crediti commerciali non scaduti	2,9%	8.322	239	8.083
Crediti commerciali scaduti:				
- 1-30 giorni	2,6%	802	21	781
- 31-60 giorni	44,3%	70	31	39
- 61-90 giorni	19,5%	210	41	169
- 91-120 giorni	25,8%	132	34	98
- 121-150 giorni	50,8%	132	67	65
- 151-180 giorni	52,9%	119	63	56
- più di 180 giorni (credit impaired)	57,9%	3.428	1.984	1.444
Totale crediti commerciali		**13.215**	**2.480**	**10.735**
Altri crediti				
Altri crediti non scaduti	-	604	-	604
Altri crediti scaduti:				
- 1-30 giorni	66,7%	3	2	1
- 31-60 giorni	-	-	-	-
- 61-90 giorni	-	-	-	-
- 91-120 giorni	-	-	-	-
- 121-150 giorni	-	-	-	-
- 151-180 giorni	-	2	-	2
- più di 180 giorni (credit impaired)	50,0%	2	1	1
Totale altri crediti		**611**	**3**	**608**
TOTALE		**13.976**	**2.485**	**11.491**

Milioni di euro

	al 31.12.2022			
	Loss rate medio (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore netto
Attività da contratti con i clienti	**4,3%**	**46**	**2**	**44**
Crediti commerciali				
Crediti commerciali non scaduti	2,4%	7.698	187	7.511
Crediti commerciali scaduti:				
- 1-30 giorni	2,6%	535	14	521
- 31-60 giorni	42,3%	123	52	71
- 61-90 giorni	24,0%	275	66	209
- 91-120 giorni	29,0%	186	54	132
- 121-150 giorni	35,6%	146	52	94
- 151-180 giorni	45,0%	129	58	71
- più di 180 giorni (credit impaired)	56,4%	3.416	1.927	1.489
Totale crediti commerciali		**12.508**	**2.410**	**10.098**
Altri crediti				
Altri crediti non scaduti	-	251	-	251
Altri crediti scaduti:				
- 1-30 giorni	50,0%	2	1	1
- 31-60 giorni	-	-	-	-
- 61-90 giorni	-	-	-	-
- 91-120 giorni	-	-	-	-
- 121-150 giorni	-	-	-	-
- 151-180 giorni	-	-	-	-
- più di 180 giorni (credit impaired)	-	-	-	-
Totale altri crediti		**253**	**1**	**252**
TOTALE		**12.807**	**2.413**	**10.394**

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità si manifesta come incertezza sulla capacità del Gruppo di adempiere alle proprie obbligazioni, associate a passività finanziarie che sono regolate tramite la cassa o altre attività finanziarie.
Enel gestisce il rischio di liquidità attuando opportune misure tese a garantire un adeguato livello di risorse finanziarie liquide, minimizzandone il relativo costo opportunità e mantenendo una struttura del debito equilibrata in termini di scadenze e fonti di finanziamento.
Nel breve termine, il rischio di liquidità è mitigato garantendo un adeguato livello di risorse incondizionatamente disponibili, ivi comprese le disponibilità di cassa e i depositi a breve termine, le linee di credito committed disponibili e il portafoglio di attività altamente liquide.
Nel lungo termine, il rischio di liquidità è mitigato garantendo un profilo equilibrato di scadenze del debito e l'accesso a diverse fonti di finanziamento in termini di mercati, valute e controparti.
La mitigazione del rischio di liquidità consente al Gruppo di mantenere un profilo di merito creditizio che garantisce l'accesso al mercato dei capitali e limiti il costo delle fonti di finanziamento, con conseguenti effetti positivi sulla sua situazione economica, patrimoniale e finanziaria.

Il Gruppo ha a disposizione le seguenti linee di credito e commercial paper non utilizzate.

Milioni di euro	al 31.12.2023		al 31.12.2022	
	Con scadenza entro un anno	Con scadenza oltre un anno	Con scadenza entro un anno	Con scadenza oltre un anno
Linee di credito committed	823	19.040	355	19.122
Linee di credito uncommitted	734	-	980	-
Commercial paper	15.027	-	3.847	-
Totale	**16.584**	**19.040**	**5.182**	**19.122**

Analisi delle scadenze

La tabella seguente riassume il profilo temporale del piano di rimborsi dell'indebitamento finanziario lordo a lungo e a breve termine del Gruppo al 31 dicembre 2023.

Milioni di euro	Quota con scadenza nel						
	Meno di tre mesi	Tra tre mesi e un anno	2025	2026	2027	2028	Oltre
Indebitamento finanziario lordo a lungo termine							
Obbligazioni:							
- tasso fisso quotate	-	4.686	3.425	3.838	3.764	946	12.504
- tasso variabile quotate	186	437	342	435	221	117	884
- tasso fisso non quotate	-	1.357	1.351	1.126	2.448	2.023	9.824
- tasso variabile non quotate	-	97	97	97	97	-	40
Totale obbligazioni	**186**	**6.577**	**5.215**	**5.496**	**6.530**	**3.086**	**23.252**
Finanziamenti bancari:							
- tasso fisso	63	790	231	413	730	1.006	589
- tasso variabile	126	1.013	1.479	2.489	1.140	1.410	4.972
- uso linee di credito revolving	-	-	23	-	18	-	-
Totale finanziamenti bancari	**189**	**1.803**	**1.733**	**2.902**	**1.888**	**2.416**	**5.561**
Leasing:							
- tasso fisso	76	180	267	243	200	166	1.720
- tasso variabile	3	9	14	9	3	3	12
Totale leasing	**79**	**189**	**281**	**252**	**203**	**169**	**1.732**
Altri finanziamenti non bancari[(1)]:							
- tasso fisso	24	39	70	69	44	8	172
- tasso variabile	-	-	14	-	-	-	-
Totale altri finanziamenti non bancari	**24**	**39**	**84**	**69**	**44**	**8**	**172**
Totale indebitamento finanziario lordo a lungo termine	**478**	**8.608**	**7.313**	**8.719**	**8.665**	**5.679**	**30.717**
Indebitamento finanziario lordo a breve termine							
Debiti verso banche a breve termine	101	292	-	-	-	-	-
Commercial paper	2.499	-	-	-	-	-	-
Cash collateral su derivati e altri finanziamenti	1.383	-	-	-	-	-	-
Altri debiti finanziari a breve termine[(2)]	489	6	-	-	-	-	-
Totale indebitamento finanziario lordo a breve termine	**4.472**	**298**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
TOTALE INDEBITAMENTO FINANZIARIO LORDO	**4.950**	**8.906**	**7.313**	**8.719**	**8.665**	**5.679**	**30.717**

(1) Include gli "Altri debiti finanziari non correnti" esposti nella voce "Altre passività finanziarie non correnti" dello Stato patrimoniale.
(2) Include gli "Altri debiti finanziari correnti" ricompresi nelle "Altre passività finanziarie correnti" dello Stato patrimoniale.

Impegni per l'acquisto delle commodity

Nel corso dello svolgimento del proprio business il Gruppo Enel ha sottoscritto contratti per l'acquisto di una specifica quantità di commodity a una certa data futura ma aventi le caratteristiche di uso proprio per poter rientrare nella cosiddetta "own use exemption" prevista dall'IFRS 9.

La seguente tabella riporta l'analisi dei flussi di cassa non attualizzati in relazione agli impegni outstanding al 31 dicembre 2023.

Milioni di euro					
	al 31.12.2023	2023-2026	2027-2031	2032-2036	Oltre
Impegni per acquisti di commodity:					
- energia elettrica	63.422	13.820	18.167	12.420	19.015
- combustibili	47.666	11.998	23.399	8.802	3.467
Totale	**111.088**	**25.818**	**41.566**	**21.222**	**22.482**

50. Compensazione di attività e passività finanziarie

Si fa presente che al 31 dicembre 2023 non sono presenti posizioni compensate tra le attività e le passività iscritte in bilancio in quanto la policy adottata dal Gruppo Enel non prevede la regolazione netta delle attività e passività finanziarie.

51. Derivati ed hedge accounting

Le tabelle seguenti espongono il valore nozionale e il fair valute dei derivati attivi e passivi, qualificati come strumenti di copertura o valutati al FVTPL, classificati in base alla tipologia di relazione di copertura e di rischio coperto e suddivisi in correnti e non correnti.

Il valore nozionale di un contratto derivato è l'ammontare in base al quale i flussi di cassa sono scambiati. Questo importo può essere espresso sia in termini di valore monetario sia in termini di quantità (quali, per esempio, tonnellate convertite in euro moltiplicando il valore nozionale per il prezzo fissato). Gli importi denominati in valute diverse dall'euro sono convertiti in euro applicando i tassi di cambio ufficiali di fine periodo forniti da World Markets Refinitiv (WMR) Company.

Milioni di euro	Non correnti				Correnti			
	Nozionale		Fair value		Nozionale		Fair value	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
DERIVATI ATTIVI								
Derivati di fair value hedge:								
- tassi	556	154	101	22	-	-	-	-
- cambi	90	99	12	15	-	-	-	-
Totale	**646**	**253**	**113**	**37**	**-**	**-**	**-**	**-**
Derivati di cash flow hedge:								
- tassi	4.090	4.949	174	336	54	9	1	-
- cambi	11.060	16.955	1.007	1.854	4.393	4.053	145	389
- commodity	4.094	4.321	883	1.270	5.560	7.416	1.818	2.366
Totale	**19.244**	**26.225**	**2.064**	**3.460**	**10.007**	**11.478**	**1.964**	**2.755**
Derivati di trading:								
- tassi	-	-	-	-	-	-	-	-
- cambi	84	19	1	1	1.734	3.640	24	74
- commodity	858	1.774	205	472	17.511	49.253	4.419	12.001
Totale	**942**	**1.793**	**206**	**473**	**19.245**	**52.893**	**4.443**	**12.075**
TOTALE DERIVATI ATTIVI	**20.832**	**28.271**	**2.383**	**3.970**	**29.252**	**64.371**	**6.407**	**14.830**

Milioni di euro	Non correnti				Correnti			
	Nozionale		Fair value		Nozionale		Fair value	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
DERIVATI PASSIVI								
Derivati di fair value hedge:								
- tassi	675	1.603	27	92	554	-	17	-
- cambi	929	813	78	99	-	185	-	-
Totale	**1.604**	**2.416**	**105**	**191**	**554**	**185**	**17**	**-**
Derivati di cash flow hedge:								
- tassi	1.897	890	91	59	100	150	-	1
- cambi	11.173	11.956	1.830	1.640	4.785	3.798	332	176
- commodity	3.075	6.403	1.143	3.417	4.696	9.556	1.627	4.322
Totale	**16.145**	**19.249**	**3.064**	**5.116**	**9.581**	**13.504**	**1.959**	**4.499**
Derivati di trading:								
- tassi	-	-	-	-	100	100	29	23
- cambi	67	52	1	1	1.807	2.096	28	34
- commodity	921	1.281	203	587	16.693	45.899	4.428	11.585
Totale	**988**	**1.333**	**204**	**588**	**18.600**	**48.095**	**4.485**	**11.642**
TOTALE DERIVATI PASSIVI	**18.737**	**22.998**	**3.373**	**5.895**	**28.735**	**61.784**	**6.461**	**16.141**

51.1 Derivati designati come strumenti di copertura

I contratti derivati sono rilevati inizialmente al fair value, alla data di negoziazione del contratto, e successivamente sono rimisurati al loro fair value. Il metodo di rilevazione degli utili e delle perdite relativi a un derivato è dipendente dalla designazione dello stesso quale strumento di copertura, e in tal caso dalla natura dell'elemento coperto.

L'hedge accounting è applicato ai contratti derivati stipulati al fine di ridurre i rischi di tasso di interesse, rischio di cambio e rischio di prezzo delle commodity (ivi inclusi i Virtual PPAs) quando sono rispettati tutti i criteri previsti dall'IFRS 9.

All'inception della transazione, il Gruppo deve documentare la relazione di copertura distinguendo tra strumenti di copertura ed elementi coperti, nonché tra strategia e obiettivi di risk management. Inoltre, la Società documenta, all'inception e successivamente su base sistematica, la propria valutazione in base alla quale gli strumenti di copertura risultano altamente efficaci a compensare le variazioni di fair value e dei flussi di cassa degli elementi coperti.

Per le transazioni altamente probabili designate come elementi coperti di una relazione di cash flow hedge, il Gruppo valuta e documenta il fatto che tali operazioni sono altamente probabili e presentano un rischio di variazione dei flussi finanziari che impatta sul Conto economico.

In relazione alla natura dei rischi cui è esposto, il Gruppo designa i derivati come strumenti di copertura in una delle seguenti relazioni di copertura:

- fair value hedge; o
- cash flow hedge.

Per maggiori dettagli sulla natura e l'entità dei rischi derivanti dagli strumenti finanziari cui il Gruppo è esposto si rimanda alla nota 49 "Risk management".

Affinché una relazione di copertura risulti efficace deve soddisfare i seguenti criteri:

- esistenza di una relazione economica tra lo strumento di copertura e l'elemento coperto;
- l'effetto del rischio di credito non prevale sulle variazioni di valore risultanti dalla relazione economica;
- l'hedge ratio definito al momento della designazione iniziale risulta pari a quello utilizzato a fini di gestione del rischio (ovvero stessa quantità dell'elemento coperto che l'entità effettivamente copre e stessa quantità dello strumento di copertura che l'entità effettivamente utilizza per coprire l'elemento coperto).

In base ai requisiti dell'IFRS 9, l'esistenza di una relazione economica è verificata dal Gruppo mediante un'analisi qualitativa o un calcolo quantitativo, in base alle circostanze seguenti:

- se il rischio sottostante dello strumento di copertura e dell'elemento coperto è lo stesso, l'esistenza di una relazione economica sarà dimostrata mediante un'analisi qualitativa;
- diversamente, se il rischio sottostante dello strumento di copertura e dell'elemento coperto non è lo stesso, l'esistenza di una relazione economica sarà dimostrata attraverso un metodo quantitativo oltre all'analisi qualitativa sulla natura della relazione economica (ovvero regressione lineare).

Per dimostrare che l'andamento dello strumento di copertura è in linea con quello dell'elemento coperto, saranno analizzati diversi scenari.

Per la copertura del rischio di prezzo delle commodity, l'esistenza di una relazione economica si desume da una matrice di *ranking* che definisce, per ciascuna possibile componente di rischio, un set di tutti i derivati standard disponibili sul mercato classificati in base alla loro efficacia nella copertura del rischio considerato.
Al fine di valutare gli effetti del rischio di credito, il Gruppo valuta l'esistenza di misure di mitigazione del rischio (costituzione di garanzie, break up clause, master netting agreement ecc.).

Il Gruppo ha stabilito un hedge ratio di 1:1 per tutte le relazioni di copertura (inclusa la copertura del rischio di prezzo su commodity) per cui il rischio sottostante il derivato di copertura è identico al rischio coperto, al fine di ridurre al minimo l'inefficacia della copertura.
L'inefficacia della copertura è valutata mediante un'analisi qualitativa o un calcolo quantitativo, a seconda delle circostanze:

- se i critical term dell'elemento coperto e dello strumento di copertura corrispondono e non si rilevano ulteriori fonti di inefficacia incluso il credit risk adjustment sul derivato di copertura, la relazione di copertura è considerata pienamente efficace sulla base di un'analisi qualitativa;
- se i critical term dell'elemento coperto e dello strumento di copertura non corrispondono o si rileva almeno una fonte di inefficacia, l'inefficacia della copertura sarà quantificata applicando il metodo del "dollar offset" cumulativo usando il derivato ipotetico. Tale metodo confronta le variazioni di fair value dello strumento di copertura e del derivato ipotetico tra la data di riferimento del bilancio e la data di inizio della copertura.

Le principali cause di inefficacia delle coperture possono essere le seguenti:

- basis difference (ovvero i fair value o flussi finanziari dell'elemento coperto dipendono da una variabile diversa dalla variabile che causa la variazione del fair value o dei flussi finanziari nello strumento di copertura);
- differenze di timing (ovvero l'elemento coperto e lo strumento di copertura si verificano o sono regolati a date diverse);
- differenze di quantità o di importo nozionale (ovvero l'elemento coperto e lo strumento di copertura si basano su quantità o importi nozionali diversi);
- altri rischi (ovvero le variazioni del fair value o dei flussi finanziari di uno strumento di copertura o elemento coperto sono collegate a rischi diversi dal rischio specifico oggetto di copertura);
- rischio di credito (ovvero il rischio di credito di controparte impatta diversamente sulle variazioni del fair value degli strumenti di copertura e dell'elemento coperto).

Fair value hedge
Il fair value hedge è principalmente utilizzato dal Gruppo per la copertura delle variazioni del fair value di passività o impegni irrevocabili, che sono attribuibili a un rischio specifico e potrebbero impattare il Conto economico.
Le variazioni di fair value di derivati che si qualificano e sono designati come strumenti di copertura sono rilevate a Conto economico, coerentemente con le variazioni di fair value dell'elemento coperto che sono attribuibili al rischio coperto.
Se la copertura non soddisfa più i criteri per l'applicazione dell'hedge accounting, l'adeguamento del valore contabile dell'elemento coperto, per il quale viene utilizzato il metodo del tasso di interesse effettivo, è ammortizzato a Conto economico lungo la vita residua dell'elemento coperto.

Cash flow hedge
Il cash flow hedge è applicato con l'intento di coprire il Gruppo dall'esposizione al rischio di variazioni dei flussi di cassa attesi attribuibili a un rischio specifico associato a un'attività, una passività o una transazione prevista altamente probabile che potrebbe impattare il Conto economico.
La quota efficace delle variazioni del fair value dei derivati, che sono designati e si qualificano di cash flow hedge, è rilevata a patrimonio netto tra le "altre componenti di Conto economico complessivo (OCI)". L'utile o la perdita relativa alla quota di inefficacia sono rilevati immediatamente a Conto economico.
Gli importi rilevati a patrimonio netto sono rilasciati a Conto economico nel periodo in cui l'elemento coperto impatta il Conto economico (per esempio quando si verifica la vendita attesa oggetto di copertura).
Se l'elemento coperto comporta l'iscrizione di un'attività non finanziaria (ovvero terreni, impianti e macchinari o magazzino ecc.) o di una passività non finanziaria, o di una transazione prevista altamente probabile oggetto di copertura relativa a una attività o passività non finanziaria diventa un impegno irrevocabile cui si applica il fair value hedge, l'importo cumulato a patrimonio netto (ovvero riserva cash flow) sarà stornato e incluso nel valore iniziale (ovvero costo o altro valore contabile) dell'attività o passività coperte (ovvero "basis adjustment").
Quando uno strumento di copertura giunge a scadenza o è venduto, oppure quando la copertura non soddisfa più i criteri per l'applicazione dell'hedge accounting, gli utili e le perdite cumulati rilevati a patrimonio netto fino a tale momento rimangono sospesi a patrimonio netto e saranno rilevati a Conto economico quando la transazione futura sarà definitivamente rilevata a Conto economico. Quando una transazione prevista non è più ritenuta probabile, gli utili o perdite rilevati a patrimonio netto sono rilasciati immediatamente a Conto economico.
Per le relazioni di copertura che utilizzano i forward come strumento di copertura, in cui solo la variazione di valore

dell'elemento spot è designata come strumento di copertura, la contabilizzazione dei punti forward (a Conto economico piuttosto che OCI) viene definita caso per caso. Tale approccio è applicato dal Gruppo per la copertura del rischio di cambio sugli investimenti delle società operanti nel business delle rinnovabili.
Diversamente, nei rapporti di copertura che utilizzano il cross currency interest rate swap come strumento di copertura, il Gruppo separa i basis spread della valuta estera, nella designazione del derivato di copertura, e li rileva nel Conto economico complessivo (OCI) come costi di hedging.
Con specifico riferimento alle coperture di cash flow hedge del rischio di prezzo delle commodity, allo scopo di migliorare la coerenza delle stesse alla strategia di risk management, il Gruppo Enel applica un approccio dinamico di hedge accounting basato su specifici requisiti di liquidità (c.d. "Liquidity Based Approach").
Tale approccio richiede di designare le coperture mediante l'utilizzo dei derivati più liquidi disponibili sul mercato e di sostituirli con altri, più efficaci nella copertura del rischio in oggetto.
Coerentemente con la strategia di risk management, il Liquidity Based Approach consente il roll-over di un derivato attraverso la sostituzione dello stesso con un nuovo derivato, non solo in caso di scadenza, ma anche nel corso della relazione di copertura, se e solo se il nuovo derivato soddisfa entrambi i seguenti requisiti:

- rappresenta una best proxy rispetto al vecchio derivato, in termini di ranking; e
- soddisfa specifici requisiti di liquidità.

Il soddisfacimento dei predetti requisiti è verificato trimestralmente.
Alla data del roll-over, la relazione di copertura non viene discontinuata. Pertanto, a partire da tale data, le variazioni di fair value efficaci del nuovo derivato dovranno essere rilevate in contropartita al patrimonio netto (ovvero riserva di cash flow hedge), mentre le variazioni di fair value del vecchio derivato dovranno essere rilevate a Conto economico.

Riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse – "riforma IBOR"

Overview

Gli indici di riferimento basati sui mercati interbancari (Interbank Offered Rates, "IBOR") rappresentano tassi di riferimento ai quali le banche possono prendere in prestito fondi nel mercato interbancario su base non garantita, per un dato periodo che va dall'overnight ai 12 mesi, in una determinata divisa.
Negli anni recenti ci sono stati vari casi di manipolazione di tali tassi da parte delle banche che contribuiscono al loro calcolo, e per questa ragione gli enti regolatori nel mondo hanno iniziato una fondamentale riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse, che include la sostituzione di alcuni indici di riferimento con tassi di riferimento alternativi privi di rischio ("riforma IBOR").
La principale esposizione del Gruppo agli IBOR è basata su Euribor.
L'Euribor è ancora considerato in linea con l'European Benchmarks Regulation (BMR) e questo consente ai partecipanti al mercato di continuare a utilizzarlo sia per i contratti esistenti sia per quelli nuovi.
In linea con le più recenti pubblicazioni su questo tema da parte dei maggiori enti regolatori gli indici USD LIBOR 1 mese, 3 mesi e 6 mesi sono diventati non rappresentativi dopo il 30 giugno 2023 e il tasso di riferimento alternativo è attualmente il Secured Overnight Financing Rate (SOFR).
In conseguenza della riforma IBOR sono state previste alcune deroghe temporanee alle regole sulle relazioni di copertura in attuazione delle modifiche all'IFRS 9 emesse a settembre 2019 (fase 1) e ad agosto 2020 (fase 2) per indirizzare, rispettivamente:

- tematiche ante sostituzione che impattano l'informativa finanziaria nel periodo che precede la sostituzione di un indice di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse esistente con un tasso alternativo pressoché privo di rischio (fase 1); e
- tematiche post-sostituzione che potrebbero impattare l'informativa finanziaria quando un indice di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse esistente è riformato o sostituito e dunque quando non c'è più l'incertezza iniziale, ma i contratti e le relazioni di copertura devono ancora essere aggiornate per riflettere i nuovi tassi di riferimento (fase 2).

Impatto della riforma IBOR sul Gruppo

In un contesto di incertezza che riguarda la transizione IBOR nei vari Paesi, il Gruppo ha definito il perimetro globale, in termini di numerosità e di valore nominale, dei contratti impattati dalla riforma. Inoltre, alcune modifiche contrattuali sono già state effettuate precedentemente nei contratti indicizzati al GBP LIBOR nel corso del 2021 e altre sono state implementate durante il 2023, considerando che, come già riportato, gli indici USD LIBOR sono diventati non rappresentativi dopo il 30 giugno 2023.

Debiti e derivati

Il Gruppo detiene debito a tasso variabile principalmente indicizzato all'Euribor che è quasi interamente coperto attraverso strumenti finanziari derivati per scopi di gestione del rischio.
Alla data di riferimento del bilancio non ci sono azioni pianificate dal Gruppo con riguardo all'Euribor poiché, come sopra esposto, questo indice è stato interamente riformato per essere in linea con la European Union Benchmarks Regulation. Nonostante la continuità sull'Euribor, clausole di sostituzione potrebbero essere richieste e dunque potrebbero essere implementate dal Gruppo all'interno dei nuovi contratti in accordo con l'evoluzione delle migliori pratiche di mercato.

Durante il 2023 il Gruppo ha stipulato nuovi prestiti in dollari indicizzati al SOFR e si è focalizzato sul processo di implementazione delle opportune modifiche per variare tutte le esposizioni dallo USD LIBOR a USD SOFR.
Gli strumenti derivati del Gruppo sono gestiti tramite contratti principalmente basati su accordi quadro definiti dall'ISDA (International Swaps and Derivatives Association).
L'ISDA ha rivisto i suoi contratti standardizzati alla luce della riforma IBOR e modificato le scelte relative ai tassi variabili all'interno delle definizioni ISDA del 2006 per includere clausole di sostituzione applicabili alla dismissione permanente di specifici indici di riferimento chiave; questi cambiamenti sono divenuti efficaci il 25 gennaio 2021. Le transazioni incorporate nelle definizioni ISDA del 2006 effettuate il 25 gennaio 2021, o successivamente, includono le scelte sui tassi variabili rettificate (per esempio la scelta sul tasso variabile con la clausola di sostituzione), mentre le altre transazioni concluse *ante* tale data (c.d. "contratti derivati precedenti") continuano a essere basate sulle definizioni ISDA del 2006.
Per questo motivo l'ISDA ha pubblicato un protocollo IBOR di sostituzione per facilitare le modifiche multilaterali così da includere le definizioni rettificate.
Con riferimento all'Euribor il Gruppo sta valutando se: (i) aderire o meno al suddetto protocollo, in base alla sua esposizione e all'evoluzione della riforma IBOR, oppure (ii) rettificare in anticipo con accordi bilaterali i contratti impattati dalla riforma.

Relazioni di copertura

Alla data di riferimento del bilancio gli elementi coperti e gli strumenti di copertura sono principalmente indicizzati a Euribor, SOFR e SONIA.
Il Gruppo ha valutato l'impatto dell'incertezza dovuta alla riforma IBOR sulle relazioni di copertura al 31 dicembre 2023 con riferimento sia agli strumenti di copertura sia agli elementi coperti. Sia gli elementi coperti sia gli strumenti di copertura hanno cambiato la parametrizzazione passando da indici di riferimento basati su mercati interbancari (IBOR) a tassi sostitutivi di riferimento pressoché privi di rischio (RFR) come risultato delle modifiche contrattuali entrate in vigore.
In particolare, il Gruppo, allo scopo di gestire l'incertezza che riguarda sia gli strumenti di copertura sia gli elementi coperti indicizzati all'USD LIBOR, fino al 30 giugno 2023 ha continuato ad applicare le deroghe temporanee previste dalle modifiche all'IFRS 9 emesse a settembre 2019 (fase 1). Si è quindi ritenuto che gli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse su cui sono basati i flussi di cassa degli elementi coperti o degli strumenti di copertura non si modificassero come conseguenza della riforma IBOR. La deroga è stata applicata relativamente ai seguenti requisiti delle relazioni di copertura:

- determinare se una transazione attesa è altamente probabile;
- stabilire se i flussi di cassa futuri coperti si verificheranno in una relazione cessata di copertura di tipo cash flow hedge;
- valutare la relazione economica tra l'elemento coperto e lo strumento di copertura.

Le relazioni di copertura impattate avrebbero potuto incorrere in un'inefficacia attribuibile a differenti sostituzioni di indici di riferimento esistenti con tassi di riferimento alternativi pressoché privi di rischio. Al fine di evitare questo rischio, il Gruppo ha lavorato per implementare tali sostituzioni nello stesso momento.
Inoltre, nel 2023, il Gruppo ha modificato il riferimento all'USD LIBOR nei suoi strumenti di copertura su tasso di interesse utilizzati nelle relazioni di copertura di tipo cash flow hedge, sostituendolo con il nuovo indice di riferimento SOFR, economicamente equivalente. Di conseguenza, il Gruppo non applica più a queste relazioni di copertura le modifiche all'IFRS 9 emesse a settembre 2019 (fase 1) e sta applicando le modifiche all'IFRS 9 emesse ad agosto 2020 (fase 2), modificando la designazione formale della relazione di copertura come richiesto dalla riforma IBOR e senza considerare tale evento come una cessazione della relazione di copertura.
Inoltre, per le relazioni di copertura di tipo cash flow hedge, nel modificare la descrizione dell'elemento coperto nella relazione di copertura, gli importi accumulati nella riserva di cash flow hedge sono stati considerati basati sull'indice di riferimento alternativo su cui sono determinati i futuri flussi di cassa coperti.

51.1.1 Relazione di copertura per tipologia di rischio coperto

Rischio di tasso di interesse

La tabella seguente espone il valore nozionale e il tasso di interesse medio degli strumenti di copertura sul rischio di tasso di interesse delle transazioni in essere al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022 distinti per scadenza.

Milioni di euro	Maturity						
	2024	2025	2026	2027	2028	Oltre	Totale
Al 31.12.2023							
Interest rate swap							
Totale valore nozionale	708	564	879	1.975	19	3.781	7.926
Valore nozionale relativo a IRS in EUR	608	564	636	1.532	19	3.141	6.500
Tasso di interesse medio IRS in EUR	4,56	1,92	2,12	3,38	0,86	2,37	
Valore nozionale relativo a IRS in USD	46	-	-	444	-	210	700
Tasso di interesse medio IRS in USD	0,70			3,28		5,05	

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value degli strumenti di copertura sul rischio di tasso di interesse, delle transazioni in essere al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022, suddivisi per tipologia di elemento coperto.

Milioni di euro		Fair value		Nozionale	Fair value		Nozionale
		Attività	Passività		Attività	Passività	
Strumento di copertura	**Elemento coperto**	**al 31.12.2023**			**al 31.12.2022**		
Fair value hedge							
Interest rate swap	Finanziamenti/Obbligazioni a tasso variabile	98	-	544	20	(2)	518
Interest rate swap	Finanziamenti/Obbligazioni a tasso fisso	3	(44)	1.241	2	(90)	1.239
Cash flow hedge							
Interest rate swap	Obbligazioni a tasso variabile	12	(49)	1.040	29	(44)	1.190
Interest rate swap	Crediti finanziari a tasso variabile	-	(7)	145	-	(9)	162
Interest rate swap	Finanziamenti a tasso variabile	163	(35)	4.956	307	(7)	4.646
Totale		**276**	**(135)**	**7.926**	**358**	**(152)**	**7.755**

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di tasso di interesse al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022 suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
Derivati	**al 31.12.2023**	**al 31.12.2022**	**al 31.12.2023**	**al 31.12.2022**	**al 31.12.2023**	**al 31.12.2022**	**al 31.12.2023**	**al 31.12.2022**
Fair value hedge								
Interest rate swap	556	154	101	22	1.229	1.603	(44)	(92)
Totale	**556**	**154**	**101**	**22**	**1.229**	**1.603**	**(44)**	**(92)**
Cash flow hedge								
Interest rate swap	4.144	4.958	175	336	1.997	1.040	(91)	(60)
Totale	**4.144**	**4.958**	**175**	**336**	**1.997**	**1.040**	**(91)**	**(60)**
TOTALE DERIVATI SUL TASSO DI INTERESSE	**4.700**	**5.112**	**276**	**358**	**3.226**	**2.643**	**(135)**	**(152)**

Il valore nozionale complessivo dei contratti derivati classificati come strumenti di copertura, risulta al 31 dicembre 2023 pari a 7.926 milioni di euro e il corrispondente fair value positivo è pari a 141 milioni di euro.

Rispetto al 31 dicembre 2022 il valore nozionale evidenzia un incremento di 171 milioni di euro, conseguente principalmente:

- alla naturale scadenza di interest rate swap per 159 milioni di euro;
- alla chiusura anticipata di strumenti Interest Rate Swap per un valore di 150 milioni di euro, in seguito al rimborso anticipato del relativo sottostante;
- a nuovi interest rate swap per 800 milioni di euro;
- alla riduzione del nozionale degli interest rate swap di tipo amortizing per un ammontare pari a 320 milioni di euro.

Il peggioramento del fair value, pari a 65 milioni di euro, è dovuto principalmente all'andamento della curva dei tassi di interesse.

Derivati di fair value hedge

La tabella seguente espone gli utili e le perdite nette rilevati a Conto economico, relativi ai derivati di fair value hedge e all'elemento coperto attribuibili al rischio di tasso di interesse sia per il 2023 sia per l'anno precedente.

Milioni di euro	2023	2022
	Utili/(Perdite) netti	**Utili/(Perdite) netti**
Strumenti di copertura su tassi di interesse	125	(84)
Elemento coperto	(132)	75
Inefficacia	**(7)**	**(9)**

La tabella seguente espone l'impatto dei derivati di fair value hedge su tasso di interesse nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022.

Milioni di euro	al 31.12.2023			al 31.12.2022		
	Valore nozionale	Valore contabile	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Valore nozionale	Valore contabile	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo
Interest rate swap	1.785	57	57	1.757	(70)	(70)

La tabella successiva espone l'impatto dell'elemento coperto delle relazioni di fair value hedge nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022.

Milioni di euro	al 31.12.2023			al 31.12.2022		
	Valore contabile	Adeguamento cumulato del fair value dell'elemento coperto	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Valore contabile	Adeguamento cumulato del fair value dell'elemento coperto	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo
Finanziamenti a tasso fisso	1.186	(43)	44	1.138	(89)	(79)
Obbligazioni a tasso fisso	14	2	(2)	14	2	(2)
Obbligazioni a tasso variabile	671	41	(107)	576	(16)	(18)
Totale	**1.871**	**-**	**(65)**	**1.728**	**(103)**	**(99)**

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri relativi ai derivati di cash flow hedge sul rischio di tasso di interesse.

Milioni di euro	Fair value	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
	al 31.12.2023	2024	2025	2026	2027	2028	Oltre
Derivati di cash flow hedge su tasso di interesse							
Derivati attivi (fair value positivo)	175	86	29	19	14	12	28
Derivati passivi (fair value negativo)	(91)	(8)	(21)	(20)	(17)	(13)	(22)

La tabella seguente espone l'impatto dei derivati di cash flow hedge su tasso di interesse nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022.

Milioni di euro	al 31.12.2023			al 31.12.2022		
	Valore nozionale	Valore contabile	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Valore nozionale	Valore contabile	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo
Interest rate swap	6.141	84	84	5.998	276	276

La tabella successiva espone l'impatto dell'elemento coperto delle relazioni di cash flow hedge nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022.

Milioni di euro	al 31.12.2023					al 31.12.2022				
	Fair value dell'elemento coperto utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Fair value a P&L di derivati designati in CFH successivamente alla rilevazione iniziale	Riserva cash flow hedge	Riserva costi di hedging	Quota inefficace del valore contabile dei derivati di CFH	Fair value dell'elemento coperto utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Fair value a P&L di derivati designati in CFH successivamente alla rilevazione iniziale	Riserva cash flow hedge	Riserva costi di hedging	Quota inefficace del valore contabile dei derivati di CFH
Obbligazioni a tasso variabile	37	–	(37)	–	–	15	–	(15)	–	–
Crediti finanziari a tasso variabile	7	–	(7)	–	–	9	–	(9)	–	–
Finanziamenti a tasso variabile	(149)	(20)	149	–	(1)	(327)	(28)	326	–	2
Totale	**(105)**	**(20)**	**105**	**–**	**(1)**	**(303)**	**(28)**	**302**	**–**	**2**

Rischio tasso di cambio

La tabella seguente mostra il profilo di scadenza del valore nozionale e relativo tasso di cambio medio contrattuale degli strumenti di copertura sul rischio di tasso di cambio delle transazioni in essere al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022:

Milioni di euro	Maturity						
	2024	2025	2026	2027	2028	Oltre	Totale
Al 31.12.2023							
Cross currency interest rate swap							
Totale valore nozionale CCIRS	4.562	2.577	1.222	2.337	2.037	13.386	26.121
Valore nozionale CCIRS EUR/USD	2.213	2.036	1.132	1.560	2.037	9.102	18.080
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/USD	1,13	1,07	1,07	1,10	1,18	1,15	
Valore nozionale CCIRS EUR/GBP	981	–	–	577	–	3.856	5.414
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/GBP	0,88			0,90		0,82	
Valore nozionale CCIRS EUR/CHF	242	–	–	140	–	–	382
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/CHF	1,07			1,21			
Valore nozionale CCIRS USD/BRL	279	231	91	–	–	387	988
Tasso di cambio contrattuale medio USD/BRL	5,50	5,22	5,30			4,13	
Valore nozionale CCIRS EUR/BRL	445	231	–	60	–	–	736
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/BRL	6,25	6,05		3,92			
Currency forward							
Totale valore nozionale forward	4.616	1.186	507	–	–	–	6.309
Valore nozionale - currency forward EUR/USD	3.144	1.042	507	–	–	–	4.693
Tasso di cambio contrattuale medio forward - EUR/USD	1,10	1,11	1,13				
Valore nozionale - currency forward USD/CLP	938	141	–	–	–	–	1.079
Tasso di cambio contrattuale medio forward - USD/CLP	873,05	885,2239					
Valore nozionale - currency forward EUR/CNH	175	–	–	–	–	–	175
Tasso di cambio contrattuale medio forward - EUR/CNH	7,81						
Valore nozionale - currency forward USD/BRL	130	–	–	–	–	–	130
Tasso di cambio contrattuale medio forward - USD/BRL	4,95						
Valore nozionale - currency forward USD/COP	122	2	–	–	–	–	124
Tasso di cambio contrattuale medio forward - USD/COP	4.498,97	4.597,37					

Milioni di euro	Maturity						
	2023	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**Oltre**	**Totale**
Al 31.12.2022							
Cross currency interest rate swap							
Totale valore nozionale CCIRS	1.908	4.831	2.648	1.265	2.380	15.701	28.733
Valore nozionale CCIRS EUR/USD	1.171	2.290	2.107	1.171	1.615	11.529	19.883
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/USD	1,33	1,13	1,07	1,18	1,10	1,15	
Valore nozionale CCIRS EUR/GBP	-	958	-	-	564	3.721	5.243
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/GBP		0,88			0,90	0,81	
Valore nozionale CCIRS EUR/CHF	-	228	-	-	132	-	360
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/CHF		1,06			1,21		
Valore nozionale CCIRS USD/BRL	140	288	239	94	-	-	761
Tasso di cambio contrattuale medio USD/BRL	5,22	5,50	5,22	5,29			
Valore nozionale CCIRS EUR/BRL	597	438	181	-	70	-	1.286
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/BRL	6,09	6,25	6,16		3,92		
Currency forward							
Totale valore nozionale forward	6.127	2.374	625	-	-	-	9.126
Valore nozionale - currency forward EUR/USD	4.713	2.345	625	-	-	-	7.683
Tasso di cambio contrattuale medio forward - EUR/USD	1,09	1,10	1,11				
Valore nozionale - currency forward USD/BRL	333	-	-	-	-	-	333
Tasso di cambio contrattuale medio forward - USD/BRL	5,61						
Valore nozionale - currency forward EUR/CNH	311	-	-	-	-	-	311
Tasso di cambio contrattuale medio forward - EUR/CNH	7,41						
Valore nozionale - currency forward USD/CLP	199	20	-	-	-	-	219
Tasso di cambio contrattuale medio forward - USD/CLP	906,90	921,05					
Valore nozionale - currency forward USD/COP	156	2	-	-	-		158
Tasso di cambio contrattuale medio forward - USD/COP	4.720,74	4.444,96					

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value degli strumenti di copertura sul rischio di tasso di cambio delle transazioni in essere al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022 suddivisi per tipologia di elemento coperto.

Milioni di euro		Fair value		Nozionale	Fair value		Nozionale
Strumento di copertura	**Strumento coperto**	**Attività**	**Passività**		**Attività**	**Passività**	
		al 31.12.2023			**al 31.12.2022**		
Fair value hedge							
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti/Obbligazioni in valuta estera a tasso fisso	12	(78)	1.019	15	(99)	1.097
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti in valuta estera a tasso variabile	-	-	-	-	-	-
Cash flow hedge							
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti/Crediti in valuta estera a tasso variabile	67	(36)	754	95	(76)	1.061
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziament/Crediti in valuta estera a tasso fisso	5	(220)	2.104	4	(233)	2.445
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Obbligazioni in valuta estera a tasso variabile	56	-	250	60	-	414
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Obbligazioni in valuta estera a tasso fisso	965	(1.724)	21.763	1.864	(1.293)	23.381
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Flussi di cassa futuri in valuta	-	(43)	231	-	(50)	335
Currency forward	Flussi di cassa futuri in valuta	2	(1)	117	9	(6)	326
Currency forward	Acquisti futuri di commodity in valuta	54	(126)	5.666	192	(135)	7.508
Currency forward	Acquisti di beni di investimento e altro in valuta	3	(12)	526	19	(23)	1.292
Totale		**1.164**	**(2.240)**	**32.430**	**2.258**	**(1.915)**	**37.859**

Per le relazioni di copertura in cash flow hedge e fair value hedge si evidenziano:

- contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 24.886 milioni di euro volti alla copertura del rischio cambio collegato all'indebitamento a tasso fisso contratto in valuta diversa dall'euro e un fair value negativo pari a 1.040 milioni di euro;
- contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 1.235 milioni di euro volti alla copertura del rischio cambio collegato all'indebitamento a tasso variabile contratto in valuta e un fair value positivo pari a 44 milioni di euro;
- contratti currency forward con un ammontare nozionale complessivo di 5.783 milioni di euro utilizzati per coprire il rischio cambio connesso alle attività di acquisto di gas naturale, all'acquisto di combustibili e ai flussi attesi in valute diverse dall'euro con un fair value negativo complessivo pari a 71 milioni di euro;
- contratti currency forward con un ammontare nozionale di 526 milioni di euro un fair value negativo pari a 9 milioni di euro, relativi a operazioni in derivati OTC posti in essere al fine di mitigare il rischio di cambio relativo ai flussi attesi in valute diverse dalla moneta di conto, connessi all'acquisizione di beni d'investimento nel settore delle energie rinnovabili (compresi i progetti relativi ai sistemi di accumulo di energia - BESS) e delle infrastrutture e reti (contatori digitali di ultima generazione), ai costi operativi della fornitura di servizi cloud e a ricavi derivanti dalla vendita di energia rinnovabile.

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di cambio al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022 suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
Derivati	**al 31.12.2023**	**al 31.12.2022**	**al 31.12.2023**	**al 31.12.2022**	**al 31.12.2023**	**al 31.12.2022**	**al 31.12.2023**	**al 31.12.2022**
Fair value hedge								
CCIRS	90	99	12	15	929	998	(78)	(99)
Totale	**90**	**99**	**12**	**15**	**929**	**998**	**(78)**	**(99)**
Cash flow hedge								
Currency forward	1.979	4.313	59	220	4.330	4.813	(140)	(164)
CCIRS	13.474	16.695	1.093	2.023	11.628	10.941	(2.022)	(1.652)
Totale	**15.453**	**21.008**	**1.152**	**2.243**	**15.958**	**15.754**	**(2.162)**	**(1.816)**
TOTALE DERIVATI SUL TASSO DI CAMBIO	**15.543**	**21.107**	**1.164**	**2.258**	**16.887**	**16.752**	**(2.240)**	**(1.915)**

Al 31 dicembre 2023, il valore nozionale dei Cross Currency Interest Rate Swap (CCIRS) ammonta a 26.121 milioni di euro, evidenziando una diminuzione di 2.612 milioni di euro rispetto ai 28.733 milioni di euro registrati al 31 dicembre 2022. In particolare:

- si rileva che sono scaduti CCIRS per un valore totale di 737 milioni di euro;
- è stata effettuata un'operazione di unwinding parziale di CCIRS a seguito del riacquisto anticipato di parte del prestito obbligazionario ibrido denominato in dollari statunitensi. Tale operazione, insieme alla scadenza naturale della parte residuale di tale debito e dei relativi CCIRS, ha determinato una riduzione di valore nozionale rispetto al 31 dicembre 2022 per 1.171 milioni di euro;
- sono stati stipulati nuovi derivati per un controvalore complessivo di 109 milioni di euro. Si registra un decremento del valore nozionale per 813 milioni di euro, determinato dall'andamento del cambio dell'euro rispetto alle principali divise e dall'effetto delle quote di ammortamento.

Il valore nozionale dei currency forward al 31 dicembre 2023, pari a 6.309 milioni di euro (9.126 milioni di euro al 31 dicembre 2022), evidenzia un decremento di 2.817 milioni di euro. L'esposizione al rischio cambio, in particolare al dollaro statunitense, deriva principalmente dalle attività di acquisto di gas naturale, dall'acquisto di combustibili e da flussi di cassa relativi a investimenti.
Dopo le turbolenze riscontrate nel corso del 2022 sui prezzi delle materie prime, che hanno portato a un aumento considerevole dei nozionali coperti, il valore nominale delle coperture di cambio relative alle commodity energetiche è tornato, nel corso del 2023, a livelli di operatività consueti.
Il peggioramento del fair value netto pari a 137 milioni di euro è dovuto alle normali fluttuazioni dei tassi di cambio.

Derivati di fair value hedge

La tabella seguente espone gli utili e le perdite netti rilevati a Conto economico, relativi alle variazioni di fair value dei derivati di fair value hedge e all'elemento coperto attribuibili al rischio di tasso di cambio sia per il 2023 sia per l'anno precedente.

Milioni di euro	2023	2022
	Utili/(Perdite) netti	Utili/(Perdite) netti
Strumenti di copertura su tassi di cambio	20	(119)
Elemento coperto	(12)	129
Inefficacia	**8**	**10**

La tabella seguente espone l'impatto dei derivati di fair value hedge su tasso di cambio nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022.

Milioni di euro	al 31.12.2023			al 31.12.2022		
	Valore nozionale	Valore contabile	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Valore nozionale	Valore contabile	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	1.019	(66)	(68)	1.097	(84)	(87)

La tabella successiva espone l'impatto dell'elemento coperto delle relazioni di fair value hedge nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022.

Milioni di euro	al 31.12.2023			al 31.12.2022		
	Valore contabile	Adeguamento cumulato del fair value dell'elemento coperto	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Valore contabile	Adeguamento cumulato del fair value dell'elemento coperto	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo
Obbligazioni in valuta estera a tasso fisso	500	(77)	48	458	(106)	90
Finanziamenti in valuta estera a tasso fisso	434	(7)	24	520	(8)	(2)
Totale	**934**	**(84)**	**72**	**978**	**(114)**	**88**

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri relativi ai derivati di cash flow hedge sul rischio di tasso di cambio.

Milioni di euro	Fair value	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
	al 31.12.2023	2024	2025	2026	2027	2028	Oltre
Derivati di cash flow hedge su tasso di cambio							
Derivati attivi (fair value positivo)	1.152	358	216	258	211	273	885
Derivati passivi (fair value negativo)	(2.162)	(960)	(594)	(13)	(34)	(18)	(644)

La tabella seguente espone l'impatto dei derivati di cash flow hedge su tasso di cambio nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022.

Milioni di euro	al 31.12.2023			al 31.12.2022		
	Valore nozionale	Valore contabile	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Valore nozionale	Valore contabile	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	25.102	(930)	(919)	27636	371	433
Currency forward	6.309	(80)	(73)	9.126	56	56
Totale	**31.411**	**(1.010)**	**(992)**	**36.762**	**427**	**489**

La tabella successiva espone l'impatto dell'elemento coperto delle relazioni di cash flow hedge nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022.

Milioni di euro	al 31.12.2023					al 31.12.2022				
	Fair value dell'elemento coperto utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Riserva cash flow hedge	Riserva costi di hedging	Quota inefficace del valore contabile dei derivati di CFH	Altri effetti[1]	Fair value dell'elemento coperto utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Riserva cash flow hedge	Riserva costi di hedging	Quota inefficace del valore contabile dei derivati di CFH	Altri effetti[1]
Finanziamenti in valuta estera a tasso variabile	(31)	31	-	-	-	(30)	30	-	(11)	-
Finanziamenti in valuta estera a tasso fisso	219	(219)	4	-		225	(225)	(4)	-	-
Obbligazioni in valuta estera a tasso variabile	(56)	56	-	-	-	(60)	60	-	-	-
Obbligazioni in valuta estera a tasso fisso	861	(861)	(15)	-	118	(628)	509	(56)	-	118
Flussi di cassa futuri in valuta (coperti con CCIRS)	43	(43)	-	-	-	50	(50)	-	-	-
Flussi di cassa futuri in valuta (coperti con forward)	(1)	1	-	-	-	(3)	3	-	-	-
Acquisti futuri di commodity in valuta	72	(72)	(1)	-	-	(60)	59	(1)	(1)	-
Acquisti di beni di investimento e altro in valuta	3	(3)	(6)	-	-	7	(7)	1	2	-
Totale	**1.110**	**(1.110)**	**(18)**	**-**	**118**	**(499)**	**379**	**(60)**	**(10)**	**118**

(1) Impatto connesso alla variazione dei cambi spot tra la data di stipula dei CCIRS a copertura di obbligazioni in valuta estera e l'effettiva erogazione del prestito per i CCIRS stipulati nel 2022.

Rischio di prezzo su commodity

Milioni di euro	Maturity						
	2024	2025	2026	2027	2028	Oltre	Totale
Al 31.12.2023							
Commodity swap							
Valore nozionale su energia	128	106	100	284	91	286	995
Prezzo medio - commodity swap su energia (€/MWh)	87,0	44,0	37,0	59,6	32,0	34,0	
Valore nozionale su carbone/shipping	-	-	-	-	-	-	-
Prezzo medio - commodity swap su carbone/shipping ($/t)	-	-	-	-	-	-	
Valore nozionale su gas	1.551	1.747	296	-	-	125	3.719
Prezzo medio - commodity swap su gas (€/MWh)	41,8	40,4	27,0	-	-	7,0	
Valore nozionale su petrolio	1.016	106	10	-	-	-	1.132
Prezzo medio - commodity swap su petrolio ($/bbl)	86,0	78,0	69,0	-	-	-	
Commodity forward/future							
Valore nozionale su energia	2.506	388	297	258	151	606	4.206
Prezzo medio - commodity forward/future su energia (€/MWh)	114,9	18,0	18,0	16,0	18,0	16,0	
Valore nozionale su carbone/shipping	38	-	-	-	-	-	38
Prezzo medio - commodity forward/future su gas carbone/shipping ($/t)	175,0	-	-	-	-	-	
Valore nozionale su gas	4.432	377	626	-	-	-	5.435
Prezzo medio - commodity forward/future su gas (€/MWh)	71,4	48,9	32,0	-	-	-	
Valore nozionale su CO_2	662	336	21	-	-	-	1.019
Prezzo medio - commodity forward/future su CO_2 (€/t)	91,9	93,0	84,0	-	-	-	
Valore nozionale su petrolio	354	-	-	-	-	-	354
Prezzo medio - commodity forward/future su petrolio ($/bbl)	74,6	-	-	-	-	-	
Commodity option							
Valore nozionale su energia	24	39	44	39	39	342	527
Prezzo medio - commodity option su energia (€/MWh)	27,5	30,0	30,5	34,0	34,0	34,0	
Valore nozionale su gas	-	-	-	-	-	-	-
Prezzo medio - commodity option su gas (€/MWh)	-	-	-	-	-	-	
Valore nozionale su petrolio	-	-	-	-	-	-	-
Prezzo medio - commodity option su petrolio ($/bbl)	-	-	-	-	-	-	

Milioni di euro	Maturity						
	2023	2024	2025	2026	2027	Oltre	Totale
Al 31.12.2022							
Commodity swap							
Valore nozionale su energia	653	164	143	139	132	333	1.564
Prezzo medio - commodity swap su energia (€/MWh)	162,5	77,9	48,9	47,2	45,8	29,0	
Valore nozionale su carbone/shipping	1.037	-	-	-	-	-	1.037
Prezzo medio - commodity swap su carbone/shipping ($/t)	293,7	-	-	-	-	-	
Valore nozionale su gas	1.183	1.184	1.205	23	20	65	3.680
Prezzo medio - commodity swap su gas (€/MWh)	60,1	47,9	52,0	21,0	8,3	7,2	
Valore nozionale su petrolio	1.076	227	48	-	-	-	1.351
Prezzo medio - commodity swap su petrolio ($/bbl)	105,0	93,0	82,0	-	-	-	
Commodity forward/future							
Valore nozionale su energia	2.906	509	388	294	249	720	5.066
Prezzo medio - commodity forward/future su energia (€/MWh)	148,1	35,2	17,4	17,8	15,8	15,6	
Valore nozionale su carbone/shipping	-	-	-	-	-	-	-
Prezzo medio - commodity forward/future su gas carbone/shipping ($/t)	-	-	-	-	-	-	
Valore nozionale su gas	7.171	4.099	229	-	-	-	11.499
Prezzo medio - commodity forward/future su gas (€/MWh)	72,9	92,1	56,6	-	-	-	
Valore nozionale su CO_2	1.635	226	50	-	-	-	1.911
Prezzo medio - commodity forward/future su CO_2 (€/t)	81,3	94,9	94,0	-	-	-	
Valore nozionale su petrolio	1.263	58	-	-	-	-	1.321
Prezzo medio - commodity forward/future su petrolio ($/bbl)	81,7	73,9	-	-	-	-	
Commodity option							
Valore nozionale su energia	16	16	16	16	16	117	197
Prezzo medio - commodity option su energia (€/MWh)	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	33,0	
Valore nozionale su petrolio	70	-	-	-	-	-	70
Prezzo medio - commodity option su petrolio ($/bbl)	133	-	-	-	-	-	-

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value degli strumenti di copertura sul rischio di prezzo su commodity delle transazioni in essere al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022 suddivisi per tipologia di commodity.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Derivati								
Cash flow hedge								
Derivati su energia:								
- swap	684	1.213	357	982	311	352	(233)	(498)
- forward/future	1.636	1.535	162	89	2.570	3.510	(763)	(898)
- opzioni	527	218	93	36	-	-	(62)	(12)
Totale derivati su energia	**2.847**	**2.966**	**612**	**1.107**	**2.881**	**3.862**	**(1.058)**	**(1.408)**
Derivati su carbone/ shipping:								
- swap	-	9	-	2	-	1.028	-	(373)
- forward/future	-	-	-	-	38	-	(17)	-
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su carbone/shipping	**-**	**9**	**-**	**2**	**38**	**1.028**	**(17)**	**(373)**
Derivati su gas e petrolio:								
- swap	2.785	2.302	623	666	2.066	2.729	(468)	(765)
- forward/future	3.382	4.734	1.375	1.714	2.407	8.085	(1.198)	(5.182)
- opzioni	-	22	-	4	-	48	-	(4)
Totale derivati su gas e petrolio	**6.167**	**7.058**	**1.998**	**2.384**	**4.473**	**10.862**	**(1.666)**	**(5.951)**
Derivati su CO_2:								
- swap	-	-	-	-	-	-	-	-
- forward/future	640	1.704	91	143	379	207	(29)	(7)
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su CO_2	**640**	**1.704**	**91**	**143**	**379**	**207**	**(29)**	**(7)**
TOTALE DERIVATI SU COMMODITY	**9.654**	**11.737**	**2.701**	**3.636**	**7.771**	**15.959**	**(2.770)**	**(7.739)**

La tabella espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di prezzo su commodity al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022, suddivisi per tipologia di relazione di copertura.
Il fair value attivo degli strumenti finanziari derivati su commodity di cash flow hedge è riferito a operazioni in derivati su gas e commodity petrolifere per 1.998 milioni di euro, a transazioni in derivati su CO_2 per 91 milioni di euro e a transazioni in derivati su energia per 612 milioni di euro.
Nella prima categoria rientrano principalmente operazioni di copertura del rischio oscillazione prezzo del gas naturale sia in approvvigionamento sia in vendita, effettuate su commodity petrolifere e su prodotti gas.

Nella categoria CO_2 rientrano principalmente operazioni di copertura per la compliance del Gruppo Enel.
Nella categoria energia rientrano principalmente operazioni di hedging di medio-lungo termine, in particolare sul perimetro Spagna e Nord America.
I derivati su commodity di cash flow hedge inclusi nel passivo sono relativi a operazioni in derivati su gas e commodity petrolifere per 1.666 milioni di euro, a contratti derivati su energia per 1.058 milioni di euro e, in minor misura, a transazioni in derivati su carbone e CO_2 per rispettivamente 17 milioni di euro e 29 milioni di euro.

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri relativi ai derivati di cash flow hedge sul rischio di prezzo su commodity.

Milioni di euro	Fair value	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
	al 31.12.2023	2024	2025	2026	2027	2028	Oltre
Derivati di cash flow hedge su commodity							
Derivati attivi (fair value positivo)	2.701	1.861	428	153	85	55	246
Derivati passivi (fair value negativo)	(2.770)	(1.727)	(430)	(217)	(216)	(72)	(235)

La tabella seguente espone l'impatto dei derivati di cash flow hedge su prezzo commodity nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022.

Milioni di euro	al 31.12.2023			al 31.12.2022		
	Valore nozionale	Valore contabile	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Valore nozionale	Valore contabile	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo
Swap su energia	995	124	126	1.564	485	469
Swap su carbone/shipping	-	-	-	1.037	(371)	(371)
Swap su gas e petriolio	4.850	155	155	5.031	(99)	(98)
Forward/future su energia	4.206	(602)	(638)	5.045	(809)	(938)
Forward/future su carbone/shipping	38	(17)	(17)	-	-	-
Forward/future su gas e petrolio	5.789	178	92	12.820	(3.469)	(3.673)
Forward/future su CO_2	1.019	62	62	1.911	136	138
Option su energia	528	31	31	218	24	24
Option su gas e petrolio	-	-	-	70	-	-
Totale	**17.425**	**(69)**	**(189)**	**27.696**	**(4.103)**	**(4.449)**

La tabella successiva espone l'impatto dell'elemento coperto delle relazioni di cash flow hedge nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022.

Milioni di euro	al 31.12.2023				al 31.12.2022			
	Fair value dell'elemento coperto utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Riserva cash flow hedge	Riserva costi di hedging	Quota inefficace del valore contabile dei derivati di CFH	Fair value dell'elemento coperto utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Riserva cash flow hedge	Riserva costi di hedging	Quota inefficace del valore contabile dei derivati di CFH
Transazioni future su energia	491	(491)	12	(59)	602	(602)	15	(32)
Transazioni future di carbone/shipping	17	(17)	-	-	371	(371)	-	-
Transazioni future di gas e petrolio	(422)	422	-	(118)	3.360	(3.360)	-	(232)
Transazioni future di CO_2	(62)	62	-	-	(133)	133	-	-
Totale	**24**	**(24)**	**12**	**(177)**	**4.200**	**(4.200)**	**15**	**(264)**

Relativamente ai derivati di cash flow hedge su prezzo commodity, si evidenzia che il 2023 è stato segnato da una progressiva riduzione dell'estrema volatilità di prezzo vista negli anni passati.

L'impatto più rilevante in termini di variazione di riserva di cash flow hedge è principalmente attribuibile alle transazioni future di gas e power che vedono una riduzione della magnitudo dell'ammontare da sospendere e rimandare

agli anni futuri perché tali commodity sono state quelle maggiormente impattate dall'elevata volatilità di prezzo.
Inoltre, tale la variazione è anche attribuibile al consueto rilascio dell'impatto a Conto economico delle competenze 2023 che, tra tutte, sono quelle che avevano maggiormente risentito delle importanti oscillazioni di prezzo osservate negli anni passati.
L'inefficacia rilevata a Conto economico nel 2023 sulle transazioni future di gas è afferente principalmente a operazioni di proxy hedging sul perimetro Spagna, mentre quella rilevata sulle transazioni future di energia è attribuibile principalmente all'attività di proxy hedging svolta in Nord America.

51.2 Derivati al fair value through profit or loss

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati al FVTPL in essere al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022.

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Derivati FVTPL								
su tasso di interesse:								
- interest rate swap	-	-	-	-	100	100	(29)	(23)
- interest rate option	-	-	-	-	-	-	-	-
su tasso di cambio:								
- currency forward	1.818	3.659	25	75	1.874	2.102	(29)	(34)
- CCIRS	-	-	-	-	-	46	-	(1)
su commodity								
Derivati su energia:								
- swap	243	595	24	106	68	245	(16)	(180)
- forward/future	5.294	6.903	905	872	5.039	5.620	(906)	(908)
- option	46	7	4	15	80	140	(171)	(172)
Totale derivati su energia	**5.583**	**7.505**	**933**	**993**	**5.187**	**6.005**	**(1.093)**	**(1.260)**
Derivati su carbone:								
- swap	-	-	-	-	-	-	-	-
- forward/future	156	115	23	21	112	1.291	(43)	(9)
- option	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su carbone	**156**	**115**	**23**	**21**	**112**	**1.291**	**(43)**	**(9)**
Derivati su gas e petrolio:								
- swap	969	1.964	295	806	529	834	(167)	(550)
- forward/future	10.687	40.669	2.970	10.456	10.856	38.651	(2.963)	(10.280)
- option	448	34	344	8	278	33	(232)	(22)
Totale derivati su gas e petrolio	**12.104**	**42.667**	**3.609**	**11.270**	**11.663**	**39.518**	**(3.362)**	**(10.852)**
Derivati su CO_2:								
- swap	-	-	-	-	-	-	-	-
- forward/future	498	725	41	115	426	361	(42)	(35)
- option	12	2	14	2	11	-	(14)	-
Totale derivati su CO_2	**510**	**727**	**55**	**117**	**437**	**361**	**(56)**	**(35)**
Derivati su Altro:								
- swap	-	-	-	-	39	-	(6)	-
- forward/future	16	13	4	72	171	5	(71)	(16)
- option	-	-	-	-	5	-	-	-
Totale derivati su Altro	**16**	**13**	**4**	**72**	**215**	**5**	**(77)**	**(16)**
TOTALE	**20.187**	**54.686**	**4.649**	**12.548**	**19.588**	**49.428**	**(4.689)**	**(12.230)**

Al 31 dicembre 2023 l'ammontare del nozionale dei derivati su tasso di interesse di trading è pari a 100 milioni di euro. Il fair value negativo di 29 milioni di euro ha subíto un peggioramento di 6 milioni di euro rispetto all'anno precedente principalmente imputabile all'andamento della curva dei tassi di interesse.

Al 31 dicembre 2023 l'ammontare del nozionale dei derivati su cambi è pari a 3.692 milioni di euro. Dopo le tensioni che si sono verificate nel corso del 2022 sui prezzi delle materie prime, che hanno comportato un aumento considerevole dei nozionali coperti, nel corso del 2023 il valore nominale delle coperture di cambio relative alle commodity energetiche è tornato a livelli di operatività consueti. Ciò ha comportato una riduzione complessiva dell'importo delle coperture per un valore di 2.069 milioni di euro. Il peggioramento del fair value netto pari a 45 milioni di euro è dovuto alle normali fluttuazioni dei tassi di cambio.

Al 31 dicembre 2023 l'ammontare del nozionale dei derivati su commodity è pari a 35.983 milioni di euro. In termini assoluti si registra una complessiva riduzione dei nozionali rispetto ai valori del 2022 coerente con il progressivo ribasso osservato sui prezzi delle commodity energetiche. Il fair value dei derivati su commodity di trading inclusi nell'attivo ricomprende principalmente la valutazione di mercato delle coperture su gas e petrolio per un ammontare di 3.609 milioni di euro, delle operazioni in derivati su energia per 933 milioni di euro, delle operazioni in derivati su CO_2 per 55 milioni di euro e, in misura inferiore, delle operazioni in derivati su carbone e "altre commodity" per rispettivamente 23 milioni e 4 milioni di euro.
Il fair value passivo degli strumenti finanziari derivati su commodity di trading è riferito principalmente alle coperture su gas e petrolio per un ammontare di 3.362 milioni di euro, a operazioni in derivati su energia per 1.093 milioni di euro, a operazioni in derivati su CO_2, carbone e "altre commodity" per rispettivamente 56 milioni, 43 milioni e 77 milioni di euro.
Sono ricomprese in tali valori sia le operazioni gestite dai portafogli di trading, sia quelle operazioni che, pur essendo state poste in essere con l'intento gestionale di copertura, non soddisfano i requisiti richiesti dai princípi contabili per il trattamento in hedge accounting.
Nella categoria Altro, oltre alle attività di copertura dal rischio meteo (Weather derivatives), sono ricomprese anche le attività di copertura effettuate su garanzie di origine e certificati verdi, ossia meccanismi di incentivazione per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Oltre al rischio prezzo commodity, le società del Gruppo si trovano a gestire il rischio di oscillazione del prezzo di queste certificazioni che recentemente hanno risentito di una maggiore volatilità di mercato rispetto agli anni passati legata a una sempre maggiore sensibilità del mercato alle tematiche di sostenibilità ambientale.

Valutazione al fair value

52. Attività e passività misurate al fair value

Il Gruppo determina il fair value in conformità all'IFRS 13 ogni volta che tale criterio di valorizzazione è richiesto dai princípi contabili internazionali.
Il fair value rappresenta il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività nell'ambito di una transazione ordinaria posta in essere tra operatori di mercato, alla data di valutazione (c.d. "exit price").
La sua proxy migliore è il prezzo di mercato, ossia il suo prezzo corrente, pubblicamente disponibile ed effettivamente negoziato su un mercato liquido e attivo.
Il fair value delle attività e delle passività è classificato in una gerarchia del fair value che prevede tre diversi livelli, definiti come segue, in base agli input e alle tecniche di valutazione utilizzati per valutare il fair value:

- Livello 1: prezzi quotati (non modificati) su mercati attivi per attività o passività identiche cui la società può accedere alla data di valutazione;
- Livello 2: input diversi da prezzi quotati di cui al Livello 1 che sono osservabili per l'attività o per la passività, sia direttamente (come i prezzi) sia indirettamente (derivati da prezzi);
- Livello 3: input per l'attività e la passività non basati su dati osservabili di mercato (input non osservabili).

In questa nota sono fornite alcune informazioni di dettaglio inerenti alle tecniche di valutazione e gli input utilizzati per elaborare tali valutazioni.
A tale scopo:

- le valutazioni ricorrenti al fair value di attività o passività sono quelle che gli IFRS richiedono o permettono nello Stato patrimoniale alla fine di ogni periodo;
- le valutazioni non ricorrenti al fair value di attività o passività sono quelle che gli IFRS richiedono o permettono nello Stato patrimoniale in particolari circostanze.

Per aspetti generali o di informativa circa le contabilizzazioni relative a tali fattispecie, si rimanda alla nota 2 "Princípi contabili".

52.1 Attività misurate al fair value nello Stato patrimoniale

Nella tabella che segue sono esposte, per ogni classe di attività valutata al fair value nello Stato patrimoniale, su base ricorrente e non ricorrente, le valutazioni al fair value alla fine del periodo e il livello nella gerarchia del fair value in cui è stata classificata la specifica attività.

Milioni di euro		Attività non correnti				Attività correnti			
	Note	Fair value al 31.12.2023	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value al 31.12.2023	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Partecipazioni in altre imprese FVOCI	29	338	15	28	295	-	-	-	-
Titoli FVOCI	29.1, 30.1	505	505	-	-	81	81	-	-
Crediti e altre attività finanziarie valutate al FVOCI		39	-	-	39	-	-	-	-
Partecipazioni in altre imprese FVTPL	29	8	-	-	8	-	-	-	-
Attività finanziarie da accordi per servizi in concessione FVTPL	29	4.080	-	4.080	-	-	-	-	-
Crediti finanziari - contratti JDA - FVTPL		123	41	-	82	-	-	-	-
Crediti e altre attività finanziarie valutate al FVTPL		169	-	-	169	190	131	-	59
Altri investimenti di liquidità al FVTPL		-	-	-	-	29	29	-	-
Derivati di fair value hedge:									
- tassi	51	101	-	101	-	-	-	-	-
- cambi	51	12	-	12	-	-	-	-	-
Derivati di cash flow hedge:									
- tassi	51	174	-	174	-	1	-	1	-
- cambi	51	1.007	-	1.007	-	145	-	145	-
- commodity	51	883	173	375	335	1.818	1.311	413	94
Derivati di trading:									
- tassi	51	-		-		-		-	-
- cambi	51	1		1		24		24	-
- commodity	51	205	27	178	-	4.419	3.038	1.381	-
Contributi non monetari relativi a certificati ambientali		-	-	-	-	18	1	11	6
Rimanenze valutate al fair value	51	48	48	-	-	3	-	3	-
Corrispettivi potenziali (contingent consideration)		5	-	-	5	2	-	2	-

Il fair value delle "Partecipazioni in altre imprese FVOCI" è stato determinato per le imprese quotate sulla base del prezzo di negoziazione fissato alla data di chiusura dell'esercizio, mentre per le società non quotate sulla base di una valutazione, ritenuta attendibile, degli elementi patrimoniali rilevanti.

Le "Attività finanziarie da accordi per servizi in concessione FVTPL" sono relative all'attività di distribuzione di energia elettrica sul mercato brasiliano, prevalentemente da parte delle società Enel Distribuição Rio de Janeiro, Enel Distribuição Ceará ed Enel Distribuição São Paulo, e sono contabilizzate applicando l'IFRIC 12.
Il fair value è stato stimato come valore netto del replacement cost basato sugli ultimi dati sulle tariffe disponibili e sull'indice generale dei prezzi del mercato brasiliano.

La quota non corrente dei "Crediti e altre attività finanziarie al FVTPL" accoglie nel Livello 3 il credito relativo alla cessione di Slovak Power Holding pari a 39 milioni di euro al 31 dicembre 2023, il cui fair value è determinato in base all'applicazione della formula del prezzo prevista contrattualmente.
La quota corrente dei "Crediti e altre attività finanziarie al FVTPL" accoglie principalmente nel Livello 1 depositi di natura finanziaria detenuti da società dell'America Latina.
Inoltre, la voce "Crediti e altre attività finanziarie al FVTPL" accoglie la quota non corrente (130 milioni di euro) e la quota corrente (59 milioni di euro) dei crediti "super-eco-sisma bonus" acquistati post-Decreto Rilancio e oggetto di contratto di cessione con istituto di credito la cui valutazione rientra nelle casistiche di Livello 3.

La quota corrente degli "Altri investimenti di liquidità al FVTPL" al Livello 1 si riferisce agli investimenti in fondi monetari per la gestione della liquidità di Enel Insurance.

Per quanto concerne i contratti derivati; il fair value è determinato utilizzando le quotazioni ufficiali per gli strumenti scambiati in mercati regolamentati. Il fair value degli strumenti non quotati in mercati regolamentati, è determinato mediante modelli di valutazione appropriati per ciascuna categoria di strumento finanziario e utilizzando i dati di mercato relativi alla data di chiusura dell'esercizio contabile (quali tassi di interesse, tassi di cambio, volatilità) attualizzando i flussi di cassa attesi in base alle curve dei tassi di interesse e convertendo in euro gli importi espressi in divise diverse dall'euro utilizzando i tassi di cambio forniti da World Markets Refinitiv (WMR) Company.
I derivati su tassi di interesse e di cambio rientrano integralmente nella casistica di Livello 2.
Relativamente ai derivati su commodity, la valutazione del fair value, si configura in larghissima misura nelle casistiche di Livello 1 o Livello 2 in quanto basata su input di mercato, trattandosi di contratti stipulati verso controparti di Borsa, principali operatori del settore od operatori finanziari.
Alcuni contratti finanziari a lungo termine relativi al perimetro Spagna (VPPA, per i quali si è in parte usufruito anche di modelli di valutazione interna, necessari per valorizzare tali strumenti sugli orizzonti temporali più lontani, data la scarsa liquidità delle variabili sottostanti) rientrano invece nella classificazione di Livello 3.
In conformità con i princípi contabili internazionali, il Gruppo valuta il rischio di credito, sia della controparte (Credit Valuation Adjustment o CVA) sia proprio (Debit Valuation Adjustment o DVA), al fine di poter effettuare l'aggiustamento del fair value per la corrispondente misura del rischio controparte ove necessario. In particolare, il Gruppo misura il CVA/DVA utilizzando la tecnica di valutazione basata sulla Potential Future Exposure dell'esposizione netta di controparte e allocando, successivamente, l'aggiustamento sui singoli strumenti finanziari che lo costituiscono. Tale tecnica si avvale unicamente di input osservabili sul mercato.

52.2 Attività non misurate al fair value nello Stato patrimoniale

Nella tabella che segue sono esposti, per ogni classe di attività non valutata al fair value su base ricorrente ma per la quale il fair value deve essere indicato, il fair value alla fine del periodo e il livello nella gerarchia del fair value in cui è stata classificata tale valutazione.

Milioni di euro		Attività non correnti				Attività correnti			
	Note	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3
		al 31.12.2023				al 31.12.2023			
Investimenti immobiliari	22	98	7	-	91	-	-	-	-
Rimanenze	33	-	-	-	-	45	-	-	45

La tabella accoglie il fair value di investimenti immobiliari e rimanenze di immobili non strumentali rispettivamente per 98 milioni di euro e per 45 milioni di euro. Tali importi sono stati calcolati con l'ausilio di stime di periti indipendenti che hanno utilizzato differenti tecniche di valutazione a seconda della specificità dei casi in questione.

52.3 Passività misurate al fair value nello Stato patrimoniale

Nella tabella che segue sono esposti, per ogni classe di passività valutata al fair value nello Stato patrimoniale, su base ricorrente e non ricorrente, la valutazione al fair value alla fine del periodo e il livello nella gerarchia del fair value in cui è stata classificata la specifica passività.

Milioni di euro		Passività non correnti				Passività correnti			
	Note	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3
		al 31.12.2023				al 31.12.2023			
Derivati di fair value hedge:									
- tassi	51	27		27	-	17		17	-
- cambi	51	78		78	-	-		-	-
Derivati di cash flow hedge:									
- tassi	51	91		91	-	-		-	-
- cambi	51	1.830		1.830	-	332		332	-
- commodity	51	1.143	43	922	178	1.627	1.030	555	42
Derivati di trading:									
- tassi	51	-	-	-	-	29	-	29	-
- cambi	51	1	-	1	-	28	-	28	-
- commodity	51	203	102	100	1	4.428	3.154	1.268	6
Corrispettivi potenziali (contingent consideration)		41	-	-	41	26	-	26	-

La voce "Corrispettivi potenziali" fa riferimento prevalentemente ad alcune partecipazioni detenute dal Gruppo in Nord America, il cui fair value è stato determinato sulla base delle condizioni contrattuali presenti negli accordi tra le parti.

52.4 Passività non misurate al fair value nello Stato patrimoniale

Nella tabella che segue sono esposti, per ogni classe di passività non valutata al fair value nello Stato patrimoniale, ma per la quale il fair value deve essere indicato, il fair value alla fine del periodo e il livello nella gerarchia del fair value in cui è stata classificata tale valutazione.

Milioni di euro				
	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3
	al 31.12.2023			
Obbligazioni:				
- a tasso fisso	45.727	43.287	2.440	-
- a tasso variabile	3.097	66	3.031	-
Finanziamenti bancari:				
- a tasso fisso	3.746	-	3.746	-
- a tasso variabile	12.933	-	12.933	-
Debiti verso altri finanziatori:				
- a tasso fisso	3.278	-	3.278	-
- a tasso variabile	59	-	59	-
Totale	**68.840**	**43.353**	**25.487**	**-**

Per gli strumenti di debito quotati il fair value è determinato utilizzando le quotazioni ufficiali, mentre per quelli non quotati è determinato mediante modelli di valutazione appropriati per ciascuna categoria di strumento finanziario e utilizzando i dati di mercato relativi alla data di chiusura dell'esercizio, ivi inclusi gli spread creditizi di Enel.

Altre informazioni

53. Pagamenti basati su azioni

A partire dall'esercizio 2019, l'Assemblea degli azionisti di Enel SpA ("Enel" o la "Società") ha deliberato con cadenza annuale l'adozione di piani di incentivazione di lungo termine su base azionaria destinati al management della stessa Enel e/o di società da questa controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile; in particolare, ciascuno dei piani di incentivazione approvati (ovvero Piano di incentivazione di lungo termine per il 2019; Piano di incentivazione di lungo termine per il 2020; Piano di incentivazione di lungo termine per il 2021; Piano di incentivazione di lungo termine per il 2022; Piano di incentivazione di lungo termine per il 2023, di seguito, rispettivamente "Piano LTI 2019", "Piano LTI 2020", "Piano LTI 2021", "Piano LTI 2022", "Piano LTI 2023" e, congiuntamente, i "Piani") prevede, subordinatamente al raggiungimento di specifici obiettivi di performance, l'assegnazione di azioni ordinarie della Società ("Azioni") ai rispettivi beneficiari.

Nello specifico, i Piani approvati sono rivolti all'Amministratore Delegato/Direttore Generale di Enel e ai manager del Gruppo Enel che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati aziendali o considerate di interesse strategico e prevedono l'assegnazione ai destinatari di un incentivo rappresentato da una componente di natura monetaria e da una componente azionaria. Il suddetto incentivo – determinato, al momento dell'assegnazione, in un valore base calcolato in rapporto alla remunerazione fissa del singolo destinatario – può variare, in funzione del livello di raggiungimento di ciascuno degli obiettivi di performance triennali previsti dai Piani, da zero fino a un massimo del 280% ovvero del 180% del valore base nel caso, rispettivamente, dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale ovvero degli altri destinatari.

Tali Piani prevedono inoltre che, rispetto al totale dell'incentivo effettivamente maturato, il premio sia interamente corrisposto in Azioni: (a) con riguardo ai Piani LTI 2019, 2020, 2021 e 2022 (i) per l'Amministratore Delegato/Direttore Generale, fino al 100% del valore base assegnato (ovvero fino al 130% relativamente al Piano LTI 2022), e (ii) per gli altri destinatari, fino al 50% del valore base assegnato (ovvero fino al 65% relativamente al Piano LTI 2022); (b) con riguardo al Piano LTI 2023 (i) per l'Amministratore Delegato/Direttore Generale, fino al 150% del valore base assegnato, (ii) per i primi riporti dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale, ivi inclusi i Dirigenti con Responsabilità Strategiche, fino al 100% del valore base assegnato e (iii) per gli altri destinatari, diversi da quelli indicati *sub* (i) e (ii), fino al 65% del valore base assegnato.

L'erogazione dell'incentivo previsto dai singoli Piani è subordinata al raggiungimento di specifici obiettivi di performance nel corso del triennio di riferimento (c.d. "performance period"). Qualora tali obiettivi siano raggiunti, l'incentivo maturato viene erogato ai destinatari – sia per la componente azionaria sia per quella monetaria – per il 30% nel primo esercizio successivo al termine del performance period triennale e per il restante 70% nel secondo esercizio successivo al termine del performance period triennale. L'erogazione di una porzione rilevante della remunerazione variabile di lungo termine (pari al 70% del totale) risulta quindi differita al secondo esercizio successivo rispetto al triennio di riferimento degli obiettivi di performance dei singoli Piani (c.d. "deferred payment").

Nella tabella di seguito rappresentata vengono riportate alcune informazioni relative al Piano LTI 2019, al Piano LTI 2020, al Piano LTI 2021, al Piano LTI 2022 e al Piano LTI 2023.

Per ulteriori informazioni sulle caratteristiche dei Piani si rinvia ai rispettivi Documenti informativi, predisposti ai sensi dell'art. 84 *bis* del Regolamento adottato dalla CONSOB con delibera del 14 maggio 1999 n. 11971 ("Regolamento Emittenti") e messi a disposizione del pubblico nella sezione del sito internet della Società (www.enel.com) dedicata alle Assemblee degli azionisti di riferimento, svoltesi rispettivamente in data 16 maggio 2019, 14 maggio 2020, 20 maggio 2021, 19 maggio 2022 e 10 maggio 2023.

	Data di assegnazione delle Azioni	Performance period	Verifica raggiungimento obiettivi	Erogazione dell'incentivo
Piano LTI 2019	12.11.2019[55]	2019-2021	2022[56]	2022-2023[57]
Piano LTI 2020	17.09.2020[58]	2020-2022	2023[59]	2023-2024[60]
Piano LTI 2021	16.09.2021[61]	2021-2023	2024[62]	2024-2025
Piano LTI 2022	21.09.2022[63]	2022-2024	2025[64]	2025-2026
Piano LTI 2023	05.10.2023[65]	2023-2025	2026[66]	2026-2027

In attuazione delle autorizzazioni conferite dalle Assemblee degli azionisti tenutesi nelle date sopra richiamate e nel rispetto dei relativi termini e condizioni, il Consiglio di Amministrazione ha approvato – nelle adunanze del 19 settembre 2019, 29 luglio 2020, 17 giugno 2021, 16 giugno 2022 e 5 ottobre 2023 – l'avvio di programmi di acquisto di Azioni proprie a servizio rispettivamente del Piano LTI 2019, del Piano LTI 2020, del Piano LTI 2021, del Piano LTI 2022 e del Piano LTI 2023. Il numero di Azioni il cui acquisto è stato autorizzato dal Consiglio di Amministrazione per ciascun Piano, l'effettivo numero di Azioni acquistate, il relativo prezzo medio ponderato e il controvalore complessivo sono di seguito rappresentati.

	Acquisti autorizzati dal Consiglio di Amministrazione	Acquisti effettuati		
	Numero di azioni	Numero di azioni	Prezzo medio ponderato (euro per azione)	Controvalore complessivo (euro)
Piano LTI 2019	Numero non superiore a 2.500.000 per un corrispettivo massimo di 10.500.000 milioni di euro	1.549.152[67]	6,7779	10.499.999
Piano LTI 2020	1.720.000	1.720.000[68]	7,4366	12.790.870
Piano LTI 2021	1.620.000	1.620.000[69]	7,8737	12.755.459
Piano LTI 2022	2.700.000	2.700.000[70]	5,1951	14.026.715
Piano LTI 2023	4.200.000	3.377.224[71]	6,2205[72]	21.007.908[73]

(55) La data si riferisce alla riunione del Consiglio di Amministrazione che ha approvato modalità e tempi di assegnazione del Piano LTI 2019 ai destinatari (tenuto conto della proposta formulata dal Comitato per le Nomine e le Remunerazioni nella riunione dell'11 novembre 2019).
(56) In occasione dell'approvazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2021, il Consiglio di Amministrazione ha proceduto alla verifica del livello di raggiungimento degli obiettivi di performance del Piano LTI 2019.
(57) In data 5 settembre 2022 la Società ha provveduto alla erogazione di parte della componente azionaria del premio spettante ai destinatari del Piano LTI 2019, secondo i termini e le modalità previste dal Regolamento di attuazione del medesimo Piano. La restante parte della componente azionaria del premio spettante ai destinatari del Piano LTI 2019 è stata erogata in data 5 settembre 2023.
(58) La data si riferisce alla riunione del Consiglio di Amministrazione che ha approvato modalità e tempi di assegnazione del Piano LTI 2020 ai destinatari (tenuto conto della proposta formulata dal Comitato per le Nomine e le Remunerazioni nella riunione del 16 settembre 2020).
(59) In occasione dell'approvazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2022, il Consiglio di Amministrazione ha proceduto alla verifica del livello di raggiungimento degli obiettivi di performance del Piano LTI 2020.
(60) In data 5 settembre 2023 la Società ha provveduto alla erogazione di parte della componente azionaria del premio spettante ai destinatari del Piano LTI 2020, secondo i termini e le modalità previste dal Regolamento di attuazione del medesimo Piano.
(61) La data si riferisce alla riunione del Consiglio di Amministrazione che ha approvato modalità e tempi di assegnazione del Piano LTI 2021 ai destinatari (tenuto conto della proposta formulata dal Comitato per le Nomine e le Remunerazioni nella riunione del 9 giugno 2021).
(62) In occasione dell'approvazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2023, il Consiglio di Amministrazione procederà alla verifica del livello di raggiungimento degli obiettivi di performance del Piano LTI 2021.
(63) La data si riferisce alla riunione del Consiglio di Amministrazione che ha approvato modalità e tempi di assegnazione del Piano LTI 2022 ai destinatari (tenuto conto della proposta formulata dal Comitato per le Nomine e le Remunerazioni nella riunione dell'8 giugno 2022).
(64) In occasione dell'approvazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2024, il Consiglio di Amministrazione procederà alla verifica del livello di raggiungimento degli obiettivi di performance del Piano LTI 2022.
(65) La data si riferisce alla riunione del Consiglio di Amministrazione che ha approvato modalità e tempi di assegnazione del Piano LTI 2023 ai destinatari (tenuto conto della proposta formulata dal Comitato per le Nomine e le Remunerazioni nella riunione del 4 ottobre 2023).
(66) In occasione dell'approvazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2025, il Consiglio di Amministrazione procederà alla verifica del livello di raggiungimento degli obiettivi di performance del Piano LTI 2023.
(67) Azioni acquistate nel periodo compreso tra il 23 settembre e il 2 dicembre 2019, equivalenti allo 0,015% circa del capitale sociale.
(68) Azioni acquistate nel periodo compreso tra il 3 settembre e il 28 ottobre 2020, equivalenti allo 0,017% circa del capitale sociale.
(69) Azioni acquistate nel periodo compreso tra il 18 giugno e il 21 luglio 2021, equivalenti allo 0,016% circa del capitale sociale.
(70) Azioni acquistate nel periodo compreso tra il 17 giugno e il 20 luglio 2022, equivalenti allo 0,026% circa del capitale sociale.
(71) Il dato si riferisce al numero di Azioni acquistate a servizio del Piano LTI 2023 fino alla data del 31 dicembre 2023. Il Programma di acquisto di azioni a servizio del Piano LTI 2023, avviato in data 16 ottobre 2023, si è concluso per effetto delle operazioni di acquisto eseguite in data del 18 gennaio 2024. Nell'ambito del programma sono state acquistate complessive 4.200.000 Azioni, equivalenti allo 0,04% circa del capitale sociale, al prezzo medio ponderato per il volume di euro 6,3145 per azione e per un controvalore complessivo di 26.520.849,002 euro.
(72) Il dato si riferisce al prezzo medio ponderato per il volume delle Azioni acquistate a servizio del Piano LTI 2023 fino alla data del 31 dicembre 2023.
(73) Il dato si riferisce al controvalore complessivo delle Azioni acquistate a servizio del Piano LTI 2023 fino alla data del 31 dicembre 2023.

Per effetto degli acquisti effettuati a servizio del Piano LTI 2019, del Piano LTI 2020, del Piano LTI 2021, del Piano LTI 2022 e del Piano LTI 2023, e tenuto conto della erogazione intervenuta in data 5 settembre 2022 di n. 435.357 Azioni ai destinatari del Piano LTI 2019 e in data 5 settembre 2023 di n. 1.268.689 Azioni ai destinatari del Piano LTI 2019 e del Piano LTI 2020, al 31 dicembre 2023 Enel detiene complessivamente n. 9.262.330 Azioni proprie, pari allo 0,09% circa del capitale sociale. Il Programma di acquisto di Azioni a servizio del Piano LTI 2023 si è concluso per effetto delle operazioni di acquisto eseguite in data 18 gennaio 2024; tenendo quindi conto del numero totale di Azioni acquistate a servizio del Piano LTI 2023, Enel detiene alla data di pubblicazione del presente documento complessivamente n. 10.085.106 Azioni proprie, pari allo 0,1% circa del capitale sociale.

Le seguenti informazioni riguardano gli strumenti rappresentativi di capitale assegnati durante gli esercizi 2019, 2020, 2021, 2022 e 2023.

			2023		2022	
	Numero azioni assegnate alla data di assegnazione	Fair value per azione alla data di assegnazione	Numero di azioni potenzialmente erogabili per il Piano LTI di riferimento	Numero di azioni erogate per il Piano LTI di riferimento	Numero di azioni potenzialmente erogabili per il Piano LTI di riferimento	Numero di azioni erogate per il Piano LTI di riferimento
Piano LTI 2019	1.538.547	6,983	0	956.562[74]	1.021.328	435.357[75]
Piano LTI 2020	1.638.775	7,380	728.265	312.127[76]	1.631.951	-
Piano LTI 2021	1.577.773	7,0010	1.375.671	-	1.577.773	-
Piano LTI 2022	2.398.143	4,8495	2.023.677	-	2.395.323	-
Piano LTI 2023	4.040.820	5,5540	4.040.820	-		-

Il fair value di tali strumenti rappresentativi di capitale è misurato sulla base del prezzo di mercato delle Azioni alla data di assegnazione[77].

Il costo relativo alla componente azionaria è determinato con riferimento al fair value degli strumenti rappresentativi di capitale assegnati ed è rilevato lungo la durata del vesting period in contropartita alle riserve di patrimonio netto.

I costi totali del Gruppo rilevati a Conto economico ammontano a euro 6 milioni nell'esercizio 2023 (euro 11 milioni nel 2022).

Non ci sono state cancellazioni o modifiche che hanno interessato il Piano LTI 2023 e/o il Piano LTI 2022 e/o il Piano LTI 2021 e/o il Piano LTI 2020 e/o il Piano LTI 2019.

(74) Nella tabella è valorizzato il numero di Azioni erogate, in data 5 settembre 2023, ai destinatari del Piano LTI 2019 e che costituiscono la parte restante della componente azionaria del premio riconosciuto ai suddetti destinatari a seguito della consuntivazione degli obiettivi di performance del Piano stesso.

(75) Nella tabella è valorizzato il numero di Azioni erogate, in data 5 settembre 2022, ai destinatari del Piano LTI 2019 e che costituiscono parte della componente azionaria del premio riconosciuto ai suddetti destinatari a seguito della consuntivazione degli obiettivi di performance del Piano stesso. La restante parte della componente azionaria del premio, secondo i termini e le modalità di cui al Regolamento di attuazione del Piano LTI 2019, è stata erogata il 5 settembre 2023.

(76) Nella tabella è valorizzato il numero di Azioni erogate, in data 5 settembre 2023, ai destinatari del Piano LTI 2020 e che costituiscono parte della componente azionaria del premio riconosciuto ai suddetti destinatari a seguito della consuntivazione degli obiettivi di performance del Piano stesso. Per la restante parte della componente azionaria del premio è previsto un differimento al 2024, secondo i termini e le modalità di cui al Regolamento di attuazione del Piano LTI 2020.

(77) Con riferimento al Piano LTI 2019, la data di assegnazione si riferisce al 12 novembre 2019, ovverosia alla data della riunione del Consiglio di Amministrazione che ha approvato modalità e tempi di assegnazione del Piano LTI 2019 ai destinatari.
Con riferimento al Piano LTI 2020, la data di assegnazione si riferisce al 17 settembre 2020, ovverosia alla data della riunione del Consiglio di Amministrazione che ha approvato modalità e tempi di assegnazione del Piano LTI 2020 ai destinatari.
Con riferimento al Piano LTI 2021, la data di assegnazione si riferisce al 16 settembre 2021, ovverosia alla data della riunione del Consiglio di Amministrazione che ha approvato modalità e tempi di assegnazione del Piano LTI 2021 ai destinatari.
Con riferimento al Piano LTI 2022, la data di assegnazione si riferisce al 21 settembre 2022, ovverosia alla data della riunione del Consiglio di Amministrazione che ha approvato modalità e tempi di assegnazione del Piano LTI 2022 ai destinatari.
Con riferimento al Piano LTI 2023, la data di assegnazione si riferisce al 5 ottobre 2023, ovverosia alla data della riunione del Consiglio di Amministrazione che ha approvato modalità e tempi di assegnazione del Piano LTI 2023 ai destinatari.

54. Informativa sulle parti correlate

In quanto operatore nel campo della produzione, della distribuzione, del trasporto e della vendita di energia elettrica, nonché della vendita di gas naturale, Enel effettua transazioni con un certo numero di società controllate direttamente o indirettamente dallo Stato italiano, azionista di riferimento del Gruppo.

La tabella sottostante riepiloga le principali transazioni intrattenute con tali controparti.

Parte correlata	Rapporto	Natura delle principali transazioni
Acquirente Unico	Interamente controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di energia elettrica destinata al mercato di maggior tutela
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (Terna) Vendita di servizi di trasporto di energia elettrica (Gruppo Eni) Acquisto di servizi di trasporto, dispacciamento e misura (Terna) Acquisto di servizi di postalizzazione (Poste Italiane) Acquisto di combustibili per gli impianti di generazione, di servizi di stoccaggio e distribuzione del gas naturale (Gruppo Eni)
GSE - Gestore dei Servizi Energetici	Interamente controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica incentivata Versamento della componente A3 per incentivazione fonti rinnovabili
GME - Gestore dei Mercati Energetici	Interamente controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica in Borsa (GME) Acquisto di energia elettrica in Borsa per pompaggi e programmazione impianti (GME)
Gruppo Leonardo	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di servizi informatici e fornitura di beni

Inoltre, il Gruppo intrattiene rapporti di natura prevalentemente commerciale nei confronti delle società collegate o partecipate con quote di minoranza.
Infine, Enel intrattiene con i fondi pensione FOPEN e FONDENEL, con la Fondazione Enel e con Enel Cuore, società Onlus di Enel operante nell'ambito dell'assistenza sociale e socio-sanitaria, rapporti istituzionali e di finalità sociale.
Tutte le transazioni con parti correlate sono state concluse alle normali condizioni di mercato, in alcuni casi determinate dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.

Le tabelle seguenti forniscono una sintesi dei rapporti sopra descritti nonché dei rapporti economici e patrimoniali con parti correlate, società collegate e a controllo congiunto rispettivamente in essere al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022.

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	GSE	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti[1]	Altre
Rapporti economici					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	-	3.172	14	3.626	224
Altri proventi	-	-	-	10	3
Altri proventi finanziari	-	-	-	2	-
Energia elettrica, gas e combustibile	2.035	7.098	11	2.304	2
Servizi e altri materiali	-	63	2	2.751	72
Altri costi operativi	11	201	355	51	2
Risultati netti da contratti su commodity	-	-	-	-	-
Altri oneri finanziari	1	-	-	29	-

(1) Include i saldi riferiti principalmente a: Terna, Cassa Depositi e Prestiti SpA, Eni, Snam, Poste Italiane, Ansaldo Energia e Italgas.

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	GSE	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti[1]	Altre
Rapporti patrimoniali					
Altre attività finanziarie non correnti	-	-	-	-	1
Derivati finanziari attivi non correnti	-	-	-	-	-
Altre attività non correnti	-	-	-	6	-
Crediti commerciali	-	84	7	940	59
Altre attività finanziarie correnti	-	-	-	5	1
Altre attività correnti	-	-	17	23	3
Finanziamenti a lungo termine	-	-	-	357	-
Passività derivanti da contratti con i clienti non correnti	-	-	-	11	7
Derivati finanziari passivi non correnti	-	-	-	-	-
Finanziamenti a breve termine	-	-	-	-	-
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	-	89	-
Debiti commerciali	497	201	378	1.616	8
Derivati finanziari passivi correnti	-	-	-	-	-
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti	-	-	-	31	22
Altre passività correnti	-	-	-	3	34
Altre informazioni					
Garanzie rilasciate	-	-	-	10	60
Garanzie ricevute	-	-	-	136	36
Impegni	-	-	-	23	-

(1) Include i saldi riferiti principalmente a: Terna, Cassa Depositi e Prestiti SpA, Eni, Snam, Poste Italiane, Ansaldo Energia e Italgas.

Totale 2023	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale 2023	Totale voce di bilancio	Incidenza %
7.036	224	**7.260**	**92.882**	**7,8%**
13	5	**18**	**2.683**	**0,7%**
2	237	**239**	**2.916**	**8,2%**
11.450	128	**11.578**	**46.270**	**25,0%**
2.888	463	**3.351**	**18.304**	**18,3%**
620	-	**620**	**6.125**	**10,1%**
-	(7)	**(7)**	**(2.966)**	**0,2%**
30	59	**89**	**5.966**	**1,5%**

Totale al 31.12.2023	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 31.12.2023	Totale voce di bilancio	Incidenza %
1	1.929	**1.930**	**8.750**	**22,1%**
-	4	**4**	**2.383**	**0,2%**
6	-	**6**	**2.249**	**0,3%**
1.090	176	**1.266**	**17.773**	**7,1%**
6	168	**174**	**4.329**	**4,0%**
43	49	**92**	**4.099**	**2,2%**
357	302	**659**	**61.085**	**1,1%**
18	-	**18**	**5.743**	**0,3%**
-	8	**8**	**3.373**	**0,2%**
-	3	**3**	**4.769**	**0,1%**
89	22	**111**	**9.086**	**1,2%**
2.700	129	**2.829**	**15.821**	**17,9%**
-	15	**15**	**6.461**	**0,2%**
53	-	**53**	**2.126**	**2,5%**
37	3	**40**	**14.760**	**0,3%**

70	-	**70**		
172	-	**172**		
23	-	**23**		

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	GSE	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti[1]	Altre
Rapporti economici					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	-	7.949	87	4.497	196
Altri proventi	-	-	-	389	-
Altri proventi finanziari	-	-	-	-	-
Energia elettrica, gas e combustibile	6.379	16.817	2	4.266	3
Servizi e altri materiali	-	220	2	3.258	73
Altri costi operativi	10	147	-	420	3
Risultati netti da contratti su commodity	-	-	-	50	-
Altri oneri finanziari	1	-	2	10	-

(1) Include i saldi riferiti principalmente a: Terna, Cassa Depositi e Prestiti SpA, Eni, Snam, Poste Italiane, Ansaldo Energia e Italgas.

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	GSE	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti[1]	Altre
Rapporti patrimoniali					
Altre attività finanziarie non correnti	-	-	-	-	-
Crediti commerciali	-	220	6	1.040	38
Derivati finanziari attivi correnti	-	-	-	-	-
Altre attività finanziarie correnti	-	-	-	5	-
Altre attività correnti	-	-	30	58	2
Finanziamenti a lungo termine	-	-	-	447	-
Passività derivanti da contratti con i clienti non correnti	-	-	-	9	8
Derivati finanziari passivi non correnti	-	-	-	-	-
Finanziamenti a breve termine	-	-	-	-	-
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	-	89	-
Debiti commerciali	1.211	305	6	1.097	(1)
Altre passività finanziarie correnti	-	-	-	-	-
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti	-	-	-	23	20
Altre passività correnti	-	-	-	3	23
Altre informazioni					
Garanzie rilasciate	-	20	-	11	58
Garanzie ricevute	-	-	-	134	36
Impegni	-	-	-	149	-

(1) Include i saldi riferiti principalmente a: Terna, Cassa Depositi e Prestiti SpA, Eni, Snam, Poste Italiane, Ansaldo Energia e Italgas.

Totale 2022	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale 2022	Totale voce di bilancio	Incidenza %
12.729	210	**12.939**	**135.653**	**9,5%**
389	-	**389**	**4.864**	**8,0%**
-	154	**154**	**3.430**	**4,5%**
27.467	413	**27.880**	**96.896**	**28,8%**
3.553	247	**3.800**	**20.228**	**18,8%**
580	1	**581**	**4.685**	**12,4%**
50	-	**50**	**2.365**	**2,1%**
13	21	**34**	**5.880**	**0,6%**

Totale al 31.12.2022	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 31.12.2022	Totale voce di bilancio	Incidenza %
-	1.885	**1.885**	**8.359**	**22,6%**
1.304	259	**1.563**	**16.605**	**9,4%**
-	5	**5**	**14.830**	**-**
5	99	**104**	**13.753**	**0,8%**
90	63	**153**	**4.314**	**3,5%**
447	327	**774**	**68.191**	**1,1%**
17	-	**17**	**5.747**	**0,3%**
-	9	**9**	**5.895**	**0,2%**
-	14	**14**	**18.392**	**0,1%**
89	21	**110**	**2.835**	**3,9%**
2.618	192	**2.810**	**17.641**	**15,9%**
-	1	**1**	**853**	**0,1%**
43	-	**43**	**1.775**	**2,4%**
26	21	**47**	**11.713**	**0,4%**
89	-	**89**		
170	-	**170**		
149	-	**149**		

In merito all'informativa sulla retribuzione degli Amministratori, del Collegio Sindacale, del Direttore Generale e dei dirigenti con responsabilità strategiche, prevista dallo IAS 24, si rimanda alle seguenti tabelle.

Milioni di euro

	2023	2022	2023-2022	
Compensi riferiti ai componenti del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale, al Direttore Generale				
Benefíci a breve termine per i dipendenti	5	5	-	-
Benefíci dovuti ai dipendenti per la cessazione del rapporto di lavoro	5	-	5	-
Pagamenti basati su azioni	1	1	-	-
Totale	**11**	**6**	**5**	**83,3%**

Milioni di euro

	2023	2022	2023-2022	
Compensi riferiti ai dirigenti con responsabilità strategiche				
Benefíci a breve termine per i dipendenti	8	13	(5)	-38,5%
Benefíci dovuti ai dipendenti per la cessazione del rapporto di lavoro	4	-	4	-
Pagamenti basati su azioni	1	2	(1)	-50,0%
Totale	**13**	**15**	**(2)**	**-13,3%**

Nel corso del mese di novembre 2010 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato una procedura che disciplina l'approvazione e l'esecuzione delle operazioni con parti correlate poste in essere da Enel SpA, direttamente ovvero per il tramite di società controllate (la "Procedura OPC Enel"). Tale procedura (reperibile all'indirizzo "https://www.enel.com/it/investitori/governance/statuto-regolamenti-politiche") individua una serie di regole volte ad assicurare la trasparenza e la correttezza, sia sostanziale sia procedurale, delle operazioni con parti correlate ed è stata adottata in attuazione di quanto disposto dall'art. 2391 *bis* del codice civile e dalla disciplina attuativa dettata dalla CONSOB con Regolamento n. 17221 del 12 marzo 2010, come successivamente modificato (il "Regolamento CONSOB OPC").

Si segnala che nel corso dell'esercizio 2023 non sono state realizzate operazioni con parti correlate per le quali fosse necessario procedere all'inserimento in bilancio dell'informativa richiesta dal Regolamento CONSOB OPC.

55. Erogazioni pubbliche - Informativa ex art. 1, commi 125-129, legge n. 124/2017

Ai sensi dell'art. 1, commi 125 e 126, della legge n. 124/2017 e successive modificazioni, di seguito sono indicate le informazioni in merito alle erogazioni ricevute da enti e amministrazioni pubbliche italiane, nonché le erogazioni concesse da Enel SpA e dalle società controllate consolidate integralmente a imprese, persone ed enti pubblici e privati. L'informativa tiene conto: (i) delle erogazioni ricevute da soggetti pubblici/entità statali italiani; e (ii) delle erogazioni concesse da parte di Enel SpA e delle controllate del Gruppo a soggetti pubblici o privati residenti o stabiliti in Italia.

L'informativa di seguito presentata include le erogazioni di importo superiore a 10.000 euro, effettuate dal medesimo soggetto erogante nel corso del 2023, anche tramite una pluralità di transazioni economiche. Il criterio di rilevazione utilizzato è quello cosiddetto "di cassa".

Ai sensi delle disposizioni dell'art. 3 *quater* del decreto legge 14 dicembre 2018, n. 135, convertito dalla legge 11 febbraio 2019, n. 12, per le erogazioni ricevute si rinvia alle indicazioni contenute nel Registro Nazionale degli Aiuti di Stato di cui all'art. 52 della legge 24 dicembre 2012, n. 234.

Erogazioni ricevute in milioni di euro

Istituto finanziario/ Ente erogatore	Società beneficiaria	Importo	Note
Regione Sicilia	Enel X Mobility Srl (incorporata in Enel X Way Italia Srl al 1° luglio 2023)	(1,03)	Tranche di contributo per il progetto Sicilia Smart Charging, finanziato nell'ambito del PNIRE Regione Sicilia
MIUR	Enel X Srl	(0,38)	Tranche di contributo a fondo perduto per l'istanza di progetto SE4I, finanziata nell'ambito PON MIUR R&SSI PNR 2015-2020
MIMIT	Enel Produzione SpA	(0,04)	Tranche di contributo a saldo per il progetto Hydrostore finanziato nell'ambito del Bando Industria 2015
MASE	e-distribuzione SpA	(347,79)	Erogazione anticipo, pari al 10% del finanziamento, dei progetti SmartGrid e Resilienza del PNRR
MASE	e-distribuzione SpA	(15,68)	Erogazione SAL, per il programma di finanziamento PON IC 2014/2020 FESR, ASSE IV, AZIONE 4.3.1, dei progetti: Agrigento, Pachino, Priolo, Campagna, Ciminna, Valguarnera, Santa Croce Camerina, Mussomeli, Scordia, Ragusa 3
Commissione Europea	e-distribuzione SpA	(0,10)	Erogazione SAL del progetto di ricerca e sviluppo Life Lanario (programma di finanziamento LIFE)
Commissione Europea	e-distribuzione SpA	(0,02)	Erogazione SAL del progetto di ricerca e sviluppo Flexplan (programma di finanziamento H2020)
MASE	e-distribuzione SpA	(10,69)	Erogazione SAL del progetto di ricerca e sviluppo Puglia Active Network (programma di finanziamento NER 300)
		(375,73)	**Totale**

Erogazioni concesse in milioni di euro			
Società erogante	**Società/Ente beneficiario**	**Importo**	**Note**
Enel SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0,10	Erogazione liberale
Enel SpA	Enel Cuore Onlus	0,59	Erogazione liberale a sostegno di progetti individuati nel corso del 2023
Enel SpA	Luiss Guido Carli	0,07	Donazione per l'elaborazione e la trasmissione delle conoscenze scientifiche, tecnologiche e umanistiche
Enel SpA	Human Foundation	0,05	Donazione per generare e sviluppare soluzioni innovative di fronte ai problemi sociali
Enel SpA	FGS Onlus	0,03	Donazione per promuovere le pari opportunità
Enel X Srl	Enel Cuore Onlus	0,04	Contributo anno 2023
Enel Green Power Italia	Lega Navale Italiana Sezione Belluno	0,04	Donazione per il progetto Vela per Tutti
Enel Green Power Italia	Lega Navale Italiana Sezione Belluno	0,02	Donazione per il progetto Vela per Tutti
Enel Produzione SpA	Fondazione Vajont 9 Ottobre 1963 Onlus	0,05	Donazione Fondazione Vajont
Enel Produzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0,41	Erogazione prima quota 2023
Enel Produzione SpA	Enel Cuore Onlus	0,15	Erogazione prima quota 2023
Enel Produzione SpA	Enel Cuore Onlus	0,70	Saldo contributo 2022
Enel Produzione SpA	Comune di Civitavecchia	0,08	Piano di Sostenibilità Città di Civitavecchia
Enel Produzione SpA	Capitaneria di Porto Empedocle	0,03	Progettazione, realizzazione e installazione di una struttura metallica amovibile per l'ombreggiamento dell'area della Capitaneria di Porto di Porto Empedocle destinata al parcheggio dei relativi mezzi militari
Enel Energia SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0,90	Acconto contributo 50% anno 2023
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	0,33	Acconto contributo 20% anno 2023
Enel Energia SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0,89	Saldo contributo 2022
Enel Italia SpA	Enel Cuore Onlus	0,07	Saldo del contributo straordinario 2022
Enel Italia SpA	Capone Valentina	0,01	Donazione modale progetto Alleva la Speranza
Enel Italia SpA	Fondazione Nazionale Accademia Santa Cecilia	0,60	Donazione a sostegno delle attività culturali della Fondazione
Enel Italia SpA	Teatro alla Scala di Milano	0,60	Donazione al Teatro alla Scala a sostegno delle attività culturali della Fondazione
Enel Italia SpA	Fondazione MAXXI	0,60	Donazione a sostegno delle attività culturali della Fondazione
Enel Italia SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0,05	Contributo 2022 a sostegno di progetti di ricerca e di alta formazione
Enel Italia SpA	Croce Rossa Italiana	0,26	Donazione di attrezzature/equipment/materiali medico-sanitario acquistati per i centri vaccinali COVID in sedi Enel
Enel Global Trading SpA	Fondazione Centro Studi Enel	1,02	Contributo finalizzato al sostegno e allo sviluppo dei progetti di ricerca e alta formazione
e-distribuzione SpA	Enel Cuore Onlus	1,89	80% a saldo contributo liberale 2022
e-distribuzione SpA	Enel Cuore Onlus	0,33	20% del contributo liberale 2023
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	1,28	50% a saldo contributo liberale 2022
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0,88	50% del contributo liberale 2023
e-distribuzione SpA	Dipartimento della Protezione Civile Presidenza del Consiglio dei Ministri	0,67	Cessione a titolo gratuito di beni aziendali da trasportare e consegnare alle autorità ucraine nell'ambito dell'iniziativa di sostegno al settore energetico in Ucraina promossa da Energy Community in collaborazione con l'European Union Civil Protection Mechanism (UCPM)
		12,74	**Totale**

56. Impegni contrattuali e garanzie

Gli impegni contrattuali assunti dal Gruppo Enel e le garanzie prestate a terzi sono di seguito riepilogati:

Milioni di euro			
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022
Garanzie prestate:			
- fideiussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	3.407	4.296	(889)
Impegni assunti verso fornitori per:			
- acquisti di energia elettrica	63.422	64.878	(1.456)
- acquisti di combustibili	47.666	96.996	(49.330)
- forniture varie	3.017	2.449	568
- appalti	6.982	6.165	817
- altre tipologie	6.483	6.889	(406)
Totale	**127.570**	**177.377**	**(49.807)**
TOTALE	**130.977**	**181.673**	**(50.696)**

Rispetto a quanto rilevato al 31 dicembre 2022, la variazione in diminuzione degli impegni assunti per gli "acquisti di energia elettrica" pari a 1.456 milioni di euro è riferibile essenzialmente all'avanzamento dei contratti delle società rientranti nella regione America Latina, in particolare in Cile, e all'andamento del prezzo dell'energia elettrica.

La variazione in diminuzione degli impegni per gli "acquisti di combustibili", pari a 49.330 milioni di euro, è riferita principalmente alla contrazione dei prezzi del gas, soprattutto in Italia e in Spagna, rispetto al 2022.

Per maggiori dettagli sulla scadenza degli impegni e delle garanzie, si rinvia al paragrafo "Impegni per l'acquisto delle commodity" contenuto nella nota 49.

57. Attività e passività potenziali

Di seguito sono riportate le principali attività e passività potenziali al 31 dicembre 2023 non rilevate in bilancio per assenza dei necessari presupposti previsti dal principio di riferimento IAS 37.

Grandi concessioni idroelettriche - Italia

La disciplina nazionale delle concessioni idroelettriche di grande derivazione è stata da ultimo modificata dal cosiddetto "D.L. Semplificazioni" (decreto legge n. 135 del 2018 convertito in legge 11 febbraio 2019, n. 12), che ha introdotto una serie di novità in tema di affidamento di tali concessioni alla loro scadenza e in tema di valorizzazione dei beni e delle opere a esse collegate e da trasferire al nuovo concessionario. Tale normativa ha anche introdotto alcune modifiche in materia di canoni concessori, prevedendo una quota fissa e una quota variabile del canone, 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). In attuazione di tale legge statale e sulla base di una specifica delega, a oggi alcune Regioni (Lombardia, Piemonte, Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Provincia di Trento, Veneto, Calabria, Basilicata, Abruzzo e Umbria) hanno emanato leggi regionali di attuazione di detta normativa statale, e hanno richiesto il pagamento sia del canone binomio sia della monetizzazione dell'energia gratuita.
Enel Produzione SpA ed Enel Green Power SpA hanno impugnato avanti al Tribunale Superiore delle Acque Pubbliche (TSAP) gli atti attuativi delle leggi regionali e tutti i successivi avvisi di pagamento del canone binomio e della monetizzazione della fornitura di energia gratuita, chiedendone l'annullamento e sollevando la questione di illegittimità costituzionale sia della legge statale sia delle leggi regionali.
Le società lamentano che gli atti attuativi regionali – così come la disciplina regionale di cui costituiscono attuazione – presentano forti profili di illegittimità costituzionale, *in primis* per violazione della normativa statale e di diversi princípi di rango primario tutelati sia dalla Costituzione italiana sia dall'ordinamento euro-unitario in materia di legittimo affidamento, tutela della proprietà, ragionevolezza, iniziativa privata, concessioni, laddove:

- prevedono l'applicazione retroattiva anche alle concessioni di grande derivazione in corso di validità della disciplina del canone binomio e dell'obbligo di fornitura gratuita di energia o del suo controvalore economico;
- dispongono la monetizzazione dell'obbligo di fornitura gratuita di energia, non prevista dalla norma statale.

Inoltre, l'introduzione da parte delle Regioni di detti nuovi obblighi di corrispondere il nuovo canone binomio (articolato in una componente fissa e in una componente variabile) e di fornire gratuitamente un certo quantitativo annuale di energia, in termini di corresponsione del relativo controvalore monetario, a carico anche dei titolari di concessioni in corso di validità e non ancora scadute, determina un imprevisto e irragionevole squilibrio economico dei rapporti concessori. Tale circostanza si pone in evidente contrasto con i princípi di ragionevolezza, proporzionalità e legittimo affidamento degli oneri concessori, il cui rispetto è richiesto dalla giurisprudenza costituzionale qualora siano introdotte, nell'ambito di rapporti di durata, modifiche peggiorative.
Infine, sia la normativa statale sia quella regionale di attuazione violano princípi comunitari e princípi costituzionali quali per esempio il diritto di proprietà, il principio di certezza del diritto, la libertà di impresa. In particolare, le norme non prevedono espressamente il trasferimento del ramo d'azienda dal concessionario uscente a quello subentrante, e prevedono criteri inadeguati per la valorizzazione delle opere da trasferire che rischiano di concretizzarsi in un meccanismo sostanzialmente espropriativo, in violazione di princípi costituzionali.
I giudizi pendenti avverso le Regioni Lombardia e Piemonte sono rinviati alle udienze collegiali del 24 aprile 2024 e del 12 giugno 2024, mentre i rimanenti giudizi sono ancora pendenti in fase istruttoria.

Procedimento Antitrust 12461 - EE - Rinnovi Contrattuali – Italia

L'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM), in data 13 dicembre 2022, ha notificato a Enel Energia SpA ("Società" o "EE") e ad altre sei società (Hera, A2A, Acea, Eni Plenitude, Engie, Edison) l'avvio di un procedimento per pratiche commerciali scorrette contestando alle stesse la violazione di alcune disposizioni del Codice del Consumo e dell'art. 3 del decreto legge n. 115/2022 (c.d. "Decreto Aiuti *bis*").
In particolare, l'AGCM, tra l'altro, ha contestato a EE di avere inviato ai propri clienti, nel periodo da maggio a ottobre 2022, comunicazioni di modifica del prezzo che, da un lato, avrebbero un contenuto generico e omissivo nella misura in cui non precisano la data di scadenza delle condizioni economiche oggetto di rinnovo e, dall'altro, costituirebbero esercizio di *ius variandi* in quanto dirette a preannunciare la modifica delle condizioni economiche del rapporto di fornitura, in contrasto con quanto previsto dal citato art. 3 del Decreto Aiuti *bis*.
Con provvedimento di avvio del procedimento, l'AGCM ha contestualmente inibito in via cautelare l'invio di nuove comunicazioni di modifica del prezzo e imposto la rettifica di quelle già inviate.
Tutti gli operatori destinatari di detto ordine, compresa EE, hanno impugnato il provvedimento che si basava sull'assunto che qualsiasi modifica di prezzo fosse stata vietata ai fornitori nel periodo indicato dal Decreto Aiuti *bis* (10 agosto - 30 aprile, termine poi prorogato dal decreto legge n. 198/2022, c.d. "Decreto Milleproroghe", fino al 30 giugno 2023).
In seguito all'ordinanza del Consiglio di Stato del 22 dicembre 2022 e al Decreto Milleproroghe del 29 dicembre 2022, con i quali è stata esclusa l'applicabilità dell'art. 3 del citato decreto legge per i rinnovi contrattuali (delle offerte in scadenza) effettuati nel rispetto dei termini di preavviso contrattualmente previsti e fermo restando il diritto di recesso della controparte, che sono stati così distinti dallo *ius variandi,* l'AGCM, con nuovo provvedimento cautelare del 29 dicembre 2022, ha confermato parzialmente l'originario provvedimento cautelare, confermando l'inibitoria delle variazioni o rinnovi delle condizioni economiche dei contratti in scadenza per i quali non era specificamente individuata o comunque predeterminabile la data di scadenza nella comunicazione inviata al cliente. EE ha presentato ricorso per motivi aggiunti contro questo provvedimento.
Con sentenza pubblicata il 19 maggio 2023, il TAR Lazio ha accolto i ricorsi di EE e annullato i provvedimenti cautelari emessi dall'AGCM il 12 dicembre 2022 e il 29 dicembre 2022, non condividendo l'*iter* logico posto dall'AGCM a fondamento dei provvedimenti che sono stati ritenuti carenti di *fumus boni iuris*. In particolare, secondo il TAR, il legislatore ha inteso sospendere unicamente le modifiche della parte normativa del negozio e non anche l'aggiornamento dei prezzi scaduti o in scadenza in quanto si verrebbero a congelare a tempo indeterminato le precedenti condizioni economiche. Sia l'AGCM sia EE hanno impugnato la sentenza del TAR Lazio innanzi al Consiglio di Stato e il procedimento è pendente.
Nel frattempo, in data 15 novembre 2023 l'AGCM, per il procedimento per pratiche commerciali scorrette, ha notificato un provvedimento con cui ha accertato la violazione degli artt. 24 e 25 del Codice del Consumo, irrogando a EE una sanzione pari a 10 milioni di euro, il cui importo è stato pagato da EE il 15 dicembre 2023. In data 15 gennaio 2024, EE ha presentato ricorso al TAR Lazio per l'annullamento del suddetto provvedimento sanzionatorio.
Il TAR Lazio, con ordinanza emessa a seguito dell'udienza tenutasi il 20 marzo 2024, ha accolto l'istanza presentata congiuntamente dalle parti di trattare i motivi di ricorso nell'udienza di merito del 17 luglio 2024.

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

Il 1° luglio 2021 e-distribuzione SpA ha avuto notizia di un procedimento a carico di alcuni suoi dipendenti e manager, e della stessa e-distribuzione ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001, avviato dalla Procura della Repubblica di Taranto, a seguito dell'evento infortunistico verificatosi la notte tra il 27 e il 28 giugno 2021 ai danni di un dipendente

di una ditta appaltatrice, successivamente defunto.
Nella fase di indagini è stato disposto un accertamento tecnico irripetibile e la relazione del Consulente tecnico del Pubblico Ministero, datata 15 dicembre 2021, è stata depositata e acquisita al fascicolo del PM.
Nei confronti di alcuni indagati, nonché nei confronti della ditta appaltatrice presso la quale l'infortunato era distaccato, è stato notificato provvedimento di archiviazione. Verso i restanti indagati e verso la società è stato notificato l'avviso di conclusione delle indagini preliminari ex art. 415 *bis* c.p.p. e, successivamente, in data 17 aprile 2023 è stato notificato l'avviso di fissazione dell'udienza preliminare dinanzi al Giudice per l'Udienza Preliminare del Tribunale di Taranto per la data del 23 maggio 2023. A seguito di rinvii, il prosieguo dell'udienza preliminare era fissato al 20 febbraio 2024, data in cui si è tenuta la discussione delle parti, ivi inclusa quella in merito alla richiesta di patteggiamento formulata da uno degli indagati. Il Giudice ha, quindi, disposto un rinvio all'udienza del 21 maggio 2024 per decisione sul rinvio a giudizio.
Di concerto con la compagnia di assicurazione, si è definito l'*iter* per addivenire a 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.

Arbitrato Enel Produzione SpA – Italia

Nell'ultimo trimestre 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 e n. 833/2014. La domanda è stata presentata per circa 11 milioni di dollari statunitensi per forniture già eseguite e circa 62 milioni di dollari statunitensi per forniture attese, più interessi. Il procedimento arbitrale è pendente; la conclusione è attualmente stimata per il 2025.

Contenzioso Green Network – Italia

Con atto di citazione dell'8 maggio 2019, Green Network SpA (GN) ha convenuto in giudizio Enel Energia SpA (EE) dinanzi al Tribunale di Roma per far accertare presunte condotte anticoncorrenziali (tra le quali anche pratiche illecite di win-back) che EE avrebbe realizzato nel tentativo di recuperare la clientela che sarebbe passata al trader concorrente e, per l'effetto, condannare EE al risarcimento del danno quantificato in 116.049.056 euro, oltre interessi e rivalutazione monetaria, in aggiunta alla pubblicazione della sentenza. EE si è costituita ritualmente in giudizio contestando la fondatezza della pretesa avversaria in fatto e diritto e chiedendo il rigetto integrale delle domande, nonché la condanna di parte attrice al risarcimento dei danni per lite temeraria. Dopo lo svolgimento della fase istruttoria, nel corso della quale è stata espletata una Consulenza Tecnica d'Ufficio fonica, il Giudice ha rigettato le ulteriori richieste istruttorie di parte attrice e ha rinviato la causa per la precisazione delle conclusioni all'udienza cartolare del 27 giugno 2024.

Procedimento sanzionatorio Enel Energia – Italia

Il 29 febbraio 2024 è stato notificato dall'autorità Garante per Protezione dei Dati Personali (GPDP), un provvedimento sanzionatorio che commina alla società Enel Energia SpA una sanzione pecuniaria di 79.107.101 euro, oltre ad alcune misure prescrittive.
Il provvedimento trae origine da un procedimento avviato dal GPDP nel luglio 2023, nel corso del quale è stata contestata alla società la mancata adozione di un adeguato sistema di monitoraggio e controllo sull'operato delle proprie agenzie, le quali, in un arco temporale che va 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 società stessa.
Nel frattempo, la società, a propria tutela, aveva già adottato nei confronti delle proprie agenzie, coinvolte nei fatti oggetto del provvedimento sanzionatorio, tutte le misure contrattualmente previste e aveva altresì denunciato in sede penale gli operatori che hanno agito abusivamente.
La società, considerando infondate le contestazioni mosse dal GPDP, intende impugnare il provvedimento innanzi al Tribunale Civile di Roma, avanzando istanza di sospensiva, sia rispetto al pagamento della sanzione, sia rispetto alle misure prescrittive previste.

Contenzioso BEG – Italia, Francia, Lussemburgo

A conclusione di un procedimento arbitrale avviato in Italia dalla società BEG SpA (BEG), Enelpower SpA (oggi Enelpower Srl) ha ottenuto nel 2002 un lodo favorevole, confermato nel 2010 dalla Corte di Cassazione, con cui è stata integralmente rigettata la domanda risarcitoria avversaria in relazione al presunto inadempimento di Enelpower di un accordo per la valutazione della costruzione di una centrale idroelettrica in Albania. Successivamente BEG, attraverso la propria controllata Albania BEG Ambient Shpk (ABA), società di diritto albanese, ha avviato in Albania un giudizio contro Enelpower ed Enel SpA (Enel), in relazione alla medesima questione, ottenendo dal Tribunale Distrettuale di Tirana, in data 24 marzo 2009, una decisione, confermata dalla Cassazione albanese, che ha condannato Enelpower ed Enel al risarcimento di un danno extracontrattuale di circa 25 milioni di euro per il 2004 e di un ulteriore danno, non quantificato, per gli anni successivi. ABA, a seguito di tale decisione, ha chiesto il pagamento di oltre 430 milioni di euro.
Nel novembre 2016, Enel ed Enelpower hanno promosso un giudizio dinanzi alla Corte di Cassazione albanese,

chiedendo la revocazione della sentenza emessa dal Tribunale Distrettuale di Tirana in data 24 marzo 2009. Il procedimento è tuttora pendente.
Con sentenza della Corte d'Appello di Roma del 7 marzo 2022, si è concluso l'ulteriore giudizio intrapreso da Enel ed Enelpower dinanzi al Tribunale di Roma, teso a ottenere l'accertamento della responsabilità di BEG per avere aggirato il lodo arbitrale reso in Italia a favore di Enelpower mediante le predette iniziative assunte dalla controllata ABA. Con la suddetta sentenza la Corte d'Appello di Roma ha confermato la sentenza di primo grado resa dal Tribunale di Roma in data 16 giugno 2015 che aveva rigettato la domanda in rito.
In data 20 maggio 2021, inoltre, la Corte Europea dei Diritti dell'Uomo (CEDU) ha emesso la sentenza con la quale ha deciso sul ricorso promosso da BEG contro lo Stato italiano per violazione dell'art. 6.1 della Convenzione Europea dei Diritti dell'Uomo. Con tale decisione la Corte ha respinto la richiesta di BEG di riaprire il procedimento arbitrale di cui sopra e ha, altresì, rigettato la domanda risarcitoria di BEG per danni patrimoniali per circa 1,2 miliardi di euro, per insussistenza del nesso di causalità con la condotta contestata, riconoscendo un risarcimento di 15.000 euro per danni non patrimoniali.
Ciononostante, il 29 dicembre 2021, BEG, con un'azione ritenuta dalla Società e dai suoi legali infondata e pretestuosa, ha deciso di convenire in giudizio dinanzi al Tribunale di Milano lo Stato italiano, per chiedere, come conseguenza della sentenza della CEDU, il risarcimento a titolo di responsabilità extracontrattuale di un importo quantificato in circa 1,8 miliardi di euro. In tale giudizio BEG ha altresì convenuto, a titolo di responsabilità solidale, Enel ed Enelpower. Con ordinanza del 14 giugno 2022, il Tribunale di Milano, in accoglimento dell'eccezione di incompetenza territoriale sollevata dall'Avvocatura dello Stato, ha dichiarato la propria incompetenza a conoscere della controversia in favore del Tribunale di Roma, foro esclusivamente competente a conoscere delle cause nelle quali è coinvolto lo Stato italiano, condannando BEG al pagamento delle spese processuali in favore dei convenuti. BEG non ha riassunto il giudizio dinanzi al Tribunale di Roma nel termine di legge del 14 ottobre 2022 e pertanto il procedimento si è estinto.

Poco tempo dopo, in data 3 novembre 2022, BEG ha riproposto le medesime domande risarcitorie del procedimento estinto, notificando un nuovo atto di citazione dinanzi al Tribunale di Milano nei confronti dei medesimi convenuti, a esclusione dello Stato italiano, che BEG ha dichiarato di non voler convenire in tale giudizio. Enel ed Enelpower si sono ritualmente costituite in giudizio al fine di contestare la domanda, che si ritiene del tutto pretestuosa e infondata, al pari della precedente analoga iniziativa. All'esito dell'udienza di ammissione dei mezzi di prova, con ordinanza del 26 ottobre 2023 il Giudice ha respinto le richieste istruttorie della parte attrice e ha rinviato il giudizio per la precisazione delle conclusioni al 17 ottobre 2024.

Procedimenti intrapresi da Albania BEG Ambient Shpk (ABA) per il riconoscimento della sentenza del Tribunale di Tirana del 24 marzo 2009

Italia
Con ricorso notificato in data 11 settembre 2023, la società Albania BEG Ambient SHPK (ABA) ha promosso dinanzi la Corte d'Appello di Roma, nei confronti di Enel SpA ed Enelpower Srl, il procedimento volto a ottenere, ai sensi dell'art. 67 della legge n. 218/1995, il riconoscimento e l'esecuzione della sentenza del Tribunale di Tirana del 24 marzo 2009. Le due società del Gruppo si sono costituite in giudizio contestando integralmente la domanda di *exequatur*. All'esito dell'udienza di prima comparizione la Corte d'Appello ha rinviato al 18 settembre 2025 per la discussione orale della causa.

Francia
Nel 2012, ABA ha convenuto Enel ed Enelpower davanti al Tribunal de Grande Instance di Parigi (TGI) per ottenere il riconoscimento della sentenza albanese in Francia.
Il 29 gennaio 2018, il TGI ha rigettato la domanda di ABA. In particolare, il TGI ha statuito che: (i) la sentenza albanese contrasta con un giudicato preesistente (il lodo arbitrale del 2002) e (ii) la circostanza che BEG abbia cercato di ottenere in Albania ciò che non è riuscita a ottenere nel giudizio arbitrale italiano, riproponendo la medesima domanda tramite la sua controllata ABA, costituisce una frode alla legge.
Successivamente, con sentenza del 4 maggio 2021, la Corte d'Appello di Parigi ha rigettato integralmente l'appello proposto da ABA, confermando la sentenza di primo grado e, in particolare, l'inconciliabilità della sentenza albanese con il lodo arbitrale del 2002, e ha condannato ABA a rifondere a Enel ed Enelpower 200.000 euro ciascuna a titolo di spese legali.
Con sentenza del 17 maggio 2023 la Corte di Cassazione francese ha respinto l'ulteriore impugnazione di ABA rigettando così in via definitiva la domanda di *exequatur* di ABA.
In conseguenza della sentenza favorevole della Corte d'Appello, Enel ha avviato un separato giudizio volto a ottenere la liberazione dei sequestri conservativi presso terzi (*Saisie Conservatoire de Créances*) in favore di ABA di eventuali crediti vantati da Enel nei confronti di Enel France precedentemente notificati. Con ordinanza del 16 giugno 2022, il Tribunale dell'Esecuzione di Parigi ha ordinato il rilascio di tali sequestri, ordinando altresì ad ABA il pagamento in favore di Enel di una somma complessiva pari a circa 146.000 euro a titolo di risarcimento danni e spese legali. ABA ha impugnato la predetta ordinanza di

rilascio, e l'impugnazione è stata accolta con sentenza del 17 maggio 2023 della Corte d'Appello di Parigi. In data 16 giugno 2023 Enel ha depositato avviso di impugnazione e in data 15 dicembre 2023 ha formalmente impugnato tale provvedimento dinanzi alla Corte di Cassazione francese.

Olanda

Nel 2014, ABA ha promosso dinanzi al Tribunale di Amsterdam un procedimento per ottenere il riconoscimento e l'esecuzione della decisione albanese in Olanda.

In seguito a una sentenza di primo grado del 29 giugno 2016 favorevole ad ABA, con decisione del 17 luglio 2018 la Corte d'Appello di Amsterdam ha accolto l'appello proposto da Enel ed Enelpower e negato il riconoscimento e l'esecuzione della sentenza albanese in Olanda, in quanto arbitraria e manifestamente irragionevole, e pertanto contraria all'ordine pubblico olandese. Successivamente, il procedimento dinanzi alla Corte d'Appello è proseguito relativamente alla domanda subordinata avanzata da ABA per ottenere dalla corte olandese una decisione sul merito della controversia oggetto del contenzioso in Albania, e in particolare sull'asserita responsabilità extracontrattuale di Enel ed Enelpower in merito alla mancata costruzione della centrale in Albania. Con sentenza definitiva del 3 dicembre 2019, la Corte d'Appello di Amsterdam ha rigettato ogni pretesa avanzata da ABA, confermando il diniego del riconoscimento e dell'esecuzione della sentenza albanese in Olanda e riconoscendo l'insussistenza di qualsiasi responsabilità extracontrattuale in capo a Enel ed Enelpower all'esito di una rinnovata analisi del merito della causa ai sensi del diritto albanese. ABA è stata altresì condannata a rimborsare alle società i danni sofferti per aver subíto sequestri conservativi illegittimi, da quantificarsi nell'ambito di un apposito procedimento, e le spese del procedimento di primo e secondo grado.

Con sentenza del 16 luglio 2021, la Corte Suprema olandese ha definitivamente rigettato le domande di ABA, condannandola altresì a rifondere le spese del giudizio.

Lussemburgo

In Lussemburgo, sempre su iniziativa di ABA, sono stati notificati a J.P. Morgan Bank Luxembourg SA alcuni sequestri conservativi presso terzi di eventuali crediti vantati da entrambe le società del Gruppo Enel nei confronti della banca e, parallelamente, ABA ha avviato un procedimento volto a riconoscere in Lussemburgo la sentenza del Tribunale di Tirana.

Il procedimento, a causa di alcuni rallentamenti di carattere procedurale, si trova ancora in primo grado e nessun provvedimento giudiziario è stato ancora assunto. In particolare, a seguito di varie rinunce al mandato da parte dei difensori di ABA, a settembre 2023 il Tribunale ha sospeso il procedimento.

Stati Uniti e Irlanda

Nel 2014 ABA aveva avviato due procedimenti di *exequatur* dinanzi ai tribunali dello Stato di New York e d'Irlanda volti a ottenere il riconoscimento della sentenza albanese in tali Paesi. Entrambi i procedimenti si sono conclusi favorevolmente per Enel ed Enelpower, rispettivamente, in data 23 febbraio e 26 febbraio 2018. Pertanto, non esistono procedimenti allo stato pendenti né in Irlanda, né nello Stato di New York.

Incentivi ambientali – Endesa Generación SA – Spagna

A seguito della decisione (Decisione) della Commissione Europea del 27 novembre 2017 in materia di incentivi ambientali per le centrali termoelettriche, il 2 marzo 2018 la Direzione Generale della Concorrenza della Commissione (DGCOMP) aveva avviato un procedimento investigativo ai sensi dell'art. 108 comma 2 del Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea (TFUE) al fine di stabilire se l'incentivo all'investimento ambientale per le centrali a carbone previsto nell'Ordinanza ITC/3860/2007 costituisse un aiuto di Stato compatibile con il mercato interno. Il 13 aprile 2018, Endesa Generación, nella qualità di terzo interessato, ha presentato osservazioni contrarie a questa interpretazione. Successivamente, il ricorso presentato da Gas Natural (oggi Naturgy) dinanzi al Tribunale dell'Unione Europea contro la Decisione è stato rigettato l'8 settembre 2021. Tale decisione è stata impugnata da Naturgy e da EDP España dinanzi alla Corte di Giustizia dell'Unione Europea (CGUE). Dopo l'ordinanza di ammissibilità dell'intervento resa dalla CGUE in data 1° giugno 2022, Endesa Generación è intervenuta in entrambi i giudizi. Successivamente, in seguito al deposito delle conclusioni dell'Avvocato Generale, con sentenza del 14 dicembre 2023 la CGUE ha annullato tanto la Decisione che la sentenza impugnata del Tribunale dell'Unione Europea.

Bonus Sociale – Spagna

In relazione ai vari regimi di finanziamento del Bonus Sociale adottati dal Governo spagnolo, con sentenza n. 212/2022 del 21 febbraio 2022 il Tribunal Supremo ha deciso sui ricorsi presentati da Endesa SA, Endesa Energía SAU ed Energía XXI Comercializadora de Referencia SLU (Endesa) e da altre società del settore energetico, contro il terzo regime di finanziamento del Bonus Sociale e di cofinanziamento con le Pubbliche Amministrazioni della fornitura ai consumatori vulnerabili, previsto dall'art. 45 comma 4 della Legge 24/2013, del Settore Elettrico, dal Regio Decreto Legge 7/2016, del 23 dicembre, e dal Regio Decreto 897/2017, del 6 ottobre.

Con tale sentenza il Tribunal Supremo, accogliendo parzialmente i ricorsi, ha dichiarato (i) inapplicabile il predetto regime; (ii) inapplicabili e nulli gli articoli da 12 a 17 del Regio Decreto 897/2017; e (iii) il diritto delle ricorrenti di essere

indennizzate delle somme corrisposte a titolo di finanziamento del Bonus Sociale e di cofinanziamento con le Pubbliche Amministrazioni, e risarcite di tutti i costi sostenuti per adempiere alle obbligazioni previste da tale regime, deducendo gli importi eventualmente trasferiti sui clienti, ove applicabile.
In assenza di adempimento spontaneo da parte dell'Amministrazione, le società hanno presentato istanza di esecuzione forzata della sentenza richiedendo il pagamento immediato della parte non contestata pari a circa 152 milioni di euro, relativa ai costi di finanziamento del segmento regolamentato del mercato, nonché il pagamento degli ulteriori importi quantificati nelle perizie tecniche predisposte dalle società. Con ordinanza del 26 maggio 2023 il Tribunal Supremo ha ordinato (i) all'Amministrazione di pagare in favore di Endesa la somma di 152.272.229,83 euro, oltre interessi legali, e (ii) al Ministero per la Transizione Ecologica e la Sfida Demografica (MITECO) di quantificare, nel più breve tempo possibile, gli importi ulteriori da versare a Endesa, a titolo di (a) costi di finanziamento del Bonus Sociale relativi al segmento del mercato libero, dedotto quanto eventualmente trasferito sui clienti, e (b) investimenti effettuati per l'attuazione del Bonus Sociale, e di pagare a Endesa tali importi entro due mesi, oltre agli interessi legali. Il 28 luglio 2023, la Segreteria di Stato per l'Energia (MITECO) ha notificato una risoluzione che riconosce a Endesa (i) un indennizzo di 171,6 milioni di euro (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 di euro (inclusi interessi legali) per i costi sostenuti per l'attuazione del Bonus Sociale. La suddetta risoluzione, tuttavia, non ha riconosciuto alcun indennizzo per i costi di finanziamento del Bonus Sociale relativi al segmento del mercato libero. Pertanto, il 18 settembre 2023 Endesa ha depositato presso il Tribunal Supremo alcune osservazioni supportate da perizie tecniche, al fine di dimostrare che Endesa ha diritto anche all'indennizzo relativo al segmento del mercato libero.

"Relazioni Industriali" Endesa I e II – Spagna

Dopo essere stato firmato dalle Parti Sociali ed entrato in vigore il 23 gennaio 2020, il 17 giugno 2020, il "V Convenio Colectivo Marco de Endesa" è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale spagnola ("Boletín Oficial del Estado") acquisendo piena efficacia.
Il 30 dicembre 2020, la Audiencia Nacional ha notificato a Endesa una nuova domanda di "contenzioso collettivo" avviata da tre sindacati con rappresentanza minoritaria, avente a oggetto l'annullamento di alcune "disposizioni derogatorie" del "V Convenio Colectivo Marco de Endesa". A opinione degli attori, le disposizioni derogatorie impugnate implicherebbero l'abolizione illegittima di benefíci sociali e diritti economici dei lavoratori. Endesa ritiene, al contrario, la piena legittimità di queste disposizioni, in linea con le argomentazioni sostenute nell'ambito del giudizio relativo alle deroghe dei benefíci sociali per il personale in pensione.
Con sentenza di primo grado del 15 novembre 2021 sono state respinte le domande dei sindacati e accertata la legittimità del "V Convenio Colectivo Marco de Endesa". La sentenza è stata impugnata dai sindacati e da Endesa dinanzi al Tribunal Supremo e il giudizio è ancora in corso di svolgimento.
Si ricorda che con riferimento al precedente accordo collettivo, "IV Convenio Colectivo", il 7 luglio 2021, il Tribunal Supremo aveva definitivamente respinto i ricorsi proposti dai sindacati contro la risoluzione di tale contratto collettivo da parte di Endesa, affermando che le prestazioni sociali (e tra queste, quelle relative alla tariffa elettrica) hanno origine esclusivamente nei Contratti Collettivi, sia per il personale attualmente in forza sia per quello in pensione, nonché per i loro familiari, con la conseguenza che la risoluzione del relativo contratto collettivo comporta la generale regolamentazione contrattuale delle condizioni ivi stabilite per i lavoratori in forza e, nel caso di personale in pensione e dei loro familiari, la definitiva estinzione di tutti i loro diritti, fino a nuova regolamentazione collettiva (avvenuta poi con il "V Convenio Colectivo Marco de Endesa"). Tale decisione ha valore di cosa giudicata anche sui singoli giudizi individuali instaurati sul medesimo oggetto.

Arbitrato GNL Endesa Generación SA I – Spagna

Nel corso di un arbitrato per la revisione del prezzo di un contratto di fornitura a lungo termine di gas naturale liquefatto (GNL) avviato da Endesa Generación SA, il convenuto, una società produttrice di GNL, ha presentato domanda riconvenzionale chiedendo il pagamento di circa 1,283 miliardi di dollari statunitensi aggiornato al 30 settembre del 2023. Il procedimento si è concluso con lodo del 15 novembre 2023, il quale ha accolto parzialmente la domanda riconvenzionale avversaria. Entrambe le parti hanno depositato istanza di chiarimento e di integrazione del lodo e si attende la decisione. Nel frattempo, la società convenuta ha emesso una fattura per l'importo di 587 milioni di dollari statunitensi.

Arbitrato GNL Endesa Generación SA II – Spagna

Nel mese di marzo 2023 una società produttrice di gas naturale liquefatto (GNL) ha avviato un arbitrato nel contesto di un processo per la revisione del prezzo di un contratto di fornitura a lungo termine di GNL nei confronti di Endesa Generación richiedendo il pagamento di un importo pari a circa 585 milioni di dollari statunitensi aggiornato al 31 dicembre 2023. L'importo della domanda potrebbe esse-

re oggetto di ulteriore revisione in funzione dell'evoluzione del mercato nei prossimi mesi e fino alla conclusione dell'arbitrato, stimata per il secondo semestre 2024. La società ritiene che tale domanda non sia del tutto fondata.

Tractebel – Brasile

Nel 1998 la società brasiliana CIEN (oggi Enel CIEN) ha sottoscritto con Tractebel (oggi Engie Brasil Energia SA) un contratto per la messa a disposizione e fornitura di energia elettrica proveniente dall'Argentina attraverso la linea di interconnessione Argentina-Brasile di cui è proprietaria. A causa della regolamentazione argentina emanata quale conseguenza della crisi economica del 2002, Enel CIEN si è trovata impossibilitata a mettere a disposizione l'energia a Tractebel. Nell'ottobre 2009, Tractebel ha pertanto presentato una domanda giudiziale contro Enel CIEN per asserito inadempimento contrattuale. Enel CIEN ha contestato la pretesa invocando il caso di forza maggiore derivato dalla crisi argentina come argomento principale della sua difesa. Tractebel aveva altresì manifestato stragiudizialmente l'intenzione di acquisire il 30% della linea di interconnessione interessata. Con sentenza del 16 febbraio 2023 il Tribunale di primo grado ha rigettato nel merito le pretese avanzate da Tractebel nei confronti di Enel CIEN. In data 20 marzo 2023 Tractebel ha impugnato tale decisione e con sentenza del 29 febbraio 2024 la Corte d'Appello ha confermato la decisione di primo grado favorevole a Enel CIEN. Il valore stimato del contenzioso è di circa 715 milioni di real brasiliani (circa 133 milioni di euro), oltre danni da quantificare.

Per analoghe ragioni anche la società Furnas, nel maggio 2010, aveva presentato una domanda giudiziale per la mancata consegna di energia elettrica da parte di Enel CIEN, chiedendo la corresponsione di circa 571,6 milioni di real brasiliani (circa 91 milioni di euro), oltre ai danni da quantificare, con la pretesa di acquisire la proprietà di una parte (in tal caso il 70%) della linea di interconnessione. Il giudizio si è concluso a favore di Enel CIEN con una sentenza emessa dal Tribunal de Justiça, passata in giudicato il 18 ottobre 2019, che ha rigettato tutte le pretese di Furnas.

Cibran – Brasile

La società Companhia Brasileira de Antibióticos (Cibran) ha avviato sei azioni giudiziali nei confronti della società del Gruppo Enel Ampla Energia e Serviços SA (oggi Enel Distribuição Rio de Janeiro) per ottenere il risarcimento di presunti danni subiti come conseguenza delle interruzioni nel servizio energetico fornito dalla società di distribuzione brasiliana tra il 1987 e il 2002, inclusi i danni morali. Il giudice ha disposto una perizia unica per i suddetti procedimenti, il cui esito è stato in parte sfavorevole a Enel Distribuição Rio de Janeiro. Quest'ultima ha impugnato la consulenza richiedendo l'espletamento di una nuova perizia che ha portato al rigetto di parte delle domande di Cibran, la quale ha successivamente impugnato tale nuova perizia, ma senza successo.

La prima domanda, relativa agli anni dal 1995 al 1999, è stata rigettata integralmente con decisione è passata in giudicato il 24 agosto 2020.

In relazione alla seconda domanda, presentata nel 2006 con riferimento agli anni dal 1987 al 1994, il 1° giugno 2015 è stata emessa una sentenza che ha condannato Enel Distribuição Rio de Janeiro al pagamento di danni materiali quantificati in circa 96 milioni di real brasiliani (circa 23 milioni di euro), oltre interessi, e a un risarcimento pari a 80.000 real brasiliani (circa 19.000 euro) per danni morali. In data 6 novembre 2019 il Tribunal de Justiça di Rio de Janeiro ha accolto l'appello presentato da Enel Distribuição Rio de Janeiro, rigettando tutte le pretese di Cibran. Successivamente, tutti i ricorsi presentati da Cibran tra il 2019 e il 2022 sono stati integralmente rigettati e pertanto la decisione del 6 novembre 2019 favorevole a Enel Distribuição Rio de Janeiro è passata in giudicato in data 24 marzo 2023.

I restanti quattro giudizi relativi agli anni 2001-2002, sospesi in attesa della decisione relativa alla domanda presentata nel 2006 sopra descritta, sono in attesa di riassunzione. L'importo complessivo della controversia è stimato in circa 729 milioni di real brasiliani (circa 131 milioni di euro).

Coperva – Brasile

Nell'ambito del progetto di ampliamento della rete nelle zone rurali del Brasile, la società Coelce Companhia Energética do Ceará SA (oggi Enel Distribuição Ceará), allora posseduta dallo Stato e oggi società del Gruppo, aveva sottoscritto nel 1982 contratti per l'utilizzo delle reti con alcune cooperative, create appositamente per realizzare il citato progetto. I contratti prevedevano il pagamento di un corrispettivo mensile da parte di Enel Distribuição Ceará, che avrebbe dovuto inoltre provvedere alla manutenzione delle reti.

Tali contratti, sottoscritti tra cooperative costituite in circostanze particolari, non identificavano con esattezza le reti oggetto dei contratti e ciò ha portato alcune di queste cooperative a promuovere azioni nei confronti di Enel Distribuição Ceará per chiedere, tra l'altro, la revisione del canone pattuito.

Tra questi procedimenti si evidenziano: (a) l'azione di Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acarau Ltda (Coperva) con un valore di circa 475 milioni di real brasiliani (circa 89 milioni di euro): Enel Distribuição Ceará ha ottenuto decisioni favorevoli in primo e secondo grado; Coperva ha presentato un ricorso (*embargo de declaração*), vertente su questioni procedurali, che è stato rigettato dal giudice di secondo grado con sentenza dell'11

gennaio 2016. In data 3 febbraio 2016, Coperva ha quindi presentato un ricorso speciale davanti al Tribunal Superior de Justiça (TSJ), impugnando tale decisione anche nel merito. Questo ricorso è stato accolto, il 5 novembre 2018, limitatamente alla decisione emessa sull'*embargo de declaração*. Il 3 dicembre 2018, Enel Distribuição Ceará ha pertanto presentato ricorso (*agravo interno*) avverso questa decisione al TSJ, e il procedimento è attualmente pendente; e (b) l'azione di Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural do Sertão Central Ltda (COERCE) con un valore di circa 285 milioni di real brasiliani (circa 53 milioni di euro): in questo procedimento COERCE ha richiesto una revisione del canone pattuito per l'utilizzo delle sue reti da calcolarsi sulla base del 2% del valore delle stesse. Il giudizio è pendente in primo grado, in attesa dello svolgimento di perizia tecnica.

ANEEL – Brasile

Nel 2014, Eletropaulo (oggi Enel Distribuição São Paulo) ha avviato dinanzi alla giustizia federale brasiliana un'azione di annullamento del provvedimento amministrativo dell'Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) che, nel 2012, aveva introdotto retroattivamente un coefficiente negativo da applicarsi nella determinazione delle tariffe del successivo periodo regolatorio (2011-2015). Con tale provvedimento, l'ANEEL disponeva la restituzione del valore di alcune componenti della rete computate in tariffa perché ritenute inesistenti, nonché il rigetto della richiesta di Enel Distribuição São Paulo di includere nella tariffa ulteriori componenti. In data 9 settembre 2014 è stata disposta in via cautelare la sospensione del provvedimento impugnato. Il procedimento di primo grado si è concluso e si resta in attesa della decisione. Il valore della causa è pari a circa 1,3 miliardi di real brasiliani (circa 245 milioni di euro).

Endicon – Brasile

Il 17 ottobre 2021 Endicon (ex fornitore di servizi Enel in Brasile) ha intentato una causa contro Enel Distribuição Rio de Janeiro ed Enel Distribuição Ceará in cui chiede un risarcimento complessivo di circa 500 milioni di real brasiliani (circa 93 milioni di euro) per danni materiali e morali, che avrebbe subíto in conseguenza di alcuni eventi ed esercizio abusivo di diritti, asseritamente imputabili alle società del Gruppo, verificatisi nel corso dell'esecuzione dei contratti, che ne avrebbero determinato il disequilibrio finanziario. Dopo la revoca, il 10 maggio 2022, di un provvedimento cautelare precedentemente emesso nei confronti delle società del Gruppo, il 2 dicembre 2021 Enel Distribuição Rio de Janeiro ed Enel Distribuição Ceará hanno presentato le loro difese nel merito, e il giudizio prosegue in primo grado nella fase di istruzione probatoria.

Socrel – Brasile

Enel Distribuição São Paulo è stata convenuta in giudizio da Serviços de Electricidade e Telecomunicações Ltda (Socrel) con una richiesta di risarcimento dei presunti danni sofferti in conseguenza di una serie di eventi culminata nell'asserita illegittima risoluzione contrattuale da parte della società del Gruppo di vari contratti tra le parti, che avrebbe causato la crisi di liquidità di Socrel. All'esito di una perizia emessa nel corso del giudizio, la domanda di Socrel è stata quantificata in 321 milioni di real (circa 61 milioni di euro). Con sentenza del 27 marzo 2023 il Tribunal de Justiça do Estado de São Paulo ha integralmente rigettato nel merito la domanda di Socrel. Socrel ha impugnato la predetta sentenza che è stata annullata con provvedimento del 7 novembre 2023 con rinvio al giudice di primo grado per l'assunzione delle prove orali non ammesse nel primo giudizio.

Revisione tariffaria straordinaria 2022 (Ceará) – Brasile

Il 19 aprile 2022, l'Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) ha emesso la Risoluzione n. 3.026/2022 con la quale ha autorizzato un aumento tariffario per l'anno 2022 del servizio di distribuzione di energia elettrica effettuato da Enel Distribuição Ceará nella percentuale media del 24,85%. Sia soggetti privati sia istituzioni pubbliche hanno impugnato questa risoluzione dinanzi ai Tribunale Regionale Federale del distretto di Ceará, per un totale di sei procedimenti, chiedendo, in via cautelare, la cancellazione degli effetti della risoluzione e, nel merito, l'annullamento della stessa sul presupposto che l'aumento della tariffa sarebbe illegittimo. In tutti i procedimenti, Enel Distribuição Ceará ha contestato le domande delle controparti, insistendo per la legittimità dell'adeguamento tariffario. In considerazione dell'identità del *petitum* e della *causa petendi*, il 21 giugno 2022 il Tribunale Regionale Federale ha rigettato la domanda cautelare delle controparti e ha riunito i sei procedimenti in un unico giudizio. Il 23 settembre 2022, Enel Distribuição Ceará ha inoltre allegato in giudizio che, in conseguenza di alcuni interventi legislativi successivi, il prezzo della tariffa si sarebbe ridotto a seguito di una revisione tariffaria straordinaria e di una riduzione delle imposte. Si resta in attesa della decisione di merito. Il valore della controversia è allo stato indeterminato. Si segnala inoltre che, in data 31 luglio 2023, è stata rimessa al Tribunale Regionale Federale, per ragioni di connessione con le azioni in precedenza descritte, un'ulteriore azione promossa da una delle parti pubbliche in causa, volta a sostenere l'eccessiva onerosità dell'aumento tariffario a fronte della scarsa qualità del servizio fornito e asseriti inadempimenti contrattuali, oltre al risarcimento dei danni morali collettivi quantificati in circa 55 milioni di real (circa 10,6 milioni di euro).

CTEEP – Brasile

Il 16 marzo 2021 Enel Distribuição São Paulo (già Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA - 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 nei confronti dell'operatore del sistema di trasmissione ISA CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica (CTEEP), quale debitore originario di un debito sorto prima della privatizzazione di Eletropaulo, nei confronti di Centrais Elétricas Brasileiras SA (Eletrobras) e a quest'ultima inizialmente pagato da Eletropaulo nel contesto di un accordo transattivo. Con decisione del 26 settembre 2023, la corte d'appello competente ha confermato la sentenza di primo grado che aveva respinto la domanda di Enel Distribuição São Paulo, quantificando altresì gli onorari di difesa dovuti per la soccombenza nella misura pari al 13% del valore attualizzato della domanda, per un importo corrispondente, a dicembre 2023, a circa 365 milioni di real brasiliani (circa 68 milioni di euro). Con provvedimento del 12 gennaio 2024 la corte d'appello ha rigettato il ricorso per revisione proposto avverso tale decisione da Enel Distribuição São Paulo. La società in data 23 febbraio 2024 ha impugnato dinanzi le corti superiori anche tale ultimo provvedimento.

Black-out novembre 2023 San Paolo - Brasile

A seguito degli eventi atmosferici del 3 novembre 2023 verificatisi sull'area della concessione di Enel Distribuição São Paulo (ED SP), al 31 dicembre 2023 sono state proposte n. 341 azioni individuali e n. 6 azioni collettive promosse da rappresentanti di Comuni, sindacati, partiti politici, dal Pubblico Ministero e dal Difensore d'Ufficio con le quali si chiede l'emissione di misure cautelari, la prestazione di servizi a opera di ED SP, la fornitura di informazioni e/o documenti, il mantenimento del livello del servizio di distribuzione, nonché la condanna al pagamento dei danni morali e materiali individuali e collettivi da determinarsi al momento processuale opportuno. Al 31 dicembre 2023 il valore complessivo delle azioni individuali è di circa 6,2 milioni di real brasiliani (circa 1,2 milioni di euro) mentre il valore delle azioni collettive è indeterminato.

Black-out novembre 2023 Rio de Janeiro - Brasile

A seguito degli eventi atmosferici del 18 novembre 2023 verificatisi sull'area della concessione di Enel Distribuição Rio de Janeiro (ED RJ), al 31 dicembre 2023 sono state proposte n. 3.308 azioni individuali e n. 16 azioni collettive promosse da rappresentanti di Comuni, dal Pubblico Ministero e dal Difensore d'Ufficio con le quali si chiede l'emissione di misure cautelari, la prestazione di servizi di assistenza a opera di ED RJ, la fornitura di informazioni, il mantenimento di misure di assistenza, nonché la condanna al pagamento dei danni morali e materiali individuali e collettivi da determinarsi al momento processuale opportuno. Al 31 dicembre 2023 il valore complessivo delle azioni individuali è di circa 61,3 milioni di real brasiliani (circa 11,4 milioni di euro) mentre il valore delle azioni collettive è indeterminato.

GasAtacama - Cile

Nel gennaio 2020 si è concluso il procedimento di impugnazione della sanzione amministrativa emessa nell'agosto 2016 dalla Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) nei confronti di GasAtacama Chile (oggi Enel Generación Chile), avente a oggetto le informazioni fornite al CDEC-SING (Centro de Despacho Económico de Carga) relativamente alle variabili del Minimo Tecnico e del Tempo Minimo di Operazione nella centrale termica di Atacama. All'esito del procedimento l'importo della multa irrogata è stato ridotto da circa 6 milioni a circa 432.000 dollari statunitensi e il relativo importo è stato pagato dalla società.
In conseguenza dei fatti oggetto del predetto procedimento sanzionatorio, alcuni operatori del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), tra i quali Aes Gener SA, Eléctrica Angamos SA ed Engie Energía Chile SA, nel 2017 convenivano in giudizio GasAtacama Chile al fine di ottenere il risarcimento dei danni asseritamente subiti, per un importo complessivo di circa 189 milioni di euro. In data 17 ottobre 2023 il Tribunale Civile di Santiago ha pronunciato la sentenza di primo grado con la quale ha accolto parzialmente le domande degli attori per un importo che dovrà essere quantificato in una successiva fase del giudizio. In data 31 ottobre 2023 la sentenza è stata impugnata da tutte le parti in causa, e il procedimento di appello è pendente. La società e i suoi consulenti legali esterni ritengono che la probabilità che la domanda avversaria venga confermata in appello sia remota.

Compañía Minera Arbiodo - Cile

Nel 2016 le società Compañía Minera Arbiodo e Ingenieros Asesores Limitada hanno convenuto in giudizio il Ministerio de Bienes Nacionales, il Ministerio de Energía, il Ministerio de Minería (cumulativamente, il "Ministero"), il Servicio Nacional de Geología y Minería (Sernageomin), Enel Green Power Chile (EGP Chile) e Parque Eólico Taltal SA per ottenere il risarcimento dei danni asseritamente subiti in conseguenza della presunta violazione dei diritti minerari di sfruttamento del suolo sottostante il terreno sul quale insiste il parco eolico Taltal, costruito su concessione ministeriale del 2012.
Con sentenza del 6 dicembre 2023, il Tribunale Civile di Santiago ha ordinato a Parque Eólico Taltal ed EGP Chile, in via solidale con il Sernageomin, il pagamento di un importo di circa 346 miliardi di pesos cileni (pari a circa 367 milioni di euro) in favore delle società attrici.
La sentenza è stata impugnata dalle società del Gruppo in data 22 dicembre 2023 ed è pendente il relativo procedimento di appello. Le società e i consulenti legali esterni ritengono che la probabilità che la domanda avversaria venga confermata in appello sia remota.

El Quimbo - Colombia

In relazione al progetto El Quimbo per la costruzione da parte di Emgesa (oggi Enel Colombia) di un impianto idro-

elettrico di 400 MW nella regione di Huila (Colombia), sono pendenti alcuni giudizi (*acciones de grupo* e *acciones populares*) avviati da abitanti/pescatori della zona. In particolare, una prima azione collettiva, che si trova nella fase istruttoria, è stata avviata da circa 1.140 residenti del municipio di Garzón che lamentano che la costruzione della centrale ridurrebbe di circa 30% i ricavi delle loro attività. Un secondo procedimento è stato avviato da abitanti e società/associazioni dei cinque comuni del Huila per presunti danni in relazione alla chiusura di un ponte (Paso El Colegio) tra agosto 2011 e dicembre 2012. In relazione alle cosiddette "*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, l'11 settembre 2020, il Tribunale dell'Huila ha emesso una sentenza parzialmente sfavorevole a Emgesa, nella quale quest'ultima è stata condannata ad adempiere agli obblighi già previsti dalla licenza ambientale. Sia l'Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) sia Emgesa hanno impugnato questa decisione dinanzi al Consiglio di Stato. Il 20 settembre 2022, l'appello di ANLA è stato rigettato perché tardivo. Il procedimento prosegue in relazione all'appello di Emgesa. Un'ulteriore *acción popular* è stata, invece, 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. Dopo una serie di decisioni in sede cautelare, il giudice del Huila si è pronunciato in data 22 febbraio 2016 autorizzando provvisoriamente la produzione per un periodo di sei mesi. Il giudice ha richiesto a Emgesa la predisposizione di un progetto tecnico al fine di garantire il rispetto dei livelli di ossigeno e il rilascio di una garanzia di circa 20.000.000.000 di pesos colombiani (circa 5,5 milioni di euro). Successivamente, il Tribunale del Huila ha disposto la proroga del termine di sei mesi, e pertanto, in assenza di provvedimenti giudiziari contrari, la centrale del Quimbo sta continuando a produrre energia in quanto il sistema di ossigenazione implementato da Emgesa ha finora dimostrato di consentire il raggiungimento dei livelli di ossigeno imposti dal Tribunale. Il 22 marzo 2018, l'ANLA e la CAM hanno presentato congiuntamente la relazione finale sulle attività di monitoraggio della qualità dell'acqua a valle della diga della centrale El Quimbo, con la quale entrambe le autorità hanno confermato il rispetto dei livelli di ossigeno da parte di Emgesa. In data 12 gennaio 2021 si è appresa la notizia dell'emissione della sentenza di primo grado da parte del Tribunale del Huila la quale, pur riconoscendo che il sistema di ossigenazione implementato da Emgesa avesse mitigato i rischi associati alla tutela della fauna nel bacino di Betania, ha imposto una serie di obblighi in capo alle autorità ambientali coinvolte, nonché alla stessa Emgesa. In particolare, quest'ultima è stata chiamata a implementare un progetto di decontaminazione volto a garantire che l'acqua del bacino non generi rischi per la flora e la fauna del fiume e che sarà sottoposto a verifica dell'ANLA, nonché ad assicurare, in maniera permanente, l'operatività del sistema di ossigenazione già implementato, adeguandolo ai parametri richiesti dall'ANLA. Il 4 marzo 2021, Emgesa ha impugnato questa decisione in appello dinanzi al Consiglio di Stato. Il 31 dicembre 2021 il Consiglio di Stato ha dichiarato l'impugnazione di Emgesa ammissibile. Il procedimento prosegue in secondo grado.

Procedimento utenti *Nivel de Tensión Uno* – Colombia

Si tratta di una *acción de grupo* avviata dal Centro Médico de la Sabana e altri soggetti nei confronti di Codensa (oggi Enel Colombia) per ricevere la restituzione di quanto sarebbe stato asseritamente pagato in eccesso in tariffa. L'azione si fonda sull'asserita mancata applicazione da parte di Codensa di una agevolazione tariffaria cui avrebbero diritto gli attori in qualità di utenti appartenenti al livello di Tensione Uno (tensione minore di 1 kV) e proprietari delle infrastrutture, come stabilito nella delibera n. 82 del 2002, successivamente modificata dalla delibera n. 97 del 2008. La fase istruttoria si è conclusa e si è in attesa della sentenza. Il valore stimato del procedimento è di circa 337 miliardi di pesos colombiani (circa 96 milioni di euro).

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

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

Arbitrato Kino – Messico

In data 16 settembre 2020 è stata notificata a Kino Contractor SA de Cv (Kino Contractor), Kino Facilities Manager SA de Cv (Kino Facilities) ed Enel SpA (Enel) una domanda di arbitrato presentata da Parque Solar Don José SA de Cv, Villanueva Solar SA de Cv e Parque Solar Villanueva Tres SA de Cv (insieme, le "Società di Progetto"), nella quale le Società di Progetto lamentano la violazione (i) da parte di Kino Contractor di alcune previsioni dell'EPC Contract e (ii) da parte di Kino Facilities di alcune previsioni dell'Asset Management Agreement, entrambi contratti relativi ai progetti solari di proprietà delle tre società attrici. Enel – garante delle obbligazioni assunte da Kino Contractor e Kino Facilities in forza dei predetti contratti – è stata chiamata in arbitrato, ma senza che siano state avanzate, nei suoi confronti, specifiche domande. Le Società di Progetto, nelle quali Enel Green Power SpA è azionista minoritario, sono controllate da CDPQ Infraestructura Participación SA de Cv (controllata da Caisse de Dépôt et Placement du Québ-

ec) e CKD Infraestructura México SA de Cv.
In data 4 agosto 2023 è stato notificato il lodo finale con il quale il tribunale arbitrale ha dichiarato di non avere giurisdizione nei confronti di Enel SpA e, in parziale accoglimento delle domande delle Società di Progetto, ha condannato Kino Contractor e Kino Facilities (ora Enel Services México SA de Cv - Enel Services) al pagamento di penali contrattuali per un importo complessivo pari a circa 77 milioni di dollari statunitensi, oltre interessi al tasso del 6% annuo (Lodo). Successivamente, Kino Contractor ed Enel Services hanno depositato istanza di correzione del Lodo che è stata parzialmente accolta e, in data 13 dicembre 2023, hanno proposto impugnazione per nullità del Lodo dinanzi alle Corti messicane. Il procedimento è pendente.
Nel dicembre 2023, inoltre, le Società di Progetto hanno iniziato un giudizio dinanzi alla Supreme Court dello Stato di New York contro Enel, nella sua qualità di garante delle obbligazioni di Kino Contractor, per richiedere il pagamento di quanto dovuto da quest'ultima società ai sensi del Lodo. La domanda è contestata integralmente, sia in fatto sia in diritto. Il giudizio è pendente.

Allianz - Nord America

Il 18 maggio 2022 High Lonesome Wind Project LLC è stata convenuta in giudizio dinanzi alla New York Superior Court 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 dalla società in relazione a un Proxy Revenue Swap. La domanda è contestata nella sua interezza. Il procedimento è attualmente pendente dinanzi alla Southern District Court di New York.

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 Enel Green Power North America, Enel Kansas LLC e Osage Wind LLC, il 20 dicembre 2023 è stato emesso un provvedimento da parte del Tribunale distrettuale federale del Nord Oklahoma che prevede la rimozione dell'impianto eolico e la prosecuzione del giudizio in relazione ai danni, quantificati dalle parti attrici in almeno 25 milioni di dollari statunitensi. Il procedimento prosegue in primo grado e le domande avversarie sono contestate; il provvedimento, non definitivo, sarà impugnato nelle sedi e tempi opportuni.

Gastalsa - Perù

Nel mese di febbraio 2022 Enel Generación Piura SA (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 SA (Gastalsa) che ordinava ad alcune autorità pubbliche (Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas, Organismo Superior de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) e Ministero dell'Energia) di (i) ripristinare la concessione di gas naturale del distretto di Parinas in favore di Gastalsa, e (ii) procedere alla valorizzazione e al trasferimento dei gasdotti di proprietà di EGPIURA (che forniscono gas naturale alla centrale termica Malacas), da EGPIURA 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 il conseguente trasferimento alla stessa del gasdotto attualmente di proprietà di EGPIURA.
In data 2 agosto 2022, la Sala Civil de la Corte Superior de Justicia de Sullana ha emesso sentenza di secondo grado sfavorevole a Gastalsa, rinviando la causa al tribunale di primo grado per una nuova decisione. In conseguenza di tale decisione, il 9 settembre 2022 la misura cautelare precedentemente emessa è stata integralmente revocata.
Nel frattempo, nel mese di luglio 2022, il Tribunale Costituzionale, accogliendo la domanda di un altro operatore del sistema, terzo interessato, aveva dichiarato che la domanda originaria di Gastalsa era stata presentata fuori termine. In data 24 gennaio 2023 il Tribunale Costituzionale ha altresì respinto l'impugnazione di tale provvedimento che è pertanto passato in giudicato e comunicato al giudice di appello per emettere una nuova decisione sulla questione della decadenza.
Con decisione del 27 giugno 2023, il giudice di appello ha rigettato l'eccezione di decadenza formulata dal terzo interessato e, successivamente, con provvedimento del 25 luglio 2023 il tribunale di primo grado ha revocato la sospensione del giudizio di primo grado nel frattempo disposta e trattenuto la causa in decisione. Successivamente, con provvedimento del 15 settembre 2023 il tribunale dichiarava infondata l'eccezione di nullità del provvedimento sollevata da EGPIURA e da altra parte in giudizio, e rinviava la causa per la trattazione orale all'udienza del 25 settembre 2023. EGPIURA e l'altra parte in giudizio impugnavano il predetto provvedimento dinanzi al giudice di appello che, con decisione del 20 gennaio 2024, ha revocato il provvedimento impugnato rinviando il giudizio in primo grado. Si resta in attesa della relativa decisione.
Nel frattempo, il 9 agosto 2023 EGPIURA ha altresì impugnato dinanzi la Corte Superiore di Giustizia di Lima l'anzidetta decisione del 27 giugno 2023 del giudice di appello, in quanto in contrasto con la pronuncia del Tribunale Costituzionale del 24 gennaio 2023. L'udienza di discussione è prevista per il 7 agosto 2024.

Contenzioso Gabčíkovo - Slovacchia

La società Slovenské elektrárne (SE) è coinvolta in diversi procedimenti avviati davanti alle corti nazionali in relazione all'impianto idroelettrico di 720 MW di Gabcíkovo, amministrato da Vodohospodárska Výstavba Štátny Podnik (VV) e la cui gestione e manutenzione, nel contesto della privatizzazione di SE del 2006, era stata affidata a SE per un periodo di 30 anni con un accordo di gestione (VEG Operating Agreement).

Subito dopo il closing della privatizzazione, il Public Procurement Office (PPO) ha promosso un'azione davanti al Tribunale di Bratislava al fine di accertare l'invalidità del VEG Operating Agreement sulla base di una asserita violazione della normativa sugli appalti pubblici, qualificando il predetto contratto come contratto di servizi e come tale soggetto alla citata normativa. Il primo grado di giudizio si è concluso nel novembre 2011 con decisione favorevole per SE, appellata dal PPO.
In parallelo all'azione del PPO, anche VV aveva iniziato diverse azioni e in particolare ha richiesto di dichiarare la nullità del VEG Operating Agreement. Il 12 dicembre 2014, inoltre, VV ha effettuato il recesso unilaterale dal VEG Operating Agreement, e, in data 9 marzo 2015, ha comunicato la risoluzione per inadempimento del citato contratto. Lo stesso 9 marzo 2015 è stato letto in udienza il dispositivo della decisione del tribunale di appello che, nell'ambito dell'azione promossa dal PPO, ha dichiarato la nullità del VEG Operating Agreement, in contrasto con la decisione del giudice di primo grado. SE ha presentato ricorso straordinario avverso tale decisione alla Corte Suprema che è stato respinto all'udienza del 29 giugno 2016. Successivamente, con sentenza divenuta definitiva il 18 gennaio 2017 è stato altresì respinto il ricorso presentato da SE dinanzi alla Corte Costituzionale.
Inoltre, SE ha presentato una domanda di arbitrato presso il Vienna International Arbitral Centre (VIAC) sulla base del VEG Indemnity Agreement. In base a questo accordo, sottoscritto nell'ambito della privatizzazione tra il National Property Fund (oggi MH Manazment – MHM) della Repubblica Slovacca e SE, quest'ultima aveva diritto a essere indennizzata in caso di interruzione anticipata del VEG Operating Agreement per motivi non imputabili a SE. In data 30 giugno 2017, il Tribunale arbitrale ha emesso il lodo con la quale ha rigettato la domanda di SE.
Le due domande proposte parallelamente a tale procedimento arbitrale da VV e MHM dinanzi al tribunale al fine di accertare e dichiarare l'invalidità del VEG Indemnity Agreement a causa dell'asserito collegamento di quest'ultimo con il VEG Operating Agreement sono state rigettate il 27 settembre 2017 per ragioni processuali. Sia VV sia MHM hanno presentato appello, ed entrambe le impugnazioni sono state rigettate, confermando la decisione di primo grado a favore di SE. Avverso la decisione di rigetto del proprio appello VV ha presentato un ricorso straordinario (*dovolanie*) dinanzi alla Corte Suprema in data 9 marzo 2020 al quale SE ha risposto con memoria presentata l'8 giugno 2020 e ha anche presentato un ricorso davanti alla Corte Costituzionale slovacca, che è stato respinto il 29 luglio 2021. Il 24 marzo 2021, la Corte Suprema ha annullato la decisione della Corte d'Appello di Bratislava, rinviando il giudizio alla medesima Corte d'Appello per una nuova decisione, e il procedimento è attualmente pendente.
Sempre in ambito locale, VV ha intentato altresì diversi giudizi nei confronti di SE per l'accertamento di un asserito ingiustificato arricchimento da parte di quest'ultima (stimato in circa 360 milioni di euro, oltre interessi) per il periodo 2006-2015. SE ha presentato domanda riconvenzionale in tutti i menzionati procedimenti. In relazione a tali procedimenti si osserva quanto segue:

i. con riguardo agli anni 2006-2008, all'udienza del 26 giugno 2019, il Tribunale di Bratislava ha rigettato in rito la domanda principale di VV e, conseguentemente, la domanda riconvenzionale di SE. La sentenza di primo grado è stata impugnata da entrambe le parti dinanzi alla Corte d'Appello di Bratislava. Il procedimento d'appello relativo all'anno 2006 si è concluso con la decisione del 6 dicembre 2022, notificata a SE in data 18 febbraio 2023, che ha confermato la pronuncia di primo grado. Nell'aprile 2023 sia SE sia VV hanno presentato ricorso straordinario dinanzi la Corte Suprema avverso la predetta sentenza di appello ed è pendente il relativo procedimento. In relazione al procedimento relativo all'anno 2007 la Corte d'Appello con sentenza del 31 gennaio 2023, notificata a SE in data 12 aprile 2023, annullava la decisione di primo grado, rinviando la causa al Tribunale di Bratislava per un nuovo procedimento: la prima udienza si è celebrata l'8 gennaio 2024 e la causa è stata rinviata all'udienza dell'11 settembre 2024 per il prosieguo. Il giudizio relativo all'anno 2008 è ancora pendente in appello;
ii. i procedimenti relativi agli anni 2011 e 2015 sono pendenti in primo grado e le parti hanno scambiato memorie scritte. Per entrambi i procedimenti la fissazione dell'udienza di primo grado ha subíto numerosi rinvii a causa della situazione di emergenza epidemiologica e, attualmente, risulta rinviata a data da destinarsi;
iii. i procedimenti relativi agli anni 2009, 2010 e 2013 si sono conclusi in primo grado con pronunce del Tribunale di Bratislava rispettivamente del 24, 15 e 22 novembre 2022, con le quali sono state rigettate in rito sia la domanda di VV sia la domanda riconvenzionale di SE. Tra dicembre 2022 e gennaio 2023 sia SE sia VV hanno proposto appello avverso le pronunce relative agli anni 2009, 2010 e 2013 e i procedimenti sono attualmente pendenti. Anche il procedimento relativo all'anno 2014 si è concluso in primo grado con pronuncia del Tribunale di Bratislava del 10 ottobre 2023, non ancora notificata, di rigetto in rito della domanda principale di VV e, conseguentemente, anche della domanda riconvenzionale di SE;
iv. quanto al procedimento relativo all'anno 2012, il 2 febbraio 2023 è stata notificata a SE la sentenza di appello che ha confermato la pronuncia di primo grado di rigetto in rito sia della domanda di VV sia della domanda riconvenzionale di SE. Sia VV sia SE, rispettivamente in data 17 marzo 2023 e 31 marzo 2023, hanno proposto un ricorso straordinario dinanzi la Corte Suprema avverso la pronuncia di appello ed è pendente il relativo procedimento.

Infine, in un altro procedimento VV ha richiesto a SE la restituzione del corrispettivo per il trasferimento da SE a VV degli asset tecnologici dell'impianto di Gabčíkovo, avvenuto nell'ambito della privatizzazione, per un valore di circa 43 milioni di euro, oltre interessi. Dopo aver emesso un parere

preliminare rilevando la carenza di legittimazione attiva di VV, il 18 dicembre 2020 il Tribunale ha reso una sentenza favorevole a SE, rigettando le pretese di VV. Il 4 gennaio 2021, VV ha proposto appello avverso tale decisione e il procedimento è pendente.

Contenziosi fiscali in Brasile

Whithholding Tax – Ampla

Nel 1998, Ampla Energía e Serviços SA (Ampla) finanziò l'acquisizione di Coelce mediante l'emissione di bond per 350 milioni di dollari statunitensi (c.d. "Fixed Rate Notes" – FRN) sottoscritti da una propria filiale panamense, costituita al fine di raccogliere finanziamenti all'estero. In virtù di un regime speciale allora vigente, subordinato al mantenimento del prestito obbligazionario fino al 2008, gli interessi corrisposti da Ampla alla propria controllata fruivano di un regime di esenzione da ritenuta in Brasile.

Tuttavia, la crisi finanziaria del 1998 costrinse la filiale panamense a rifinanziarsi dalla propria controllante brasiliana, che a tal fine chiese appositi prestiti alle banche locali. L'Amministrazione Finanziaria ha ritenuto che tale ultimo finanziamento equivalesse a un'estinzione anticipata del prestito obbligazionario originario con conseguente perdita del diritto all'applicazione del predetto regime di esenzione.

Nel dicembre 2005, Ampla ha effettuato una scissione a favore di Ampla Investimentos e Serviços SA che comportò il trasferimento del residuo debito FRN e dei diritti e delle obbligazioni a esso riferiti.

In data 6 novembre 2012, la Câmara Superior de Recursos Fiscais (ultimo grado del giudizio amministrativo) ha emesso una decisione sfavorevole per Ampla rispetto alla quale la società ha prontamente presentato al medesimo Organismo una richiesta di chiarimento. In data 15 ottobre 2013, è stato notificato ad Ampla il rifiuto della richiesta di chiarimento (*embargo de declaração*) e, pertanto, è stata confermata la precedente decisione sfavorevole. La società ha presentato una garanzia del debito e il 27 giugno 2014 ha proseguito il contenzioso dinanzi al Giudice Ordinario (Tribunal de Justiça).

A dicembre 2017, il Giudice ha nominato un esperto al fine di approfondire ulteriormente il tema e, conseguentemente, supportare l'emissione della futura sentenza. A settembre 2018, l'esperto ha rilasciato la propria perizia richiedendo ulteriore documentazione.

A dicembre 2018, la società, ora Enel Distribuição Rio de Janeiro, ha prodotto l'ulteriore documentazione probatoria e, a fronte delle conclusioni esposte dall'esperto, ha richiesto un'ulteriore perizia; la causa viene rimessa all'esperto per chiarimenti rispetto alla posizione espressa dalla società.

A luglio 2021 viene depositata la relazione integrativa da parte dell'esperto nella quale si riconosce l'esistenza dei contratti di finanziamento e la risoluzione del prestito obbligazionario avvenuta, sia per la quota capitale sia per gli interessi, principalmente attraverso un aumento di capitale. La società, chiamata a pronunciarsi sulla relazione depositata, chiede l'annullamento integrale del debito tributario.

Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2023 è di circa 270 milioni di euro.

PIS/COFINS/ICMS – Enel Distribuição São Paulo

Nel marzo 2017, il Supremo Tribunal Federal del Brasile (STF) ha deliberato in merito al calcolo delle imposte PIS e COFINS confermando la tesi secondo cui l'ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*, imposta sulla circolazione di beni e servizi) non rientrava nella base di calcolo del PIS e del COFINS.

Nel maggio 2021 il STF ha stabilito che gli effetti si sarebbero prodotti a partire dalla sentenza di marzo 2017, fatta eccezione per i contribuenti che avevano presentato ricorso prima di tale data.

Le società brasiliane del Gruppo interessate dalla sentenza STF avevano già avviato azioni legali presso i rispettivi tribunali regionali federali. Successivamente, questi ultimi notificavano alle stesse la decisione finale, riconoscendo il diritto di dedurre l'ICMS applicata alle proprie operazioni dalla base di calcolo del PIS e COFINS. Poiché l'eccedenza di pagamento delle imposte PIS e COFINS è stata trasferita ai clienti finali, contestualmente alla rilevazione di tali imposte recuperabili, è stata rilevata una passività verso gli stessi per i medesimi importi, al netto di qualsiasi costo sostenuto o da sostenere nei procedimenti legali. Tali passività rappresentano l'obbligo di restituire ai clienti finali le imposte recuperate.

Enel Distribuição São Paulo a tal proposito ha intrapreso due contenziosi attivi terminati a suo favore e relativi, rispettivamente, al periodo da dicembre 2003 a dicembre 2014 e da gennaio 2015 in avanti. In riferimento al secondo giudizio, la Federal Union ha depositato un'azione di rescissione avverso la società, contestando il fatto che parte del periodo in questione (antecedente a marzo 2017) sarebbe negativamente impattata dalla sentenza di maggio 2021 della STF sopra citata.

A maggio 2022 la società ha impugnato tale azione sostenendo la correttezza del proprio operato nei diversi gradi di giudizio. Nel corso del 2023, a seguito di esito sfavorevole in secondo grado giudiziale, la società, con un nuovo appello, ha fatto richiesta di chiarimento sulla decisione.

Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2023 è di circa 235 milioni di euro.

IRPJ/CSLL – Eletropaulo

Il 5 ottobre 2021, Eletropaulo ha ricevuto un avviso di accertamento, emesso dall'Autorità Fiscale Brasiliana, con il quale viene contestata la deducibilità, ai fini delle imposte sul reddito (*Imposto sobre a Renda das Pessoas Jurídicas* – IRPJ e *Contribuição Social sobre o Lucro Líquido* – CSLL), dell'ammortamento fiscale sugli extra valori generati da operazioni straordinarie, realizzate prima dell'acquisizione della società da parte del Gruppo Enel. In particolare, il periodo oggetto di contestazione va dal 2017 al 2019.

La società, ritenendo solide le proprie argomentazioni, ha

presentato la propria difesa nel primo grado di giudizio amministrativo.
Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2023 è di circa 158 milioni di euro.

PIS – Eletropaulo
Nel luglio del 2000, Eletropaulo ha instaurato un contenzioso per il riconoscimento di un credito PIS (*Programa Integração Social*) derivante da somme versate in applicazione di norme (Decreti Legge n. 2.445/1988 e n. 2.449/1988) successivamente dichiarate incostituzionali dal Supremo Tribunal Federal (STF). Nel maggio del 2012, è stata emessa dal Superior Tribunal de Justiça (STJ) la sentenza finale favorevole alla società che ha riconosciuto il diritto al credito.
Nel 2002, prima dell'emissione della citata sentenza finale favorevole, la società ha compensato il credito con altri tributi federali. Tale comportamento è stato contestato dall'Autorità Fiscale Federale ma la società, sostenendo la correttezza del proprio operato, ha impugnato in tribunale gli atti emessi dall'Autorità Fiscale Federale. A seguito della sconfitta in primo grado, la società ha presentato appello in secondo grado.
Il valore complessivo delle cause al 31 dicembre 2023 è di circa 134 milioni di euro.

ICMS – Ampla, Coelce ed Eletropaulo
Gli Stati di Rio de Janeiro, di Ceará e di São Paulo hanno notificato diversi atti impositivi, rispettivamente alla società Ampla Energía e Serviços SA (per i periodi 1996-1999 e 2007-2017), alla società Companhia Energética do Ceará SA (per i periodi 2003, 2004, 2006-2012, 2015, 2016 e 2018) e alla società Eletropaulo (per i periodi 2008-2021), contestando la detrazione dell'ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*, imposta sulla circolazione di beni e servizi) relativa all'acquisto di alcune immobilizzazioni. Le società hanno impugnato gli atti difendendo la corretta detrazione dell'imposta e sostenendo che i beni, la cui acquisizione ha generato l'ICMS, sono destinati all'attività di distribuzione di energia elettrica.
Le società continuano a difendere il proprio operato nei diversi gradi di giudizio.
Il valore complessivo delle cause al 31 dicembre 2023 è di circa 106 milioni di euro.

Withholding Tax – Endesa Brasil
Il 4 novembre 2014, l'Autorità Fiscale brasiliana ha emesso un avviso di accertamento verso Endesa Brasil SA (attuale Enel Brasil SA) contestando la mancata applicazione di ritenute su dividendi, riqualificati come pagamento di reddito a soggetti non residenti.
In particolare, nel 2009, Endesa Brasil, per effetto della prima applicazione degli IFRS-IAS, ha effettuato lo storno di un goodwill imputandone gli effetti a patrimonio netto, sulla base di quanto previsto dalla corretta applicazione dei princípi contabili adottati. Viceversa, l'Amministrazione Finanziaria brasiliana ha ritenuto – nel corso di una verifica fiscale – che la scelta contabile adottata dalla società non fosse corretta e che gli effetti dello storno si sarebbero dovuti rilevare a Conto economico; per effetto di ciò, il corrispondente valore (circa 202 milioni di euro) è stato riqualificato quale pagamento di reddito a soggetti non residenti e, pertanto, soggetto a una withholding tax del 15%.
A tal riguardo, si annota che l'impostazione contabile adottata dalla società era stata confermata dall'Auditor esterno e altresì da una specifica legal opinion, rilasciata da uno Studio locale.
A seguito degli esiti sfavorevoli nei gradi di giudizio amministrativo, la società continua a difendere in via giudiziale il proprio operato e la correttezza del trattamento contabile adottato.
Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2023 è di circa 77 milioni di euro.

ICMS – Coelce
Lo Stato del Ceará ha emesso negli anni diversi avvisi di accertamento (per i periodi 2015-2018) alla società Companhia Energética do Ceará SA, così come a tutti gli altri distributori di energia in Brasile, esigendo l'ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*, imposta sulla circolazione di beni e servizi) sui sussidi corrisposti dal Governo Federale a fronte degli sconti regolamentari riconosciuti a determinati consumatori.
La società ha impugnato i singoli atti difendendo la propria posizione nei diversi gradi di giudizio.
Il valore delle cause al 31 dicembre 2023 è di circa 69 milioni di euro.

PIS/COFINS – Eletropaulo
L'Autorità Fiscale Federale, a partire da giugno 2017, ha notificato diversi avvisi di accertamento a Eletropaulo (per i periodi 2013-2018) contestando alcune compensazioni di crediti d'imposta con i contributi sociali (PIS e COFINS) e chiedendo quindi il pagamento di questi ultimi.
L'Autorità Fiscale sostiene che la società abbia dichiarato crediti PIS e COFINS a fronte dell'acquisto di beni e servizi che non possono essere considerati fiscalmente rilevanti poiché non essenziali per la distribuzione di energia. Inoltre, si contesta la determinazione del credito d'imposta connesso a perdite non tecniche dell'energia acquistata.
La società ha prontamente difeso la correttezza dei propri calcoli e sostenuto la regolarità delle compensazioni attuate nei diversi gradi di giudizio.
Il valore delle cause al 31 dicembre 2023 è di circa 55 milioni di euro.

ICMS (*pro rata*) – Coelce
Lo Stato di Ceará ha notificato nel tempo diversi atti impositivi alla società Companhia Energética do Ceará SA (per i periodi 2005-2014), contestando la determinazione della quota detraibile dell'ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*, imposta sulla circolazione di beni e

servizi) e in particolare la modalità di calcolo del *pro rata* di detrazione con riferimento ai ricavi derivanti dall'applicazione di una speciale tariffa prevista dal Governo brasiliano per la vendita di energia elettrica alle persone a basso reddito (*Baixa Renda*).
La società ha impugnato i singoli atti difendendo la corretta detrazione dell'imposta e sostenendo la regolarità dei calcoli effettuati e difende il proprio operato nei diversi gradi di giudizio.
Il valore complessivo delle cause al 31 dicembre 2023 è di circa 52 milioni di euro.

PIS – Eletropaulo
Nel corso del mese di dicembre del 1995 il Governo brasiliano ha disposto un incremento dell'aliquota dell'imposta federale PIS (*Programa Integração Social*) da 0,50% a 0,65% attraverso l'emanazione di un provvedimento provvisorio (*Executive Provisional Order*).
Successivamente, il suddetto provvedimento provvisorio è stato reiterato per cinque volte prima della sua definitiva conversione in legge avvenuta nel 1998. Secondo la normativa brasiliana, l'aumento dell'aliquota fiscale (o l'istituzione di un nuovo tributo) può essere disposto solo in forza di legge ed è efficace una volta decorsi 90 giorni dalla sua pubblicazione.
Pertanto, Eletropaulo ha instaurato un contenzioso argomentando che l'aumento dell'aliquota fiscale sarebbe stato efficace solo dopo 90 giorni dall'ultimo ordine provvisorio sostenendo, quindi, che siano da considerarsi nulli gli effetti dei primi quattro provvedimenti provvisori (in quanto mai convertiti in legge). Tale contenzioso si è concluso nell'aprile del 2008 riconoscendo la validità dell'incremento dell'aliquota del PIS a partire dal primo provvedimento provvisorio.
Nel maggio 2008, l'Autorità Fiscale brasiliana ha intentato una causa nei confronti della società Eletropaulo per richiedere il versamento delle maggiori imposte corrispondenti all'incremento di aliquota per il periodo marzo 1996 – dicembre 1998. Al riguardo, Eletropaulo si è opposta a tale richiesta, nei diversi gradi di giudizio, sollevando l'intervenuta prescrizione dei tempi per l'emissione dell'avviso di accertamento. In particolare, essendo trascorsi più di cinque anni dal verificarsi del presupposto impositivo (dicembre 1995, data del primo provvedimento provvisorio) senza l'emissione di alcun atto formale, si contesta all'Autorità Fiscale la prescrizione del diritto di richiedere il versamento delle maggiori imposte nonché la possibilità di instaurare qualsiasi azione legale in tal senso.
Nel 2017, a seguito delle decisioni sfavorevoli pronunciate nei precedenti gradi di giudizio, Eletropaulo ha presentato appello – per vedere riconosciuti i propri diritti e per difendere il proprio operato – presso il Superior Tribunal de Justiça (STJ) e il Supremo Tribunal Federal (STF). I suddetti giudizi sono tuttora pendenti mentre gli importi oggetto di contestazione sono stati oggetto di copertura mediante garanzia bancaria.
Con riferimento alla richiesta dell'Ufficio del Procuratore Generale del Dipartimento del Tesoro Nazionale brasiliano di sostituire la garanzia bancaria con un deposito giudiziario, il tribunale giudiziario di secondo grado ha accolto tale istanza. Pertanto, la società ha sostituito la garanzia bancaria con un deposito in contanti e ha presentato una mozione di chiarimento contro la relativa decisione, attualmente in attesa di giudizio.
Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2023 è di circa 48 milioni di euro.

FINSOCIAL – Eletropaulo
A seguito di una sentenza definitiva, emessa dalla Corte Regionale Federale l'11 settembre 2011, la società Eletropaulo ha visto riconosciuto il diritto alla compensazione di alcuni crediti FINSOCIAL (contributo sociale), relativi a somme versate da settembre 1989 a marzo 1992.
Nonostante lo scadere dei relativi termini di prescrizione (*statute of limitations*), l'Autorità Fiscale Federale ha contestato la determinazione di alcuni crediti e ha rigettato le corrispondenti compensazioni, emettendo alcuni atti impositivi che la società ha prontamente impugnato in via amministrativa, difendendo la correttezza dei propri calcoli e sostenendo la regolarità del proprio operato.
Dopo una sentenza sfavorevole in primo grado, la società ha presentato appello dinanzi al tribunale amministrativo in secondo grado.
Il valore complessivo delle cause al 31 dicembre 2023 è di circa 48 milioni di euro.

Contenziosi fiscali in Spagna

Imposte sui redditi – Enel Iberia, Endesa e controllate
Nel 2018, l'Autorità Fiscale spagnola ha concluso una verifica generale che ha interessato le società del Gruppo facenti parte del consolidato fiscale spagnolo. Tale verifica, avviata nel 2016, ha interessato l'imposta sui redditi delle società, l'imposta sul valore aggiunto e le ritenute (principalmente relativamente agli anni dal 2011 al 2014).
Con riferimento alle principali contestazioni, le società interessate hanno impugnato i relativi atti in primo grado amministrativo (Tribunal Económico-Administrativo Central – TEAC), difendendo la correttezza del proprio operato.
Il 4 aprile 2022, il TEAC ha respinto il ricorso e le società continuano a difendere il proprio operato in sede giudiziale (Audiencia Nacional).
In relazione alle contestazioni in materia di imposta sui redditi delle società, il contenzioso valutato con esito possibile ammonta a circa 134 milioni di euro al 31 dicembre 2023:

i. Enel Iberia difende la correttezza del criterio adottato per la determinazione della deducibilità di minusvalenze derivanti da vendite azionarie (circa 88 milioni di euro) e di alcuni oneri finanziari (circa 15 milioni di euro);
ii. Endesa e le sue controllate principalmente difendono la correttezza del criterio adottato per la deducibilità di

alcuni oneri finanziari (circa 25 milioni di euro) e di costi per lo smantellamento di centrali nucleari (circa 6 milioni di euro).

Nel 2021, l'Autorità Fiscale spagnola ha concluso una nuova verifica generale relativamente agli anni dal 2015 al 2018. Le società interessate hanno impugnato i relativi atti in primo grado amministrativo (TEAC), difendendo la correttezza del proprio operato.
In relazione alla principale contestazione in materia di imposta sui redditi delle società, riferibile alla deducibilità di alcuni oneri finanziari, il contenzioso valutato con esito possibile ammonta a circa 226 milioni di euro al 31 dicembre 2023 (Enel Iberia 213 milioni di euro; Endesa SA 13 milioni di euro).

Imposte sui redditi - Enel Green Power España SL
Il 7 giugno 2017, l'Autorità Fiscale Spagnola ha emesso un avviso di accertamento verso Enel Green Power España SL, contestando il regime di neutralità fiscale applicato alla fusione di Enel Unión Fenosa Renovables SA (EUFER) in Enel Green Power España SL avvenuta nel 2011. Tale rilevo si fonda sulla presunta assenza di valide ragioni economiche a supporto dell'operazione.
Il 6 luglio 2017, la società ha impugnato l'atto in primo grado amministrativo (Tribunal Económico-Administrativo Central - TEAC), difendendo la correttezza del trattamento fiscale applicato alla fusione. Al riguardo, la società ha fornito il supporto documentale attestante le sinergie conseguite per effetto della fusione al fine di dimostrare l'esistenza delle valide motivazioni economiche a supporto della stessa. Il 10 dicembre 2019, il TEAC ha respinto il ricorso e la società continua a difendere il proprio operato in sede giudiziale (Audiencia Nacional).
Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2023 è di circa 98 milioni di euro.

58. Programmi ambientali

Alcune società del Gruppo sono interessate da norme regolatorie ambientali nazionali o sovranazionali che hanno l'obiettivo di sviluppare l'uso di meccanismi di protezione ambientale in conformità con le politiche ambientali dell'Unione Europea e con gli accordi internazionali globali.

58.1 Termini e natura dei programmi ambientali

I principali programmi ambientali che interessano le società del Gruppo sono riepilogati nella seguente tabella in accordo con il Public Statement ESMA del 25 ottobre 2023 - Priorità 1: Climate-related matters.

Programma	Descrizione delle misure	Natura delle misure
EU ETS[78]	Il Sistema, applicato a tutti i Paesi UE, fissa un tetto massimo annuale alle emissioni, che diminuisce progressivamente al fine di ridurre le emissioni totali in Europa. Nella sua fase 4 (2021-2030), il Sistema è diventato più rigoroso, quale parte del contributo dell'UE all'Accordo di Parigi sul clima. Al tetto annuale corrisponde uno specifico numero di quote (per ciascun impianto industriale autorizzato), che vengono assegnate, tramite partecipazione ad aste o a titolo gratuito, dall'autorità locale competente, e che sono liberamente trasferibili e scambiabili tra operatori. I soggetti obbligati cedono per ciascun periodo di riferimento le quote equivalenti alle loro emissioni inquinanti.	Sistema "cap and trade" obbligatorio per legge. Nel Gruppo, le quote di CO_2 sono applicabili alle società di produzione di energia termoelettrica operanti in Italia e Spagna. Nei Paesi in cui il Gruppo è impegnato in attività di generazione termoelettrica, la normativa europea prevede che le quote vengano assegnate tramite asta e non siano concesse a titolo gratuito.
Certificati di efficienza energetica	Il programma ha l'obiettivo di ridurre il consumo di energia da parte degli utenti finali attraverso interventi sviluppati in applicazione delle Direttive dell'Unione Europea e delle leggi nazionali. I titoli negoziabili sono emessi, su un arco temporale pluriennale, dalle autorità nazionali competenti alle imprese che realizzano direttamente o indirettamente interventi/progetti per il miglioramento dell'efficienza energetica. Al termine del periodo, le imprese obbligate sono tenute a presentare certificati corrispondenti ai risparmi energetici obbligatori.	Obbligatorio per legge. Attualmente il Gruppo detiene titoli di efficienza energetica in Italia e Spagna dove i soggetti obbligati sono, rispettivamente, le società di distribuzione e di vendita di elettricità.
Garanzie di origine (GO)	Questo sistema europeo ha l'obiettivo di incentivare l'uso di energia prodotta da fonti rinnovabili. La certificazione è riconosciuta dalle autorità nazionali competenti a impianti di generazione rinnovabile qualificati, che soddisfano specifici requisiti. I titoli sono negoziabili e scambiati, anche separatamente dall'energia elettrica cui si riferiscono, durante il loro periodo di validità fino a quando non vengono annullati dall'emittente su richiesta dell'utilizzatore dei certificati.	Il meccanismo interessa attualmente le società di vendita italiane e spagnole del Gruppo che hanno l'obbligo di approvvigionarsi di un certo volume di GO a seconda del livello di vendite ai clienti.
Certificati di Energia Rinnovabile (REC)	Questi certificati sono assegnati alle società di generazione energetica in Paesi fuori dall'Europa per certificare la provenienza da fonti rinnovabili dell'elettricità consumata. Il funzionamento del sistema è analogo a quello delle garanzie di origine europee.	Meccanismo volontario che attualmente impatta su alcune società del Gruppo in Nord America e America Latina.

(78) European Emissions Trading System, Sistema europeo di scambio di quote di emissione.

58.2 Policy contabili

Ai fini della rilevazione contabile degli oneri derivanti da tali obblighi normativi, il Gruppo applica il cosiddetto "net liability approach".

Nell'ambito di tale trattamento contabile:

- i certificati ambientali eventualmente ricevuti gratuitamente e quelli autoprodotti nell'ambito dello svolgimento dell'attività aziendale, destinati all'adempimento della compliance, sono rilevati al valore nominale (valore nullo);
- gli oneri sostenuti per acquistare sul mercato (o comunque ottenere a titolo oneroso) ulteriori certificati necessari per adempiere all'obbligo del periodo di riferimento sono rilevati a Conto economico nell'ambito degli "Altri costi operativi", in quanto rappresentano "oneri di sistema" conseguenti all'adempimento di un obbligo normativo;
- se il numero dei certificati ambientali disponibili alla data di riferimento del bilancio non è sufficiente per adempiere al relativo obbligo ("deficit" di certificati), si rileva un accantonamento nell'ambito dei "Fondi per rischi e oneri", per competenza. Al contrario, alla data di riferimento del bilancio, l'eventuale "surplus" di certificati acquistati è rilevato nelle "Rimanenze" in accordo con i princípi generali di cui alla nota 2.2 "Princípi contabili rilevanti".

Alcune tipologie di certificati ambientali maturano in proporzione:

- all'energia prodotta da impianti che utilizzano risorse rinnovabili (per esempio garanzie di origine e certificati di energia rinnovabile);
- ai risparmi energetici conseguiti, che hanno ottenuto la certificazione dalla competente autorità (certificati di efficienza energetica).

In questi casi, il diritto di ottenere tali certificati può essere assimilato a un contributo pubblico non monetario in conto esercizio e, come tale, il Gruppo lo rileva al fair value nell'ambito delle "Altre attività non correnti/correnti" di natura non finanziaria. Quando i certificati sono accreditati sul conto proprietà, il relativo valore è riclassificato dalle altre attività alle "Rimanenze".

Il corrispondente provento è rilevato nell'ambito degli "Altri proventi" di natura operativa.

Per le società del Gruppo che svolgono attività di trading, i certificati ambientali rappresentano beni merce, scambiati nell'ambito della loro normale attività di business e, come tali, i certificati acquistati sono rilevati nell'ambito dei "Servizi e altri materiali".

I ricavi per la vendita di tali certificati sono rilevati nell'ambito dei "Ricavi", con conseguente decremento delle relative rimanenze.

I contratti di acquisto o vendita di certificati ambientali regolati a data futura (per esempio contratti a termine ecc.) che rispettano la definizione di derivato sono rilevati e misurati applicando l'"own use exemption", il criterio del fair value rilevato a Conto economico, o le regole dell'hedge accounting in base alle specifiche circostanze. Per maggiori dettagli, si rimanda alla nota 51 "Derivati ed hedge accounting".

58.3 Impatti economico-patrimoniali

Oneri per certificati ambientali

La tabella di seguito riportata evidenzia gli oneri di sistema rilevati dalle società del Gruppo obbligate e riferiti ai certificati necessari per l'adempimento degli obblighi dell'esercizio in base a normative nazionali e sovranazionali.

Milioni di euro

	2023	2022	2023-2022	
Oneri per certificati ambientali				
Oneri di sistema - Quote di emissioni inquinanti	2.038	2.216	(178)	-8,0%
Oneri di sistema - Certificati di efficienza energetica	244	182	62	34,1%
Oneri di sistema - Garanzie di origine	321	112	209	-
Totale	**2.603**	**2.510**	**93**	**3,7%**

I maggiori oneri per certificati ambientali, rispetto all'esercizio precedente, sono dovuti prevalentemente all'aumento degli oneri per le garanzie di origine in Enel Energia e nel Gruppo Endesa, che riflette l'incremento della quantità di energia verde venduta ai clienti e dei prezzi di tali certificati. Tale effetto è stato parzialmente compensato dal decremento degli oneri per quote di emissioni inquinanti, essenzialmente in Italia, connesso soprattutto alla riduzione della quantità di energia prodotta da fonti fossili.

La tabella di seguito riportata mostra le quantità di certificati ambientali utilizzati dalle società del Gruppo soggette all'adempimento degli obblighi in base a normative nazionali e sovranazionali.

	2023	2022	2023	2022	2023	2022
	Quote di emissioni inquinanti (migliaia di tonnellate)		Garanzie di origine (GWh)		Certificati di efficienza energetica (TEP)	
Saldo di apertura al 1° gennaio	**34.494**	**28.350**	**20.565**	**11.417**	**416.174**	**257.940**
Certificati autoprodotti	-	-	24.845	29.540	-	-
Acquisto di certificati	34.699	32.925	28.362	20.316	925.187	678.808
Vendita di certificati	(2.500)	-	(1.464)	-	-	-
Certificati consegnati per l'adempimento dell'obbligo[1]	(35.456)	(26.781)	(53.075)	(40.708)	(863.526)	(520.574)
Saldo di chiusure al 31 dicembre	**31.237**	**34.494**	**19.233**	**20.565**	**477.835**	**416.174**

(1) I certificati consegnati nel 2023 e 2022 si riferiscono all'adempimento degli esercizi precedenti, in linea con le tempistiche previste dalle normative di riferimento.

Fondi rischi e oneri per certificati ambientali

I fondi rischi e oneri per certificati ambientali accolgono gli oneri relativi ai certificati mancanti per l'adempimento degli obblighi dell'esercizio, in base a normative nazionali e sovranazionali.

Milioni di euro		
	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Fondi rischi e oneri per certificati ambientali - quota corrente		
Quote di emissioni inquinanti	33	209
Certificati di efficienza energetica	3	-
Garanzie di origine	214	83
Totale	**250**	**292**

La riduzione dei fondi rischi e oneri (per 42 milioni di euro) è dovuta alla riduzione del fondo per quote di emissioni inquinanti nel Gruppo Endesa, parzialmente compensata dall'incremento del fondo per garanzie di origine in Enel Energia.

La movimentazione dei fondi per rischi e oneri per certificati ambientali nell'esercizio 2023 è di seguito dettagliata.

Milioni di euro		Accantonamenti	Utilizzi	Altri movimenti	
	al 31.12.2022				al 31.12.2023
Fondi rischi e oneri per certificati ambientali - quota corrente					
Quote di emissioni inquinanti	209	33	(209)	-	33
Certificati di efficienza energetica	-	2	-	1	3
Garanzie di origine	83	206	(104)	29	214
Totale	**292**	**241**	**(313)**	**30**	**250**

Proventi per contributi pubblici per certificati ambientali

La tabella riporta i contributi pubblici non monetari per certificati ambientali maturati nell'anno e certificati dalle competenti autorità, che si riferiscono principalmente alle garanzie di origine maturate in proporzione all'energia elettrica prodotta da impianti a fonte rinnovabile.

I contributi pubblici monetari per certificati di efficienza energetica sono riconosciuti da Cassa Conguaglio del Settore Elettrico (CSEA) a e-distribuzione per i certificati di efficienza energetica acquistati nell'anno.

Milioni di euro				
	2023	2022	2023-2022	
Contributi per certificati ambientali				
Contributi non monetari - Garanzie di origine	111	48	63	-
Contributi non monetari - Altri certificati ambientali	4	1	3	-
Totale contributi non monetari per certificati ambientali	**115**	**49**	**66**	**-**
Contributi monetari - Certificati di efficienza energetica	231	171	60	35,1%
TOTALE	**346**	**220**	**126**	**57,3%**

L'incremento dei contributi per certificati ambientali di 126 milioni di euro, rispetto all'esercizio precedente, è riferito principalmente:

- all'incremento di contributi non monetari per garanzie di origine registrati in Spagna (44 milioni di euro) e in Italia (19 milioni di euro), dovuto a un aumento dei prezzi e della quantità di energia prodotta da fonte rinnovabile;
- all'aumento dei contributi per certificati monetari di efficienza energetica (per 60 milioni di euro) in e-distribuzione, dovuto ai maggiori volumi di certificati acquistati nel 2023 rispetto all'esercizio precedente.

Contributi non monetari da ricevere per certificati ambientali

La seguente tabella riporta i certificati ambientali maturati alla fine dell'esercizio, ma non ancora accreditati dalle autorità competenti alle società del Gruppo che li hanno prodotti, rilevati nell'ambito delle altre attività non finanziarie correnti e riferiti principalmente alle garanzie di origine.

Milioni di euro

	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Contributi non monetari da ricevere per certificati ambientali		
Garanzie di origine	23	15
Altri certificati	1	1
Totale	**24**	**16**

L'incremento della voce, per 8 milioni di euro, è dovuto all'aumento dei contributi non monetari da ricevere per garanzie di origine registrato in Italia e Spagna.

Altre voci

Relativamente agli impatti dei certificati ambientali sulle altre voci di Conto economico e Stato patrimoniale, si rimanda:

- alla nota 11.a "Ricavi delle vendite e delle prestazioni" per i ricavi di vendita di certificati ambientali;
- alla nota 12.b "Servizi e altri materiali" per gli acquisti di certificati ambientali non utilizzati per l'adempimento dell'obbligo dell'esercizio;
- alla nota 33 "Rimanenze" per le rimanenze di certificati non utilizzati per l'adempimento dell'obbligo dell'esercizio.

59. Princípi contabili di futura applicazione

Di seguito l'elenco dei princípi e delle modifiche ai princípi e alle interpretazioni la cui data di efficacia per il Gruppo è successiva al 31 dicembre 2023.

- *"Amendments to IAS 1 - Classification of Liabilities as Current or Non-current"*, emesso a gennaio 2020. Le modifiche riguardano le previsioni dello IAS 1 relativamente alla presentazione delle passività. Più nel dettaglio, le modifiche chiariscono:
  - i criteri per classificare una passività come corrente o non corrente, specificando cosa si intende per diritto a differire il regolamento e specificando che tale diritto deve esistere alla fine dell'esercizio;
  - che la classificazione non è influenzata dalle intenzioni o aspettative del management in merito all'esercizio o meno del diritto di differire il regolamento di una passività;
  - che esiste un diritto di differire solo se sono soddisfatte le condizioni specificate nel contratto di finanziamento alla fine dell'esercizio, anche se il creditore non verifica il rispetto di tali condizioni fino a una data successiva; e
  - che il regolamento si riferisce al trasferimento alla controparte di liquidità, strumenti rappresentativi di capitale, altri beni o servizi.

  Le modifiche sono applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2024[79] o successivamente.
- *"Amendments to IAS 1 - Non-current Liabilities with Covenants"*, emesso a ottobre 2022. Lo IAS 1 richiede di classificare una passività come non corrente solo nel caso in cui sia possibile evitare di rimborsare la stessa nei 12 mesi successivi alla data di bilancio. Tuttavia, la capacità di farlo è spesso subordinata al rispetto dei covenant. Le modifiche al principio migliorano l'informativa da fornire quando la facoltà di differire il regolamento di una passività per almeno 12 mesi è subordinata al rispetto di covenant e specificano che la classifica-

(79) Nel 2020 è stato emesso un emendamento per posticipare la data di entrata in vigore, prima prevista per il 1° gennaio 2023, al 1° gennaio 2024.

zione del debito come corrente o non corrente alla data di bilancio non è influenzata da covenant da rispettare successivamente alla data di bilancio.
Le modifiche sono applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2024.

- *"Amendments to IFRS 10 and IAS 28 - Sale or Contribution of Assets between an Investor and its Associate or Joint Venture"*, emesso a settembre 2014. Le modifiche chiariscono il trattamento contabile di vendite o conferimenti di attività tra un investitore e le sue collegate o joint venture. Le modifiche confermano che il trattamento contabile varia a seconda che le attività vendute o conferite a una società collegata o joint venture costituiscano un "business" (come definito dall'IFRS 3). Lo IASB ha rinviato indefinitamente la data di prima applicazione delle modifiche in oggetto
- *"Amendments to IFRS 16 - Lease Liability in a Sale and Leaseback"*, emesso a settembre 2022. Le modifiche richiedono al venditore-locatario di valutare l'attività per il diritto d'uso derivante da un'operazione di vendita e retrolocazione in proporzione al valore contabile precedente dell'attività oggetto dell'accordo e in linea con il diritto d'uso mantenuto; di conseguenza, al venditore-locatario sarà concesso di rilevare solo l'importo dell'eventuale plusvalenza o minusvalenza relativa ai diritti trasferiti all'acquirente-locatore.
  Le modifiche non prescrivono specifici requisiti di valutazione per le passività derivanti da una retrolocazione; tuttavia, includono esempi che illustrano la misurazione iniziale e successiva della passività includendo pagamenti variabili che non dipendono da un indice o da un tasso. Tale rappresentazione costituisce una deviazione dal modello generale di contabilizzazione previsto dall'IFRS 16, in cui i pagamenti variabili, che non dipendono da un indice o da un tasso, sono rilevati a Conto economico nel periodo in cui si verifica l'evento o la condizione che determina tali pagamenti. A tal riguardo, il venditore-locatario dovrà sviluppare e applicare un policy contabile per determinare i pagamenti del leasing in modo tale che qualsiasi importo dell'utile o della perdita relativo al diritto d'uso trattenuto non venga riconosciuto.
  Le modifiche sono applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio dal 1° gennaio 2024; è prevista l'applicazione retrospettica, in conformità allo "IAS 8 - Accounting Policies, Changes in Accounting Estimates and Errors", per le vendite e le operazioni di retrolocazione stipulate dopo la data di applicazione iniziale dell'IFRS 16.
- *"Amendments to IAS 21 - The Effects of Changes in Foreign Exchange Rates: Lack of Exchangeability"*, emesso ad agosto 2023. Le modifiche richiedono di applicare un approccio coerente nel valutare se una valuta è scambiabile con un'altra e, quando non lo è, nel determinare il tasso di cambio da utilizzare e l'informativa da fornire. Le modifiche dovranno essere applicate, previa omologazione, a partire dagli esercizi che avranno inizio dal 1° gennaio 2025 o successivamente (è consentita l'applicazione anticipata).
- *"Amendments to IAS 7 and IFRS 7 - Supplier Finance Arrangements"*, emesso a maggio 2023.
  Le modifiche chiariscono le caratteristiche dei supplier finance arrangement e richiedono un'informativa aggiuntiva su tali accordi, allo scopo di assistere gli utilizzatori del bilancio nella comprensione dei relativi effetti su passività, flussi di cassa ed esposizione al rischio di liquidità.
  Lo IASB ha concesso un'esenzione transitoria non richiedendo né informazioni comparative nel primo anno di applicazione né l'informativa dei saldi di apertura specifici. Inoltre, l'informativa richiesta è applicabile solo per l'esercizio del primo anno di applicazione.
  Pertanto, considerando che le modifiche saranno efficaci, previa omologazione, a partire dagli esercizi che avranno inizio dal 1° gennaio 2024 o successivamente, la nuova informativa dovrà essere fornita non prima della relazione finanziaria annuale al 31 dicembre 2024.

Il Gruppo sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.

60. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Perfezionato l'accordo per la vendita a Ormat di un portafoglio geotermico e solare negli Stati Uniti

In data 4 gennaio 2024, Enel SpA, attraverso la sua controllata al 100% Enel Green Power North America Inc. (EGPNA), ha perfezionato un accordo con Ormat Technologies Inc., per la vendita di un portafoglio di asset rinnovabili negli Stati Uniti a fronte di un corrispettivo complessivo di 271 milioni di dollari statunitensi, pari a circa 250 milioni di euro, soggetto ai consueti aggiustamenti relativi a queste operazioni. Gli asset venduti includono l'intero portafoglio geotermico di EGPNA oltre a diversi piccoli impianti solari, per una capacità totale pari a circa 150 MW di impianti in esercizio.
L'operazione complessiva, che è stata perfezionata in seguito alla realizzazione di alcune condizioni sospensive, ha generato un effetto positivo sull'indebitamento netto consolidato del Gruppo Enel pari a circa 250 milioni di euro e un impatto negativo di circa 30 milioni di euro sul risultato netto del Gruppo, già contabilizzato nell'esercizio 2023 a seguito degli adeguamenti di valore ai fini IFRS 5.

Emesso un Sustainability-Linked Bond da 1,75 miliardi di euro in due tranche nel mercato Eurobond

In data 16 gennaio 2024, Enel Finance International NV, società finanziaria controllata da Enel SpA, ha lanciato sul mercato Eurobond un Sustainability-Linked Bond in due tranche rivolto agli investitori istituzionali per un totale di 1,75 miliardi di euro.
La nuova emissione prevede l'utilizzo di due 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 di euro a un tasso fisso del 3,375%, con data di regolamento fissata al 23 gennaio 2024 e scadenza al 23 luglio 2028;
- 1.000 milioni di euro a un tasso fisso del 3,875%, con data di regolamento fissata al 23 gennaio 2024 e scadenza al 23 gennaio 2035.

Emesso un prestito obbligazionario ibrido perpetuo da 900 milioni di euro con un coupon a 4,75%

In data 20 febbraio 2024, Enel SpA 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 di euro.
L'operazione ha rifinanziato il prestito obbligazionario ibrido perpetuo da 900 milioni di euro equity-accounted con prima call date a febbraio 2025 e cedola del 3,5%.
Il prestito obbligazionario è senza scadenza fissa ed esigibile solo in caso di scioglimento o liquidazione della Società. Una cedola fissa annuale del 4,75% verrà corrisposta fino alla prima reset date (esclusa) del 27 maggio 2029, che corrisponde all'ultimo giorno per la prima optional redemption.

Firmato un accordo con Sosteneo per lo sviluppo di progetti di batterie e impianti a ciclo aperto in Italia

In data 1° marzo 2024, Enel SpA, attraverso la controllata Enel Italia SpA, ha firmato un accordo con Sosteneo Fund 1 HoldCo Sàrl, per l'acquisizione da parte di quest'ultimo del 49% del capitale sociale di Enel Libra Flexsys Srl, società interamente posseduta da Enel Italia e costituita per la realizzazione e la gestione di un portafoglio di progetti di Battery Energy Storage Systems (BESS) e Open Cycle Gas Turbines (OCGT).

L'accordo prevede il riconoscimento di un corrispettivo da parte di Sosteneo HoldCo, per l'acquisto del 49% del capitale sociale di Enel Libra Flexsys, di circa 1,1 miliardi di euro. Inoltre, il corrispettivo è soggetto a un meccanismo di aggiustamento tipico di operazioni di questo genere. L'enterprise value riferito al 100% di Enel Libra Flexsys e riconosciuto nell'accordo è pari a circa 2,5 miliardi di euro, al completamento del ciclo di investimenti previsto dal progetto.
Si prevede che l'operazione genererà al closing un effetto positivo sull'indebitamento finanziario netto consolidato del Gruppo Enel pari a circa 1,1 miliardi di euro, mentre non sono previsti impatti dell'operazione sui risultati economici del Gruppo in quanto, al perfezionamento dell'operazione, Enel continuerà a mantenere il controllo di Enel Libra Flexsys e a consolidarla integralmente.

Firmato un accordo con A2A relativo alle attività di distribuzione elettrica in alcuni comuni della Lombardia

In data 9 marzo 2024, la controllata e-distribuzione SpA ha firmato un accordo con A2A SpA per la cessione a quest'ultima del 90% del capitale sociale di un veicolo societario di nuova costituzione, nel quale saranno conferite le attività di distribuzione elettrica in alcuni comuni delle province di Milano e Brescia.
L'accordo prevede il riconoscimento, da parte di A2A, di un corrispettivo pari a circa 1,2 miliardi di euro, definito sulla base di un enterprise value (riferito al 100%) pari a circa 1,35 miliardi di euro. Il corrispettivo, che sarà versato al closing, è soggetto a un meccanismo di aggiustamento prezzo tipico per questo tipo di operazioni.
Al perfezionamento dell'operazione e-distribuzione manterrà una partecipazione pari al 10% del capitale sociale della NewCo, funzionale alla fase di start-up della società, che sarà oggetto di un meccanismo di opzioni put e call, esercitabili a partire dal primo anno successivo alla data di perfezionamento dell'operazione. Inoltre, sono previsti specifici accordi tra le parti attraverso i quali e-distribuzione garantirà le attività di supporto per assicurare la continuità del servizio.
Si prevede che l'operazione genererà nel 2024 un effetto positivo sull'indebitamento finanziario netto consolidato del Gruppo Enel pari a circa 1,2 miliardi di euro e un impatto positivo sull'utile netto reported del Gruppo pari a circa 1 miliardo di euro.
Laddove si giunga, prima del closing dell'operazione, a una puntuale definizione di ulteriori attività che e-distribuzione potrà svolgere per la NewCo e le stesse siano riflesse in accordi specifici, e ciò dovesse configurare un modello di Stewardship industriale, i citati effetti economici potrebbero essere rilevati anche sui risultati ordinari del Gruppo.
Il closing dell'operazione, previsto entro il 31 dicembre 2024, è subordinato ad alcune condizioni sospensive, tra le quali il rilascio dell'autorizzazione Antitrust, il positivo completamento della procedura in materia di golden power presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri e l'ottenimento del provvedimento di voltura delle concessioni del servizio di distribuzione elettrica a favore della NewCo.

61. Compensi alla Società di revisione ai sensi dell'art. 149 *duodecies* del "Regolamento Emittenti CONSOB"

I corrispettivi di competenza dell'esercizio 2023 riconosciuti da Enel SpA e dalle sue controllate al 31 dicembre 2023 alla Società di revisione e alle entità appartenenti al suo network, a fronte di prestazioni di servizi, sono riepilogati nella tabella che segue, redatta secondo quanto indicato dall'art. 149 *duodecies* del "Regolamento Emittenti CONSOB".

Milioni di euro

Tipologia di servizi	Soggetto che ha erogato il servizio	Compensi 2023
Enel SpA		
Revisione contabile	di cui:	
	- KPMG SpA	0,9
	- entità della rete KPMG	-
Servizi di attestazione	di cui:	
	- KPMG SpA	1,8
	- entità della rete KPMG	-
Altri servizi	di cui:	
	- KPMG SpA	-
	- entità della rete KPMG	-
Totale		**2,7**
Società controllate da Enel SpA		
Revisione contabile	di cui:	
	- KPMG SpA	4,6
	- entità della rete KPMG	9,5
Servizi di attestazione	di cui:	
	- KPMG SpA	1,3
	- entità della rete KPMG	1,2
Altri servizi	di cui:	
	- KPMG SpA	-
	- entità della rete KPMG	-
Totale		**16,6**
TOTALE		**19,3**

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari relativa al Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2023, ai sensi dell'art. 154-*bis*, comma 5, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 e dell'art. 81-*ter* del Regolamento CONSOB 14 maggio 1999, n. 11971

1. I sottoscritti Flavio Cattaneo e Stefano De Angelis, nella qualità rispettivamente di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel SpA attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-*bis*, commi 3 e 4, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
   a. l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche del Gruppo Enel e
   b. l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel nel corso del periodo compreso tra il 1° gennaio 2023 e il 31 dicembre 2023.

2. Al riguardo si segnala che:
   a. l'adeguatezza delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel è stata verificata mediante la valutazione del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria. Tale valutazione è stata effettuata prendendo a riferimento i criteri stabiliti nel modello "*Internal Controls – Integrated Framework*" emesso dal *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission ("COSO")*;
   b. dalla valutazione del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria non sono emersi aspetti di rilievo.

3. Si attesta inoltre che il Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2023:
   a. è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002;
   b. corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
   c. è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.

4. Si attesta infine che la relazione sulla gestione, che correda il Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2023, comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposti.

Roma, 21 marzo 2024

Flavio Cattaneo
Amministratore Delegato di Enel SpA

Firmato da Flavio Cattaneo
Data: 21/03/2024 10:09:29 CET

Stefano De Angelis
Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel SpA

STEFANO DE ANGELIS
Firmato da Stefano De Angelis
Data: il 21/03/2024 alle 08:51:34 UTC

RELAZIONI

Relazione del Collegio Sindacale

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE ALL'ASSEMBLEA DEGLI AZIONISTI DI ENEL S.P.A. CONVOCATA PER L'APPROVAZIONE DEL BILANCIO DI ESERCIZIO 2023
(ai sensi dell'art. 153 del Decreto Legislativo n. 58/1998)

Signori Azionisti,
il Collegio Sindacale di Enel S.p.A. (d'ora in avanti, per brevità, indicata anche come "Enel" o la "Società") è stato nominato nella sua attuale composizione dall'Assemblea degli Azionisti tenutasi il 19 maggio 2022.
Nel corso dell'esercizio che si è chiuso il 31 dicembre 2023, abbiamo svolto l'attività di vigilanza prevista dalla legge. In particolare, ai sensi del combinato disposto dell'art. 149, comma 1 del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 (d'ora in avanti, per brevità, indicato come "Testo Unico della Finanza") e dell'art. 19, comma 1 del Decreto Legislativo 27 gennaio 2010, n. 39 (d'ora in avanti, per brevità, indicato come "Decreto 39/2010"), abbiamo vigilato circa:

- l'osservanza della legge e dello statuto, nonché il rispetto dei principi di corretta amministrazione nello svolgimento delle attività sociali;
- il processo di informativa finanziaria e l'adeguatezza del sistema amministrativo-contabile della Società, nonché l'affidabilità di quest'ultimo nel rappresentare correttamente i fatti di gestione;
- la revisione legale dei conti annuali e dei conti consolidati, nonché l'indipendenza della Società di revisione legale dei conti;
- l'adeguatezza e l'efficacia del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi;
- l'adeguatezza della struttura organizzativa della Società, per gli aspetti di nostra competenza;
- le modalità di concreta attuazione delle regole di governo societario previste dalla edizione 2020 del Codice italiano di *Corporate Governance* (d'ora in avanti, per brevità, indicato come "Codice di *Corporate Governance*"), cui la Società aderisce;
- l'adeguatezza delle disposizioni impartite da parte della Società alle proprie controllate per consentire a Enel di adempiere regolarmente agli obblighi di informativa al pubblico previsti dalla legge.

Nello svolgimento degli opportuni controlli e verifiche sui profili e sugli ambiti di attività sopra evidenziati non abbiamo riscontrato criticità tali da richiederne segnalazione in questa sede.

Tenuto conto delle indicazioni fornite dalla CONSOB con Comunicazione DEM/1025564 del 6 aprile 2001 e successivi aggiornamenti, riferiamo e segnaliamo in particolare quanto segue:

- abbiamo vigilato circa l'osservanza della legge e dello statuto e non abbiamo osservazioni da formulare al riguardo;
- abbiamo ricevuto dall'Amministratore Delegato, con periodicità trimestrale e anche attraverso la nostra partecipazione alle riunioni del Consiglio di Amministrazione di Enel, adeguate informazioni sull'attività svolta, sul generale andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione, nonché sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale effettuate dalla Società e dalle sue controllate. Le azioni deliberate e poste in essere sono apparse conformi alla legge e allo statuto e non manifestamente imprudenti, azzardate, in potenziale conflitto di interessi, in contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale. Per la descrizione delle caratteristiche delle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale esaminate, si rimanda a quanto riferito nella Relazione sulla gestione al Bilancio della Società e al Bilancio consolidato del Gruppo Enel per l'esercizio 2023 (nell'ambito del capitolo "Fatti di rilievo del 2023");
- non abbiamo riscontrato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali svolte con terzi, con società del Gruppo o con altre parti correlate;
- nel capitolo "Informativa sulle parti correlate", inserito nelle note di commento al Bilancio dell'esercizio 2023 della Società, gli Amministratori indicano le principali operazioni effettuate dalla Società con parti correlate, essendo queste ultime individuate sulla base dei princìpi contabili internazionali e delle disposizioni emanate in materia dalla CONSOB. A tale capitolo rinviamo per quanto attiene all'individuazione della tipologia delle operazioni in questione e dei relativi effetti economici, patrimoniali e finanziari. Sono ivi richiamate, inoltre, le modalità procedurali adottate per assicurare che le operazioni con parti correlate vengano effettuate nel rispetto di criteri di trasparenza, nonché di correttezza procedurale e sostanziale. Si dà atto che, in base all'attività di vigilanza svolta, le operazioni ivi indicate sono state poste in essere nel rispetto delle modalità di approvazione ed esecuzione previste nell'apposita procedura – adottata nel rispetto di quanto disposto dall'art. 2391-*bis* del codice civile e dalla disciplina attuativa dettata dalla CONSOB – descritta nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari per l'esercizio 2023. Le operazioni con parti correlate riportate nelle note di commento al Bilancio dell'esercizio 2023 della Società

risultano riconducibili all'ordinaria gestione, sono state effettuate nell'interesse della Società e regolate a condizioni di mercato;

- la Società ha dichiarato di avere redatto il Bilancio individuale dell'esercizio 2023 – al pari di quello dell'esercizio precedente – in conformità ai principi contabili internazionali IAS-IFRS (nonché alle interpretazioni emesse al riguardo dall'IFRIC e dal SIC) riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del Regolamento (CE) n. 1606/2002 e in vigore alla chiusura dell'esercizio 2023 (nel seguito anche "principi contabili internazionali IFRS-EU"), nonché in base a quanto disposto dal Decreto Legislativo 28 febbraio 2005, n. 38 e dai relativi provvedimenti attuativi. Il Bilancio individuale dell'esercizio 2023 della Società, inoltre, è redatto nella prospettiva della continuità aziendale. Nelle note di commento al Bilancio individuale sono riportati analiticamente i princìpi contabili e i criteri di valutazione adottati, accompagnati dalla indicazione dei princìpi applicati per la prima volta nel 2023 che, secondo quanto ivi indicato, non hanno comportato impatti significativi nell'esercizio di riferimento;
- il Bilancio individuale 2023 della Società è stato sottoposto a revisione legale da parte della Società di revisione KPMG S.p.A. che, ai sensi dell'art. 14 del Decreto 39/2010 e dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014, ha espresso nella propria relazione un giudizio senza rilievi né richiami di informativa, anche con riferimento alla coerenza della Relazione sulla gestione e di alcune specifiche informazioni contenute nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari con il Bilancio della Società nonché alla relativa conformità alle norme di legge. La relazione di KPMG S.p.A. include inoltre la dichiarazione, resa ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettera e), del Decreto 39/2010, relativa alla mancata identificazione di errori significativi nei contenuti della Relazione sulla gestione;
- la Società ha dichiarato di avere redatto anche il Bilancio consolidato dell'esercizio 2023 del Gruppo Enel – al pari di quello dell'esercizio precedente – in conformità ai princìpi contabili internazionali IFRS-EU, nonché in base a quanto disposto dal Decreto Legislativo 28 febbraio 2005, n. 38 e dai relativi provvedimenti attuativi. Il Bilancio consolidato dell'esercizio 2023 del Gruppo Enel è redatto nella prospettiva della continuità aziendale. Nelle note di commento al Bilancio consolidato sono riportati analiticamente i princìpi contabili e i criteri di valutazione adottati, accompagnati dalla indicazione dei princìpi applicati per la prima volta nel 2023 che, secondo quanto ivi indicato, non hanno comportato impatti significativi nell'esercizio di riferimento. Si rappresenta inoltre che, già a partire dall'esercizio 2021, in linea con quanto previsto dal Regolamento Delegato (UE) 2019/815 del 17 dicembre 2018 e successive

modifiche ed integrazioni (c.d. "Regolamento ESEF"), la Società ha (i) redatto l'intera Relazione finanziaria annuale (comprensiva del Bilancio individuale e del Bilancio consolidato, delle rispettive relazioni sulla gestione e delle rispettive attestazioni di cui all'art. 154-*bis*, comma 5, del Testo Unico della Finanza) nel formato elettronico unico di comunicazione c.d. XHTML (*Extensible Hypertext Markup Language*), nonché (ii) proceduto alla "marcatura" (apposizione di specifici "*tag*") degli schemi del Bilancio consolidato e delle relative note di commento utilizzando il linguaggio di *mark*up iXBRL ("*Inline eXtensible Business Reporting Language*"), in conformità alla tassonomia ESEF emessa annualmente dall'ESMA, al fine di agevolare concretamente l'accessibilità, l'analisi e la comparabilità delle relazioni finanziarie annuali;

- il Bilancio consolidato dell'esercizio 2023 del Gruppo Enel è stato anch'esso sottoposto a revisione legale da parte della Società di revisione KPMG S.p.A. che, ai sensi dell'art. 14 del Decreto 39/2010 e dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014, ha espresso nella propria relazione un giudizio senza rilievi né richiami di informativa, anche con riferimento alla coerenza della Relazione sulla gestione e di alcune specifiche informazioni contenute nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari con il Bilancio consolidato nonché alla relativa conformità alle norme di legge. La relazione di KPMG S.p.A. include inoltre:
  - una illustrazione degli aspetti chiave della revisione contabile del Bilancio consolidato; e
  - le dichiarazioni, rese ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettera e), del Decreto 39/2010 e dell'art. 4 del Regolamento Consob n. 20267 del 18 gennaio 2018 (di attuazione del Decreto Legislativo 30 dicembre 2016, n. 254), relative rispettivamente alla mancata identificazione di errori significativi nei contenuti della Relazione sulla gestione e alla verifica dell'avvenuta approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione della dichiarazione consolidata di carattere non finanziario.

Per gli incarichi a essa conferiti, la Società di revisione KPMG S.p.A. ha altresì emesso le relazioni sulla revisione dei bilanci relativi all'esercizio 2023 delle più rilevanti società italiane del Gruppo Enel senza rilievi. Inoltre, nel corso degli incontri periodici con i rappresentanti della Società di revisione KPMG S.p.A., questi ultimi non hanno evidenziato criticità relative ai *reporting packages* delle principali società estere del Gruppo Enel, selezionati dai revisori stessi in base al piano di lavoro predisposto per la revisione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel, tali da fare emergere rilievi da riportare nel giudizio sul Bilancio medesimo;

4

- tenuto conto delle raccomandazioni formulate dall'Autorità Europea degli Strumenti Finanziari e dei Mercati ("ESMA") in data 21 gennaio 2013 (integrate, da ultimo, dal *Public Statement* del 25 ottobre 2023), intese ad assicurare un'adeguata trasparenza delle metodologie adottate da parte delle società quotate nell'ambito delle procedure di *impairment test* sull'avviamento, nonché in linea con quanto raccomandato dal documento congiunto Banca d'Italia – CONSOB – ISVAP n. 4 del 3 marzo 2010 e alla luce delle indicazioni da ultimo fornite dalla stessa CONSOB nella Comunicazione n. 7780 del 28 gennaio 2016, la rispondenza della procedura di *impairment test* alle prescrizioni del principio contabile internazionale IAS 36 ha formato oggetto di espressa approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione della Società, previo parere favorevole rilasciato al riguardo dal Comitato controllo e rischi, nel mese di febbraio 2024, in data anteriore rispetto a quella di approvazione dei documenti di Bilancio relativi al 2023;
- abbiamo esaminato la proposta del Consiglio di Amministrazione di destinazione dell'utile dell'esercizio 2023 e di distribuzione di riserve disponibili e non abbiamo osservazioni al riguardo;
- il Consiglio di Amministrazione della Società, a seguito delle opportune verifiche effettuate da parte del Comitato controllo e rischi nel mese di marzo 2024, ha attestato in sede di approvazione del Bilancio dell'esercizio 2023 la perdurante osservanza, nell'ambito del Gruppo Enel, della disciplina dettata dalla CONSOB (nell'art. 15 del c.d. "Regolamento Mercati", approvato con Deliberazione n. 20249 del 28 dicembre 2017) in materia di trasparenza contabile, di adeguatezza della struttura organizzativa e del sistema dei controlli interni che le società controllate, costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea, devono rispettare affinché le azioni di Enel possano rimanere quotate nei mercati regolamentati italiani;
- abbiamo vigilato, ai sensi dell'indicato art. 15 del Regolamento Mercati CONSOB, sull'idoneità del sistema amministrativo-contabile delle società controllate di cui al precedente punto elenco a far pervenire regolarmente alla direzione e alla Società di revisione KPMG S.p.A. i dati economici, patrimoniali e finanziari necessari per la redazione del bilancio consolidato del Gruppo Enel, senza riscontrare criticità;
- abbiamo vigilato, per quanto di nostra competenza, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della Società (e, più in generale, del Gruppo Enel nel suo insieme) tramite l'acquisizione di informazioni dai responsabili delle competenti funzioni aziendali e incontri con i collegi sindacali e con gli equivalenti organismi di controllo

di alcune delle principali società del Gruppo Enel, italiane ed estere, al fine del reciproco scambio di dati e informazioni rilevanti. Al riguardo, si segnala che il Gruppo Enel – tenuto conto delle modifiche all'assetto organizzativo, apportate da ultimo nel corso del 2023 e nei primi mesi del 2024 in coerenza con la visione del rinnovato Vertice aziendale – ha adottato un modello a matrice, articolato in:

(i) quattro Divisioni a perimetro globale, cui è affidato il compito di sviluppare, costruire, operare e manutenere gli *asset*, svolgere le attività di *trading*, nonché sviluppare e gestire il portafoglio di prodotti e servizi nelle varie aree geografiche di presenza del Gruppo. Le quattro Divisioni a perimetro globale sono suddivise in: *Enel Green Power and Thermal Generation*, *Global Energy and Commodity Management & Chief Pricing Officer*, Enel *Grids and Innovability*, Enel X *Global Retail*;

(ii) due Paesi (Italia e Iberia) e una Regione (*Rest of the World*), cui è affidato, nell'ambito di ciascuna area geografica di presenza del Gruppo, il compito di:

- garantire i risultati economico-finanziari, l'equilibrio ottimizzato tra i clienti e la generazione garantendo la massimizzazione del valore a lungo termine, nonché l'adozione dei più elevati *standard* di sicurezza e ambiente;
- gestire i rapporti con istituzioni, autorità di regolamentazione, *media* e altri *stakeholder*;
- svolgere le attività di *staff* e servizi a beneficio delle linee di *business* presenti a livello Paese, massimizzando efficienza e qualità;
- gestire l'integrazione tra le linee di *business* presenti nell'area geografica di riferimento;
- gestire le *stewardship*, coordinandosi con tutte le strutture competenti coinvolte;

(iii) una Funzione globale di servizio (denominata *Global Services*), cui è affidato il compito (i) di una gestione integrata di tutte le attività del Gruppo relative allo sviluppo e alla *governance* delle soluzioni digitali, degli acquisti e di strategia, processi e modelli di gestione dei clienti, nonché dei processi di *insourcing* e (ii) di gestire il portafoglio immobiliare, massimizzandone il valore, e i relativi servizi generali;

(iv) sei Funzioni di *Holding*, cui sono affidate le attività di indirizzo, coordinamento e controllo strategico dell'intero Gruppo, così suddivise: Amministrazione,

Finanza e Controllo, Personale e Organizzazione, Relazioni Esterne, Affari Legali, Societari, Regolatori e *Antitrust*, *Audit* e *Security*;

(v) un *CEO Office and Strategy*, cui è affidato il compito di fornire supporto all'Amministratore Delegato nel definire ed indirizzare le decisioni strategiche del Gruppo e di definire il posizionamento strategico di medio-lungo periodo per tutto il Gruppo, elaborando gli scenari strategici che considerino anche gli effetti del cambiamento climatico.

Non abbiamo eccezioni da formulare circa l'adeguatezza del modello organizzativo sopra descritto nel supportare lo sviluppo strategico della Società e del Gruppo Enel, nonché in merito alla coerenza del medesimo modello con le esigenze di controllo;

- abbiamo incontrato i collegi sindacali e gli equivalenti organismi di controllo di alcune delle principali società del Gruppo Enel, italiane ed estere. Dallo scambio di informazioni avuto non sono emerse risultanze di tale significatività da essere menzionate nella presente relazione;
- abbiamo vigilato sull'indipendenza della Società di revisione, avendo ricevuto in data odierna da KPMG S.p.A. specifica conferma scritta circa la sussistenza di tale requisito, secondo quanto previsto dall'art. 6, paragrafo 2, lett. a) del Regolamento (UE) n. 537/2014 e dal paragrafo 17 del principio di revisione internazionale (ISA Italia) n.260 e avendo discusso i contenuti di tale dichiarazione con il socio responsabile della revisione; a tale riguardo abbiamo inoltre vigilato – così come previsto dall'art. 19, comma 1, lett. e) del Decreto 39/2010 – circa la natura e l'entità dei servizi diversi dall'incarico principale di revisione legale dei conti prestati alla Società e alle altre società del Gruppo Enel da parte di KPMG S.p.A. e delle entità appartenenti al relativo *network*. Si segnala che i corrispettivi spettanti a KPMG S.p.A. e alle entità del relativo *network* sono indicati nelle note di commento al Bilancio individuale della Società. In seguito alle verifiche effettuate, il Collegio Sindacale non ha individuato criticità in ordine all'indipendenza della Società di revisione KPMG S.p.A.

  Abbiamo tenuto periodiche riunioni con gli esponenti della medesima Società di revisione, ai sensi dell'art. 150, comma 3 del Testo Unico della Finanza, nel corso delle quali non sono emerse risultanze di significatività tale da dovere essere riportate nella presente relazione.

  Con specifico riguardo a quanto previsto dall'art. 11 del Regolamento (UE) n. 537/2014, la Società di revisione ha presentato in data odierna al Collegio Sindacale, con riferimento all'esercizio 2023, la "relazione aggiuntiva" sui risultati della revisione legale dei conti svolta, dalla quale non emergono difficoltà significative incontrate

nell'ambito della revisione stessa, né carenze significative concernenti il sistema di controllo interno per l'informativa finanziaria e/o il sistema contabile di Enel, tali da fare emergere rilievi da riportare nel giudizio sul Bilancio individuale e consolidato. Il Collegio Sindacale provvederà a trasmettere tempestivamente tale relazione al Consiglio di Amministrazione, corredata da proprie eventuali osservazioni, secondo quanto previsto dall'art. 19, comma 1, lett. a) del Decreto 39/2010.
Alla data della presente relazione la medesima Società di revisione non ha elaborato la lettera di suggerimenti (c.d. "*management letter*") riferita all'esercizio 2023;

- abbiamo vigilato sul processo di informativa finanziaria, sull'adeguatezza del sistema amministrativo-contabile della Società e sull'affidabilità di quest'ultimo nel rappresentare correttamente i fatti di gestione, nonché sul rispetto dei princìpi di corretta amministrazione nello svolgimento delle attività sociali e non abbiamo osservazioni da formulare al riguardo. Abbiamo svolto le relative verifiche mediante l'ottenimento di informazioni da parte del responsabile della Funzione Amministrazione, Finanza e Controllo della Società (tenuto conto del ruolo di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari rivestito dall'interessato), nonché attraverso l'esame della documentazione aziendale e l'analisi dei risultati del lavoro svolto dalla Società di revisione. L'Amministratore Delegato e il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel hanno attestato con apposita relazione, con riferimento al Bilancio individuale dell'esercizio 2023 della Società: (i) l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio stesso; (ii) la conformità del contenuto del Bilancio medesimo ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del Regolamento (CE) n. 1606/2002; (iii) la corrispondenza del Bilancio in questione alle risultanze dei libri e delle scritture contabili e la sua idoneità a rappresentare in maniera veritiera e corretta la situazione patrimoniale, economica e finanziaria della Società; (iv) che la Relazione sulla gestione, che correda il Bilancio, comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione della Società, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui quest'ultima è esposta. Nella citata relazione è stato altresì segnalato che l'adeguatezza delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio individuale della Società è stata verificata mediante la valutazione del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria (supportata anche dagli esiti del c.d. "*testing* indipendente", affidato ad una qualificata società di consulenza) e che dalla

valutazione di detto sistema non sono emersi aspetti di rilievo. Analoga relazione di attestazione risulta redatta con riguardo al Bilancio consolidato del Gruppo Enel per l'esercizio 2023;

- abbiamo vigilato sull'adeguatezza ed efficacia del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, principalmente mediante la sistematica partecipazione del responsabile della Funzione *Audit* della Società alle riunioni del Collegio Sindacale e tenendo più della metà delle riunioni congiuntamente al Comitato Controllo e Rischi, nonché grazie a periodici incontri con l'organismo chiamato a vigilare sul funzionamento e l'osservanza del modello organizzativo e gestionale adottato dalla Società ai sensi del Decreto Legislativo n. 231/2001. Alla luce delle verifiche effettuate e in assenza di significative criticità rilevate, non ricorrono ragioni per dubitare circa l'adeguatezza e l'efficacia del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi; si segnala che il Consiglio di Amministrazione della Società, nel mese di febbraio 2024, ha espresso una valutazione conforme sul punto e ha altresì riconosciuto, nel mese di novembre 2023, la compatibilità dei principali rischi connessi agli obiettivi strategici indicati nel Piano industriale 2024-2026 con una gestione dell'impresa coerente con i medesimi obiettivi;
- nel corso del 2023 non sono pervenuti esposti al Collegio Sindacale né denunce di fatti ritenuti censurabili ai sensi dell'art. 2408 cod. civ.;
- abbiamo vigilato sulle modalità di concreta attuazione del Codice di *Corporate Governance*, verificando la conformità del sistema di governo societario di Enel alle raccomandazioni espresse da tale Codice. Una dettagliata informativa sul sistema di *corporate governance* della Società è contenuta nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari per l'esercizio 2023.

  Nel mese di giugno 2023 abbiamo avuto modo di verificare che il Consiglio di Amministrazione – a valle del rinnovo della relativa composizione deliberato dall'Assemblea degli Azionisti tenutasi il 10 maggio 2023 – nel valutare l'indipendenza dei propri componenti non esecutivi ha correttamente applicato i criteri individuati nel Codice di *Corporate Governance* e il principio della prevalenza della sostanza sulla forma che deve informare in generale l'applicazione delle raccomandazioni del Codice stesso, avendo seguito a tal fine una procedura di accertamento trasparente, le cui caratteristiche sono descritte nella indicata Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari per l'esercizio 2023.

  Per quanto riguarda la c.d. "autovalutazione" dell'indiperdenza dei propri componenti, il Collegio Sindacale nel mese di marzo 2023 ha accertato la sussistenza dei relativi

requisiti di cui al Testo Unico della Finanza e al Codice di *Corporate Governance* in capo a tutti i Sindaci effettivi;

- nell'ultimo scorcio dell'esercizio 2023 e durante i primi due mesi del 2024 il Collegio Sindacale ha effettuato, con il supporto di una società di consulenza indipendente, una valutazione della dimensione, della composizione e del funzionamento del Collegio stesso (c.d. "*board review*"), come già avvenuto a decorrere dall'esercizio 2018, in analogia a quanto accade per il Consiglio di Amministrazione fin dal 2004. Trattasi di una *best practice* che il Collegio Sindacale ha inteso adottare pur in assenza di una specifica raccomandazione del Codice di *Corporate Governance* e seguendo le modalità della "*peer-to-peer review*", ossia mediante la valutazione non solo del funzionamento dell'organo nel suo insieme, ma anche dello stile e del contenuto del contributo fornito da ciascuno dei Sindaci. Le modalità di svolgimento della *board review* riferita all'esercizio 2023 sono dettagliatamente descritte nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari per l'esercizio 2023 unitamente ai relativi esiti;
- nel corso del 2023 il Collegio Sindacale ha avuto, inoltre, modo di partecipare ad un apposito programma di "induction", caratterizzato da specifici approfondimenti intesi ad aggiornare Amministratori e Sindaci sulla corporate governance della Società e del Gruppo Enel, sulla struttura e sul funzionamento del sistema elettrico in generale, sulle attività delle quattro Divisioni a perimetro globale ("Enel Green Power and Thermal Generation", "Enel Grids", "Global Energy and Commodity Management & Chief Pricing Officer", "Enel X Global Retail") e della Funzione di Holding "People and Organization";
- abbiamo vigilato sull'applicazione delle disposizioni del Decreto Legislativo 30 dicembre 2016, n. 254 (d'ora in avanti, per brevità, indicato come il "Decreto 254"), concernente la comunicazione di informazioni di carattere non finanziario e di informazioni sulla diversità da parte di talune imprese e gruppi di grandi dimensioni. Nello svolgimento di tale attività, abbiamo vigilato sull'adeguatezza del sistema organizzativo, amministrativo e di rendicontazione e controllo predisposto dalla Società al fine di consentire una corretta rappresentazione, nell'ambito della dichiarazione consolidata di carattere non finanziario relativa all'esercizio 2023, dell'attività del Gruppo Enel, dei suoi risultati e dei suoi impatti con riguardo ai temi di natura non finanziaria richiamati dall'art. 3, comma 1 del Decreto 254, non avendo osservazioni da formulare al riguardo. Si segnala che la Società di revisione KPMG S.p.A. ha rilasciato, ai sensi dell'art. 3, comma 10 del Decreto 254 e dell'art. 5 del

Regolamento Consob n. 20267 del 18 gennaio 2018, l'attestazione circa la conformità delle informazioni fornite nella medesima dichiarazione consolidata di carattere non finanziario rispetto a quanto richiesto dalla normativa vigente;

- la Società, sin dalla quotazione delle proprie azioni in Borsa, ha adottato un apposito regolamento (modificato da ultimo nel mese di settembre 2018) per la gestione interna e il trattamento delle informazioni riservate, contenente anche le procedure per la comunicazione all'esterno di documenti e informazioni concernenti la Società e il Gruppo, con particolare riferimento alle informazioni privilegiate; tale regolamento (consultabile sul sito internet aziendale) contiene adeguate disposizioni indirizzate alle società controllate per consentire a Enel di adempiere regolarmente agli obblighi di informativa al pubblico previsti dalla legge, ai sensi dell'art. 114, comma 2 del Testo Unico della Finanza;
- la Società ha adottato altresì fin dal 2002 e successivamente aggiornato, da ultimo nel mese di febbraio 2021, un Codice Etico (anch'esso consultabile sul sito internet aziendale), che esprime gli impegni e le responsabilità etiche nella conduzione degli affari, regolando e uniformando i comportamenti aziendali su *standard* improntati alla massima trasparenza e correttezza verso tutti gli *stakeholder*;
- con riferimento alle previsioni del Decreto Legislativo 8 giugno 2001 n. 231 – che ha introdotto nell'ordinamento giuridico italiano un regime di responsabilità amministrativa a carico delle società per alcune tipologie di reati commessi dai relativi amministratori, dirigenti o dipendenti nell'interesse o a vantaggio delle società stesse – Enel ha adottato fin dal luglio 2002 un modello organizzativo e gestionale articolato in una "parte generale" e in diverse "parti speciali", dedicate alle diverse tipologie di reati individuati dal Decreto Legislativo n. 231/2001 e che il modello stesso intende prevenire. Per una descrizione delle modalità di adattamento di tale modello alle caratteristiche delle varie società italiane del Gruppo, nonché per un'indicazione delle finalità dell'"*Enel Global Compliance Program*" indirizzato alle società estere del Gruppo, si rinvia a quanto indicato nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari per l'esercizio 2023. L'organismo chiamato a vigilare sul funzionamento e l'osservanza del modello stesso, nonché a curare il suo aggiornamento, adotta una composizione collegiale. Tale organismo, la cui composizione è stata rinnovata nel mese di luglio 2023, continua ad essere formato da tre componenti esterni, dotati nel loro insieme di specifiche competenze professionali in materia di organizzazione aziendale e diritto penale d'impresa. Il Collegio Sindacale ha ricevuto adeguate informazioni sulle principali attività svolte nel corso del 2023 da parte del medesimo

organismo di vigilanza, anche in occasione di incontri svoltisi con i relativi componenti; dall'esame di tali attività non è emersa evidenza di fatti e/o situazioni da menzionare nella presente relazione;

- nel corso dell'esercizio 2023 il Collegio Sindacale ha rilasciato i seguenti pareri:
  - un parere favorevole (nella riunione dell'8 febbraio 2023) in merito al Piano di *Audit* 2023, secondo quanto previsto dalla Raccomandazione n. 33 lettera c) del Codice di *Corporate Governance*;
  - un parere favorevole (nella riunione del 12 giugno 2023) in merito alla nomina del nuovo Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel, secondo quanto previsto dall'art. 154-*bis*, comma 1 del Testo Unico della Finanza e dall'art. 20.5 dello statuto sociale;
  - un parere favorevole (nella riunione del 5 luglio 2023), ai sensi dell'art. 2389, comma 3, cod. civ., in merito alla misura dei compensi da riconoscere ai componenti dei vari Comitati costituiti nell'ambito del Consiglio di Amministrazione, a seguito del rinnovo di tale ultimo organo da parte dell'Assemblea degli Azionisti del 10 maggio 2023 e tenuto conto di quanto previsto al riguardo dalla politica in materia di remunerazione di Enel per il 2023 approvata con voto vincolante dall'Assemblea medesima;
  - un parere favorevole (nella medesima riunione del 5 luglio 2023) sull'indennità di presenza da riconoscere in favore del Magistrato della Corte dei Conti delegato al controllo sulla gestione finanziaria di Enel per la partecipazione alle adunanze degli organi sociali;
  - un parere favorevole (nella riunione del 20 settembre 2023), ai sensi dell'art. 2389, comma 3, cod. civ., in merito alle determinazioni relative al trattamento economico e normativo dei Vertici societari nominati a seguito del rinnovo del Consiglio di Amministrazione da parte dell'Assemblea degli Azionisti del 10 maggio 2023, tenuto conto di quanto previsto al riguardo dalla politica in materia di remunerazione di Enel per il 2023 approvata con voto vincolante dall'Assemblea medesima;
- apposita informativa sugli emolumenti fissi e variabili maturati nel corso dell'esercizio 2023, in ragione dei rispettivi incarichi, da coloro che hanno rivestito il ruolo di Presidente del Consiglio di Amministrazione, di Amministratore Delegato/Direttore Generale e dagli altri Amministratori, nonché sugli strumenti retributivi loro attribuiti, è contenuta nella seconda sezione della Relazione sulla politica in materia di remunerazione per il 2024 e sui compensi corrisposti nel 2023 di cui all'art. 123-*ter*

del Testo Unico della Finanza (nel prosieguo, per brevità, "Relazione sulla remunerazione"), approvata dal Consiglio di Amministrazione, su proposta del Comitato per le nomine e le remunerazioni, in data 11 aprile 2024 e che sarà pubblicata nel rispetto dei termini di legge. Si dà atto che gli strumenti retributivi in questione sono allineati alla *best practice*, in quanto rispettano il principio del legame con adeguati obiettivi di *performance*, anche di natura non finanziaria, e perseguono l'obiettivo della creazione di valore per gli Azionisti in un orizzonte di lungo periodo. Si rileva che le proposte al Consiglio di Amministrazione in merito all'adozione di tali strumenti retributivi e alla determinazione dei relativi parametri sono state elaborate dal Comitato per le nomine e le remunerazioni – costituito da soli Amministratori indipendenti – avvalendosi delle analisi di *benchmark* effettuate, anche su scala internazionale, da una società di consulenza indipendente ("*advisor*"). Si fa altresì presente che nella medesima seconda sezione della Relazione sulla remunerazione è contenuta, nel rispetto della normativa CONSOB di riferimento, apposita informativa sugli emolumenti maturati nel corso dell'esercizio 2023 anche da parte dei componenti dell'organo di controllo e dei dirigenti con responsabilità strategiche (per questi ultimi in forma aggregata).

Il Collegio Sindacale ha inoltre vigilato sul processo di elaborazione della politica in materia di remunerazione per il 2024 – compiutamente descritta nella prima sezione della Relazione sulla remunerazione – senza riscontrare criticità. Ha formato oggetto di verifica, in particolare, la coerenza delle diverse misure previste da tale politica rispetto (i) alle disposizioni della Direttiva (UE) 2017/828, come recepite nell'ordinamento italiano, (ii) alle raccomandazioni del Codice di *Corporate Governance*, nonché (iii) alle risultanze dell'analisi di *benchmark* effettuate, anche su scala internazionale, da una società di consulenza indipendente di cui il Comitato per le nomine e le remunerazioni ha ritenuto di avvalersi.

Inoltre, nel corso della predisposizione della politica in materia di remunerazione per il 2024 il Collegio Sindacale – tenuto anche conto di quanto raccomandato in proposito dal Codice di *Corporate Governance* – ha richiesto alla indicata società di consulenza indipendente di effettuare un'ulteriore analisi di *benchmark*, intesa ad accertare l'adeguatezza del trattamento retributivo riconosciuto ai componenti del medesimo organo di controllo. Tale analisi è stata condotta dall'*advisor* assumendo un duplice ordine di riferimenti:

- quale termine di raffronto esterno ad Enel, le remunerazioni dei collegi sindacali risultanti dalla documentazione pubblicata in occasione della stagione assembleare

2023 dagli emittenti facenti parte di un *peer group* composto da società appartenenti all'indice FTSE MIB ([1]) che per complessità di *business*, dimensioni di mercato e assetti proprietari risultano confrontabili con Enel;

- quale termine di raffronto interno ad Enel, la remunerazione riconosciuta ai Consiglieri di Amministrazione di Enel (esclusi il Presidente e l'Amministratore Delegato) in rapporto al numero di riunioni svolte.

Per quanto concerne il *benchmark* esterno, è stato preliminarmente osservato dall'*advisor* che, sulla base dei dati al 31 dicembre 2022, Enel si colloca su livelli dimensionali nell'estremo superiore rispetto al *peer group*, essendo essa significativamente al di sopra del nono decile per quanto riguarda la capitalizzazione e il fatturato, e tra il terzo quartile e il nono decile per quanto concerne il numero di dipendenti. Al contempo, dall'analisi medesima è emerso che, rispetto al *peer group*, la remunerazione dei componenti il Collegio Sindacale di Enel si attesta invece sui riferimenti mediani per il Presidente e leggermente sopra ai riferimenti mediani per gli altri Sindaci effettivi.

Per quanto concerne invece il *benchmark* interno, il consulente ha provveduto ad effettuare un raffronto tra la remunerazione media per riunione riconosciuta ai componenti del Collegio Sindacale e quella spettante ai componenti del Consiglio di Amministrazione della Società (esclusi il Presidente e l'Amministratore Delegato), tenendo quindi conto di tutte le riunioni cui essi rispettivamente partecipano. Da tale analisi è emerso uno scarto molto significativo tra la remunerazione dei componenti dei due organi. Infatti, la remunerazione media per riunione dei Consiglieri è superiore di oltre tre volte rispetto a quella del Presidente del Collegio Sindacale e di quasi quattro volte rispetto a quella degli altri componenti effettivi del Collegio Sindacale.

L'attività di vigilanza è stata svolta dal Collegio Sindacale nell'esercizio 2023 nel corso di 24 riunioni, nonché con la partecipazione alle 15 riunioni del Consiglio di Amministrazione e all'Assemblea annuale degli Azionisti e – per il tramite del Presidente o di uno o più dei suoi componenti – alle 14 riunioni del Comitato Controllo e Rischi (tenute in forma congiunta con il Collegio Sindacale), alle 14 riunioni del Comitato per le nomine e le remunerazioni, alle 6 riunioni del Comitato parti correlate e alle 7 riunioni del Comitato per la *corporate governance* e la sostenibilità. Alle riunioni del Collegio Sindacale, così

([1]) Di tale *peer group* fanno parte le seguenti 18 società: A2A, Assicurazioni Generali, Banco BPM, BPER Banca, Eni, Hera, Italgas, Leonardo, Mediobanca, Nexi, Pirelli, Poste Italiane, Prysmian, Saipem, Snam, Telecom Italia, Terna, Unicredit.

come a quelle del Consiglio di Amministrazione, ha partecipato il Magistrato della Corte dei Conti delegato al controllo sulla gestione finanziaria della Società.
Nel corso di detta attività e sulla base delle informazioni ottenute dalla Società di revisione KPMG S.p.A. non sono state rilevate omissioni e/o fatti censurabili e/o irregolarità o, comunque, fatti significativi tali da richiedere la segnalazione alle Autorità di vigilanza ovvero menzione nella presente relazione.

Il Collegio Sindacale, a seguito dell'attività di vigilanza svolta e in base a quanto emerso nello scambio di dati e informazioni con la Società di revisione KPMG S.p.A., Vi propone di approvare il Bilancio della Società al 31 dicembre 2023 in conformità a quanto proposto dal Consiglio di Amministrazione.

Roma, 19 aprile 2024

Il Collegio Sindacale

Dott.ssa Barbara Tadolini - Presidente

Prof. Luigi Borré – Sindaco

Prof.ssa Maura Campra– Sindaco

15

Relazione della Società di revisione

KPMG S.p.A.
Revisione e organizzazione contabile
Via Curtatone, 3
00185 ROMA RM
Telefono +39 06 80961.1
Email it-fmauditaly@kpmg.it
PEC kpmgspa@pec.kpmg.it

Relazione della società di revisione indipendente ai sensi degli artt. 14 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 e 10 del Regolamento (UE) n. 537 del 16 aprile 2014

Agli Azionisti della
Enel S.p.A.

Relazione sulla revisione contabile del bilancio consolidato

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato del Gruppo Enel (nel seguito anche il "Gruppo"), costituito dai prospetti dello stato patrimoniale al 31 dicembre 2023, del conto economico, del conto economico complessivo, delle variazioni del patrimonio netto e del rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note di commento al bilancio che includono le informazioni rilevanti sui principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio consolidato fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria del Gruppo Enel al 31 dicembre 2023, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. 38/05.

Elementi alla base del giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nel paragrafo "*Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato*" della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla Enel S.p.A. (nel seguito anche la "Società") in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati su cui basare il nostro giudizio.

Aspetti chiave della revisione contabile

Gli aspetti chiave della revisione contabile sono quegli aspetti che, secondo il nostro giudizio professionale, sono stati maggiormente significativi nell'ambito della revisione contabile del bilancio consolidato dell'esercizio in esame. Tali aspetti sono stati da noi affrontati nell'ambito della revisione contabile e nella formazione del nostro giudizio sul bilancio consolidato nel suo complesso; pertanto su tali aspetti non esprimiamo un giudizio separato.

KPMG S.p.A. è una società per azioni di diritto italiano e fa parte del network KPMG di entità indipendenti affiliate a KPMG International Limited, società di diritto inglese.

Ancona Bari Bergamo
Bologna Bolzano Brescia
Catania Como Firenze Genova
Lecce Milano Napoli Novara
Padova Palermo Parma Perugia
Pescara Roma Torino Treviso
Trieste Varese Verona

Società per azioni
Capitale sociale
Euro 10.415.500,00 i.v.
Registro Imprese Milano Monza Brianza Lodi
e Codice Fiscale N. 00709600159
R.E.A. Milano N. 512867
Partita IVA 00709600159
VAT number IT00709600159
Sede legale: Via Vittor Pisani, 25
20124 Milano MI ITALIA

Rilevazione dei ricavi di vendita di energia elettrica e gas non ancora fatturati

Note di commento al bilancio consolidato: note n. 2.1 "Uso di stime e giudizi del management –Ricavi provenienti da contratti con clienti", n. 2.2. "Principi contabili rilevanti – Ricavi provenienti da contratti con i clienti", n.11.a "Ricavi delle vendite e delle prestazioni" e n. 34 "Crediti commerciali"

Aspetto chiave	Procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave
I ricavi di vendita di energia elettrica e gas ai clienti finali sono rilevati al momento della fornitura dell'elettricità o del gas e comprendono, oltre agli importi fatturati in base alle letture periodiche dei contatori oppure in base ai volumi comunicati dai distributori e dai trasportatori, una stima dell'energia elettrica e del gas erogati nell'esercizio ma non ancora fatturati, calcolata tenendo anche conto delle eventuali perdite di rete. I ricavi maturati tra la data dell'ultima lettura e la fine dell'esercizio si basano su stime del consumo dei clienti, determinate principalmente sulle loro informazioni storiche, adeguato per riflettere le condizioni atmosferiche o altri fattori che possono influenzare i consumi oggetto di stima. Tale stima è caratterizzata da un elevato grado di complessità connesso alle assunzioni che ne sono alla base. Conseguentemente, abbiamo considerato la rilevazione dei ricavi di vendita di energia elettrica e gas non ancora fatturati un aspetto chiave dell'attività di revisione.	Le procedure di revisione svolte hanno incluso: • comprensione del processo di rilevazione dei ricavi di energia elettrica e gas non ancora fatturati; • esame della configurazione, messa in atto ed efficacia operativa dei controlli, compresi quelli aventi natura informatica, ritenuti rilevanti ai fini dell'attività di revisione, anche mediante il supporto dei nostri specialisti in *Information Technology*; • svolgimento di procedure di validità circa i volumi di energia elettrica e gas considerati nella determinazione della stima; • verifica dell'accuratezza delle tariffe di vendita utilizzate nella stima; • confronto della stima rilevata nel bilancio consolidato dell'esercizio precedente con i dati successivamente consuntivati; • esame dell'adeguatezza dell'informativa fornita nelle note di commento al bilancio consolidato in relazione ai ricavi di vendita di energia elettrica e gas non ancora fatturati.

Responsabilità degli Amministratori e del Collegio Sindacale della Enel S.p.A. per il bilancio consolidato

Gli Amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. 38/05 e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli Amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità del Gruppo di continuare a operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio consolidato, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli Amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio consolidato a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della capogruppo Enel S.p.A. o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

Il Collegio Sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria del Gruppo.

Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio consolidato nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che, tuttavia, non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche degli utilizzatori prese sulla base del bilancio consolidato.

Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio consolidato, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti o eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;
- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno del Gruppo;
- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli Amministratori, inclusa la relativa informativa;
- siamo giunti a una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli Amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di un'incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità del Gruppo di continuare a operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che il Gruppo cessi di operare come un'entità in funzionamento;
- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio consolidato nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio consolidato rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione;
- abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati sulle informazioni finanziarie delle imprese o delle differenti attività economiche svolte all'interno del Gruppo per esprimere un giudizio sul bilancio consolidato. Siamo responsabili della direzione, della supervisione e dello svolgimento dell'incarico di revisione contabile del Gruppo. Siamo gli unici responsabili del giudizio di revisione sul bilancio consolidato.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di *governance*, identificati a un livello appropriato come richiesto dagli ISA Italia, tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.

Abbiamo fornito ai responsabili delle attività di *governance* anche una dichiarazione sul fatto che abbiamo rispettato le norme e i principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano e abbiamo comunicato loro ogni situazione che possa ragionevolmente avere un effetto sulla nostra indipendenza e, ove applicabile, le azioni intraprese per eliminare i relativi rischi o le misure di salvaguardia applicate.

Tra gli aspetti comunicati ai responsabili delle attività di *governance*, abbiamo identificato quelli che sono stati più rilevanti nell'ambito della revisione contabile del bilancio consolidato dell'esercizio in esame, che hanno costituito quindi gli aspetti chiave della revisione. Abbiamo descritto tali aspetti nella relazione di revisione.

Altre informazioni comunicate ai sensi dell'art. 10 del Regolamento (UE) 537/14

L'Assemblea degli Azionisti della Enel S.p.A. ci ha conferito in data 16 maggio 2019 l'incarico di revisione legale del bilancio d'esercizio e consolidato della Società per gli esercizi dal 31 dicembre 2020 al 31 dicembre 2028.

Dichiariamo che non sono stati prestati servizi diversi dalla revisione contabile vietati ai sensi dell'art. 5, paragrafo 1, del Regolamento (UE) 537/14 e che siamo rimasti indipendenti rispetto alla Società nell'esecuzione della revisione legale.

Confermiamo che il giudizio sul bilancio consolidato espresso nella presente relazione è in linea con quanto indicato nella relazione aggiuntiva destinata al Collegio Sindacale, nella sua funzione di Comitato per il controllo interno e la revisione contabile, predisposta ai sensi dell'art. 11 del citato Regolamento.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio sulla conformità alle disposizioni del Regolamento Delegato (UE) 2019/815

Gli Amministratori della Enel S.p.A. sono responsabili per l'applicazione delle disposizioni del Regolamento Delegato (UE) 2019/815 della Commissione Europea in materia di norme tecniche di regolamentazione relative alla specificazione del formato elettronico unico di comunicazione (ESEF – *European Single Electronic Format*) al bilancio consolidato al 31 dicembre 2023, da includere nella relazione finanziaria annuale.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) 700B al fine di esprimere un giudizio sulla conformità del bilancio consolidato alle disposizioni del Regolamento Delegato (UE) 2019/815.

A nostro giudizio, il bilancio consolidato al 31 dicembre 2023 è stato predisposto nel formato XHTML ed è stato marcato, in tutti gli aspetti significativi, in conformità alle disposizioni del Regolamento Delegato (UE) 2019/815.

Alcune informazioni contenute nelle note di commento al bilancio consolidato quando estratte dal formato XHTML in un'istanza XBRL, a causa di taluni limiti tecnici potrebbero non essere riprodotte in maniera identica rispetto alle corrispondenti informazioni visualizzabili nel bilancio consolidato in formato XHTML.

Giudizio ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettera e), del D.Lgs. 39/10 e dell'art. 123-bis, comma 4, del D.Lgs. 58/98

Gli Amministratori della Enel S.p.A. sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari del Gruppo Enel al 31 dicembre 2023, incluse la loro coerenza con il relativo bilancio consolidato e la loro conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e di alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'art. 123-bis, comma 4, del D.Lgs. 58/98, con il bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2023 e sulla conformità delle stesse alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione e alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sopra richiamate sono coerenti con il bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2023 e sono redatte in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, comma 2, lettera e), del D.Lgs. 39/10, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Dichiarazione ai sensi dell'art. 4 del Regolamento Consob di attuazione del D.Lgs. 254/16

Gli Amministratori della Enel S.p.A. sono responsabili per la predisposizione della dichiarazione consolidata di carattere non finanziario ai sensi del D.Lgs. 254/16. Abbiamo verificato l'avvenuta approvazione da parte degli Amministratori della dichiarazione consolidata di carattere non finanziario. Ai sensi dell'art. 3, comma 10, del D.Lgs. 254/16, tale dichiarazione è oggetto di separata attestazione di conformità da parte nostra.

Roma, 19 aprile 2024

KPMG S.p.A.

Davide Utili
Socio

ALLEGATI

Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2023

In conformità a quanto disposto dagli artt. 38 e 39 del decreto legislativo n. 127/1991 e dalla Comunicazione CONSOB n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate da Enel SpA e a essa collegate al 31 dicembre 2023, a norma dell'art. 2359 del codice civile, nonché delle altre partecipazioni rilevanti.
Tutte le partecipazioni sono possedute a titolo di proprietà.

Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, il capitale sociale, la valuta in cui e espresso, il settore di attività, il metodo di consolidamento, le società del Gruppo che possiedono una partecipazione nell'impresa e le rispettive percentuali di possesso, e la percentuale di possesso del Gruppo.
Di seguito viene riportata l'illustrazione grafica associata al settore di attività.

Settore di attività	Descrizione settore di attività
	Holding di Gruppo
	Holding di Paese
	Enel Green Power
	Generazione Termoelettrica
	Trading
	Enel Grids
	Mercati finali
	Enel X
	e-Mobility
	Servizi
	Finanziario

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Controllante									
Enel SpA	Roma	IT	10.166.679.946	EUR		Holding	Enel SpA	100,00%	100,00%
Controllate									
25 Mile Creek Windfarm LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	25RoseFarms Holdings LLC	100,00%	100,00%
25 Mile PPA LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	EGP North America PPA LLC	100,00%	100,00%
25RoseFarms Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Green Power 25RoseFarms Holdings LLC	100,00%	100,00%
3SUN Srl	Catania	IT	1.000.000	EUR		Held for sale	Enel Green Power Italia Srl	96,74%	100,00%
							Enel Green Power SpA	3,26%	
3SUN USA LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
400 Manley Solar LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Project MP Holdings LLC	100,00%	100,00%
4814 Investments LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Ables Springs Solar LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Ables Springs Storage LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Abu Renewables India Private Limited	Gurugram	IN	100.000	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Ace High Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Aced Renewables Hidden Valley (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000	ZAR		Equity	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	55,00%	27,50%
Acefat AIE	Barcellona	ES	793.340	EUR		-	Edistribución Redes Digitales SLU	14,29%	10,02%
Adams Solar PV Project Two (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	10.000.000	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
Adria Link Srl	Gorizia	IT	300.297	EUR		Equity	Enel Produzione SpA	50,00%	50,00%
Aferkat Wind Farm	Casablanca	MA	389.600	MAD		Integrale	Enel Green Power Morocco Sàrl	99,97%	99,97%
Agassiz Beach LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	100,00%	100,00%
Agatos Green Power Trino Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Solar Energy Srl	100,00%	100,00%
Aguillón 20 SA	Saragozza	ES	2.682.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	51,00%	35,76%
Aidon Oy	Jyväskylä	FI	5.112.572	EUR		Equity	Gridspertise Srl	100,00%	50,00%
Alba Energia Ltda	Rio de Janeiro	BR	16.045.169	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Albany Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Almyros Ape Single Member PC	Maroussi	GR	20.001	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas Supply Single Member SA	100,00%	50,00%
Alpe Adria Energia Srl	Udine	IT	900.000	EUR		Equity	Enel Produzione SpA	50,00%	50,00%
Alta Farms Azure Ranchland Holdings LLC	Dover	US	100	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Alta Farms Wind Project II LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	25RoseFarms Holdings LLC	100,00%	100,00%
Alvorada Energia SA	Niterói	BR	22.317.416	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Ampla Energia e Serviços SA	Rio de Janeiro	BR	4.438.230.387	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,83%	82,13%
Annandale Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Apiacás Energia SA	Rio de Janeiro	BR	14.216.846	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Aquilla Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Aragonesa de Actividades Energéticas SAU	Teruel	ES	60.100	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,12%
Aranort Desarrollos SLU	Madrid	ES	3.010	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Aravalli Surya (Project 1) Private Limited	Gurugram	IN	31.630.000	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Arcadia Power Inc.	Washington DC	US	-	USD		-	Enel X North America Inc.	0,14%	0,14%
Arena Green Power 1 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,12%
Arena Green Power 2 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,12%
Arena Green Power 3 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,12%
Arena Green Power 4 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,12%
Arena Green Power 5 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,12%
Arena Power Solar 11 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Arena Power Solar 12 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Arena Power Solar 13 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Arena Power Solar 20 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Arena Power Solar 33 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Arena Power Solar 34 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Arena Power Solar 35 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Arrow Head Energy Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Arrow Hills Solar Project	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II AIE	Vandellós	ES	19.232.400	EUR		Proporzionale	Endesa Generación SAU	85,41%	59,89%
Ateca Renovables SL	Madrid	ES	3.000	EUR		Equity	Baylio Solar SLU	19,72%	35,06%
							Dehesa de los Guadalupes Solar SLU	14,93%	
							Seguidores Solares Planta 2 SLU	15,35%	
Atlántico Photovoltaic SAS ESP	Barranquilla	CO	50.587.000	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100,00%	47,18%
Atwater Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Aurora Distributed Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Solar Holdings LLC	74,13%	74,13%
Aurora Land Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Aurora Solar Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Aurora Wind Holdings LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Aurora Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Aurora Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Autumn Hills LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	100,00%	100,00%
Autumn Waltz Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Avikiran Energy India Private Limited	Gurugram	IN	100.000.000	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Avikiran Solar India Private Limited	Nuova Delhi	IN	4.918.810.370	INR		Equity	Enel Green Power India Private Limited	51,00%	51,00%
Avikiran Surya India Private Limited	Gurugram	IN	875.350	INR		Equity	Enel Green Power India Private Limited	51,00%	51,00%
Avikiran Vayu India Private Limited	Gurugram	IN	100.000	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Azure Blue Jay Holdings LLC	Dover	US	100	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Azure Blue Jay Solar Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Green Power Azure Blue Jay Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Azure Sky Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Azure Blue Jay Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Azure Sky Wind Holdings LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Azure Sky Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	AzureRanchII Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Azure Sky Wind Storage LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
AzureRanchII Wind Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Green Power AzureRanchII Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Baikal Enterprise SLU	Palma de Mallorca	ES	3.006	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Baleares Energy SLU	Palma de Mallorca	ES	4.509	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Barnwell County Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Baylio Solar SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Beacon Harbor Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Beaver Falls Water Power Company	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Beaver Valley Holdings LLC	67,50%	67,50%
Beaver Valley Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Bejaad Solar Plant	Casablanca	MA	10.000	MAD		Integrale	Enel Green Power Morocco Sàrl	99,90%	99,90%
Belltail Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Belomechetskaya WPS	Mosca	RU	3.010.000	RUB		Integrale	Enel Green Power Rus Limited Liability Company	100,00%	100,00%
Betwa Renewable Energy Private Limited	Gurgaon	IN	100.000	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Bijou Hills Wind LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Bioenergy Casei Gerola Srl	Roma	IT	100.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Bison Meadows Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Bison Meadows Wind Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Blair Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Blanche BESS (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Enel Green Power Blanche Holding (Pty) Ltd	100,00%	50,00%
Blanche BESS Trust	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Enel Green Power Blanche Holding Trust	100,00%	50,00%
Blue Jay Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Azure Blue Jay Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Blue Jay Solar II LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Blue Star Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Bogotá ZE SAS	Bogotà	CO	1.189.706.920	COP		Equity	Colombia ZE SAS	100,00%	9,44%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Boitumelo Solar Power Plant (RF) (Pty) Ltd	Gauteng	ZA	100	ZAR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Bold Elk Wind Limited Partnership	Calgary	CA	100	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc.	0,10%	100,00%
							Enel Green Power Canada Inc.	99,90%	
Bondia Energia Ltda	Niterói	BR	2.950.888	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Boone Stephens Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Bosa del Ebro SL	Saragozza	ES	3.010	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	51,00%	35,76%
Bottom Grass Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Boujdour Wind Farm	Casablanca	MA	300.000	MAD		Equity	Nareva Enel Green Power Morocco SA	90,00%	45,00%
Bouldercombe Solar Farm Trust	Sydney	AU	10	AUD		Equity	Enel Green Power Bouldercombe Trust	100,00%	50,00%
Bouldercombe Solar (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Enel Green Power Bouldercombe Holding (Pty) Ltd	100,00%	50,00%
Box Canyon Energy Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
BP Hydro Finance Partnership	Salt Lake City	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	24,08%	100,00%
							Enel Kansas LLC	75,92%	
Brandonville Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Bravo Dome Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Brazatortas 220 Renovables SL	Madrid	ES	3.000	EUR		Equity	Baylio Solar SLU	16,98%	23,81%
							Furatena Solar 1 SLU	16,98%	
Brazoria West Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Brazos Flat Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Brick Road Solar Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Bronco Hills Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Brush County Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Buck Canyon Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Buckshutem Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Buckshutem Solar II LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Buffalo Dunes Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Buffalo Dunes Wind Project LLC	Topeka	US	-	USD		Integrale	EGPNA Development Holdings LLC	75,00%	75,00%
Buffalo Jump LP	Alberta	CA	10	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	100,00%
Buffalo Spirit Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Bungala One Finco (Pty) Ltd	Sydney	AU	1.000	AUD		Equity	Bungala One Property Trust	100,00%	25,50%
Bungala One Operation Holding Trust	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50,00%	25,00%
Bungala One Operations Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	51,00%	25,50%
Bungala One Operations (Pty) Ltd	Sydney	AU	1.000	AUD		Equity	Bungala One Operations Holding (Pty) Ltd	100,00%	25,50%
Bungala One Operations Trust	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Bungala One Operations Holding (Pty) Ltd	100,00%	25,50%
Bungala One Property Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	51,00%	25,50%
Bungala One Property Holding Trust	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50,00%	25,00%
Bungala One Property (Pty) Ltd	Sydney	AU	1.000	AUD		Equity	Bungala One Property Holding (Pty) Ltd	100,00%	25,50%
Bungala One Property Trust	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Bungala One Property Holding (Pty) Ltd	100,00%	25,50%
Bungala Two Finco (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Bungala Two Property Trust	100,00%	25,50%
Bungala Two Operations Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	51,00%	25,50%
Bungala Two Operations Holding Trust	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50,00%	25,00%
Bungala Two Operations (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Bungala Two Operations Holding (Pty) Ltd	100,00%	25,50%
Bungala Two Operations Trust	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Bungala Two Operations Holding (Pty) Ltd	100,00%	25,50%
Bungala Two Property Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	51,00%	25,50%
Bungala Two Property Holding Trust	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50,00%	25,00%
Bungala Two Property (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Bungala Two Property Holding (Pty) Ltd	100,00%	25,50%
Bungala Two Property Trust	Sydney	AU	1	AUD		Equity	Bungala Two Property Holding (Pty) Ltd	100,00%	25,50%
Burgundy Spruce Solar LP	Calgary	CA	100	CAD		Integrale	Enel Alberta Solar Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	100,00%
Business Venture Investments 1468 (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	100	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Butterfly Meadows Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
C&C Castelvetere Srl	Roma	IT	100.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
C&C Uno Energy Srl	Roma	IT	118.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Cactus Mesa Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Campos Promotores Renovables SL	Elche	ES	3.000	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	25,30%	17,74%
Canastota Wind Power LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Fenner Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Caney River Wind Project LLC	Overland Park	US	-	USD		Equity	Rocky Caney Wind LLC	100,00%	10,00%
Canyon Top Energy Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Castle Rock Ridge Limited Partnership	Alberta	CA	-	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	100,00%
Catalana d'Iniciatives SA in liquidazione	Barcellona	ES	30.862.800	EUR		-	Endesa SA	0,94%	0,66%
Cattle Drive Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Cdec - Sic Ltda	Santiago del Cile	CL	709.783.206	CLP		-	Enel Green Power Chile SA	6,00%	3,90%
Cedar Run Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Central Geradora Fotovoltaica Bom Nome Ltda	Salvador	BR	4.979.739	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Central Geradora Fotovoltaica São Francisco Ltda	Niterói	BR	268.128.917	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel X Brasil SA	0,00% 100,00%	82,27%
Central Hidráulica Güejar-Sierra SL	Granada	ES	364.213	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	33,30%	23,35%
Central Térmica de Anllares AIE	Madrid	ES	595.000	EUR		Equity	Endesa Generación SAU	33,33%	23,37%
Central Vuelta de Obligado SA	Buenos Aires	AR	500.000	ARS		-	Enel Generación El Chocón SA	33,20%	17,95%
Centrales Nucleares Almaraz-Trillo AIE	Madrid	ES	-	EUR		Equity	Endesa Generación SAU	24,18%	16,95%
Centrum Pre Vedu A Vyskum Sro	Kalná Nad Hronom	SK	6.639	EUR		Equity	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
CES 2 Private Company	Atene	GR	501	EUR		-	Enel Green Power Hellas Supply Single Member SA	0,20%	0,10%
CES 3 Private Company	Atene	GR	501	EUR		-	Enel Green Power Hellas Supply Single Member SA	0,20%	0,10%
CES 4 Private Company	Atene	GR	501	EUR		-	Enel Green Power Hellas Supply Single Member SA	0,20%	0,10%
CES 5 Private Company	Atene	GR	501	EUR		-	Enel Green Power Hellas Supply Single Member SA	0,20%	0,10%
CES 6 Private Company	Atene	GR	501	EUR		-	Enel Green Power Hellas Supply Single Member SA	0,20%	0,10%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
CES 7 Private Company	Atene	GR	501	EUR		-	Enel Green Power Hellas Supply Single Member SA	0,20%	0,10%
CES 8 Private Company	Atene	GR	501	EUR		-	Enel Green Power Hellas Supply Single Member SA	0,20%	0,10%
CESI - Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano Giacinto Motta SpA	Milano	IT	8.550.000	EUR		Equity	Enel SpA	42,70%	42,70%
Champagne Storage LLC	Wilmington	US	1	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Checkerboard Plains Solar Project Limited Partnership	Calgary	CA	-	CAD		Integrale	Enel Alberta Solar Inc.	0,10%	100,00%
							Enel Green Power Canada Inc.	99,90%	
Cheyenne Ridge II Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Cheyenne Ridge Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Chi Black River LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Minnesota Wind LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Operations Inc.	Andover	US	100	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Power Inc.	Naples	US	100	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Power Marketing Inc.	Wilmington	US	100	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi West LLC	San Francisco	US	100	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Chinango SAC	San Miguel	PE	295.249.298	SOL		Held for sale	Enel Generación Perú SAA	80,00%	57,23%
Chisago Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Chisholm View II Holding LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Chisholm View Wind Project II LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Chisholm View II Holding LLC	62,79%	62,79%
Chisholm View Wind Project LLC	New York	US	-	USD		Equity	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00%	10,00%
Cimarron Bend Assets LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Cimarron Bend Wind Project I LLC	49,00%	100,00%
							Cimarron Bend Wind Project II LLC	49,00%	
							Cimarron Bend Wind Project III LLC	1,00%	
							Enel Kansas LLC	1,00%	
Cimarron Bend III HoldCo LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Green Power Cimarron Bend Wind Holdings III LLC	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Wind Holdings I LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Cimarron Bend Wind Holdings II LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Cimarron Bend Wind Holdings II LLC	Dover	US	100	USD		Integrale	Cimarron Bend Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Wind Holdings III LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	EGPNA Preferred Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Wind Project I LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Cimarron Bend Wind Holdings I LLC	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Wind Project II LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Cimarron Bend Wind Holdings I LLC	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Wind Project III LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Cimarron Bend Wind Holdings III LLC	100,00%	100,00%
Cinch Top Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Cipher Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
CityPoste Payment Digital Srl	Mosciano Sant'Angelo	IT	10.000	EUR		Equity	Mooney SpA	100,00%	50,00%
Clear Fork Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Clear Sky Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Clinton Farms Battery Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Clinton Farms Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Clinton Farms Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Cloudwalker Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Cogein Sannio Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Cogeneración el Salto SL in liquidazione	Saragozza	ES	36.061	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	20,00%	14,02%
Cogenio Iberia SL	Madrid	ES	2.874.622	EUR		Equity	Endesa X Servicios SLU	20,00%	14,02%
Cogenio Srl	Roma	IT	2.310.000	EUR		Equity	Enel X Italia Srl	20,00%	20,00%
Cohuna Solar Farm (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Enel Green Power Cohuna Holdings (Pty) Ltd	100,00%	50,00%
Cohuna Solar Farm Trust	Sydney	AU	1	AUD		Equity	Enel Green Power Cohuna Trust	100,00%	50,00%
Colombia ZE SAS	Bogotà	CO	11.872.499.000	COP		Equity	Enel Colombia SA ESP	20,00%	9,44%
Comanche Crest Ranch LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Comercializadora Eléctrica de Cádiz SA	Cadice	ES	600.000	EUR		Equity	Endesa SA	33,50%	23,49%
Compagnia Porto di Civitavecchia SpA in liquidazione	Roma	IT	15.130.800	EUR		Equity	Enel Produzione SpA	24,34%	24,34%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Companhia Energética do Ceará - Coelce	Fortaleza	BR	1.282.346.886	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	74,05%	60,92%
Compañía de Trasmisión del Mercosur SA - CTM	Buenos Aires	AR	2.025.191.313	ARS		Held for sale	Enel Brasil SA	74,15%	82,27%
							Enel CIEN SA	25,85%	
							Enel SpA	0,00%	
Compañía Energética Veracruz SAC	San Miguel	PE	37.721.314	SOL		Held for sale	Enel Perú SAC	100,00%	82,27%
Compañía Eólica Tierras Altas SA	Soria	ES	13.222.000	EUR		Equity	Compañía Eólica Tierras Altas SA	5,00%	26,29%
							Enel Green Power España SLU	35,63%	
Compass Rose Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Concert Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Concho Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Concord Vine Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Consolidated Hydro Southeast LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Consolidated Pumped Storage Inc.	Wilmington	US	550.000	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	81,83%	81,83%
Conza Green Energy Srl	Roma	IT	73.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Copper Landing Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Corporación Empresarial de Extremadura SA	Badajoz	ES	44.538.000	EUR		-	Endesa SA	1,01%	0,71%
Corporación Eólica de Zaragoza SL	La Puebla de Alfindén	ES	271.652	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	25,00%	17,53%
Country Roads Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Cow Creek Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Crédito Fácil Codensa SA Compañía de Financiamiento in liquidazione	Bogotà	CO	32.000.000.000	COP		Equity	Colombia ZE SAS	0,00%	23,12%
							Enel Colombia SA ESP	48,99%	
							Enel X Colombia SAS ESP	0,00%	
Crockett Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Dairy Meadows Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Daisy Patch Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Danax Energy (Pty) Ltd	Sandton	ZA	100	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Dappled Colt Storage Project Limited Partnership	Calgary	CA	-	CAD		Integrale	Enel Alberta Storage Inc.	0,10%	100,00%
							Enel Green Power Canada Inc.	99,90%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Dauphin Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Daybreak Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Decimalfigure - Unipessoal Ltda	Pego	PT	2.000	EUR		Equity	Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica SA	100,00%	30,68%
Dehesa de los Guadalupes Solar SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Dehesa PV Farm 03 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Dehesa PV Farm 04 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Derivex SA	Bogotà	CO	938.734.000	COP		-	Enel Colombia SA ESP	5,20%	2,46%
Desarrollo de Fuerzas Renovables S de RL de Cv	Città del Messico	MX	53.104.350	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	100,00%	100,00%
							Enel Services México SA de Cv	0,00%	
Desert Willow Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
DI.T.N.E. - Distretto Tecnologico Nazionale sull'Energia - Società Consortile a Responsabilità Limitata	Roma	IT	451.878	EUR		-	Enel Produzione SpA	1,79%	1,79%
Diamond Vista Holdings LLC	Wilmington	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Diamond Vista Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Dispatch Renewable Energy Societe Anonyme	Heraklion, Creta	GR	740.000	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas SA	0,00%	0,00%
Distretto Tecnologico Sicilia Micro e Nano Sistemi Scarl	Catania	IT	628.978	EUR		-	3SUN Srl	5,56%	5,56%
Distribuidora de Energía Eléctrica del Bages SA	Barcellona	ES	108.240	EUR		Integrale	Endesa SA	55,00%	70,12%
							Hidroeléctrica de Catalunya SLU	45,00%	
Distribuidora Eléctrica del Puerto de la Cruz SAU	Santa Cruz de Tenerife	ES	12.621.210	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,12%
Distrilec Inversora SA	Buenos Aires	AR	497.612.021	ARS		Integrale	Enel Américas SA	51,50%	42,37%
Dodge Center Distributed Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Dolores Wind SA de Cv	Città del Messico	MX	4.151.197.627	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	1,00%	100,00%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	99,00%	
Dominica Energía Limpia SA de Cv	Città del Messico	MX	2.070.600.646	MXN		Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Dorset Ridge Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Dover Solar I LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Dragonfly Fields Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Drift Sand Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	Enel Kansas LLC	50,00%	50,00%
Drift Sand Wind Project LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	Drift Sand Wind Holdings LLC	100,00%	50,00%
Dwarka Vayu 1 Private Limited	Gurgaon	IN	100.000	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
E.S.CO. Comuni Srl	Bergamo	IT	1.000.000	EUR		Integrale	Enel X Italia Srl	60,00%	60,00%
Earthly Reflections Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Eastern Rise Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Eastwood Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Ebenezer Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Ecosolar2 Private Company	Grevena	GR	1.000	EUR		-	Enel Green Power Hellas SA	0,10%	0,10%
Edgartown Depot Solar 1 LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X MA Holdings LLC	100,00%	100,00%
Edistribución Redes Digitales SLU	Madrid	ES	1.204.540.060	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,12%
e-distribuzione SpA	Roma	IT	2.600.000.000	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
EF Divesture LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Efficientya Srl	Bergamo	IT	100.000	EUR		Equity	Enel X Italia Srl	50,00%	50,00%
EGP Australia (Pty) Ltd	Sydney	AU	10.000	AUD		Equity	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	50,00%
EGP BESS 1 (RF) (Pty) Ltd	Gauteng	ZA	1.000	ZAR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
EGP Bioenergy Srl	Roma	IT	1.000.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Puglia Srl	100,00%	100,00%
EGP fotovoltaica La Loma SAS in liquidazione	Bogotà	CO	8.000.000	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100,00%	47,18%
EGP Geronimo Holding Company Inc.	Wilmington	US	1.000	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP GulfStar Solar PPA LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	EGP North America PPA LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 1 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 10 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 11 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 12 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 13 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
EGP HoldCo 14 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 15 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 16 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 17 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 18 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 2 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 3 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 4 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 5 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 6 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 7 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 8 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 9 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP Magdalena Solar SA de Cv	Città del Messico	MX	1.258.077.873	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Rinnovabile SA de Cv	99,50% 0,50%	100,00%
EGP Matimba NewCo 1 Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Equity	Enel Green Power SpA	50,00%	50,00%
EGP Matimba NewCo 2 Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
EGP Nevada Power LLC	Wilmington	US	-	USD		Held for sale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP North America PPA LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP Sabaudia Srl	Roma	IT	1.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
EGP Salt Wells Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP San Leandro Microgrid I LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP Solar Services LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP Solar V SAU	San Salvador de Jujuy	AR	500.000	ARS		Integrale	Enel Green Power Argentina	100,00%	82,27%
EGP Solar VI SAU	San Salvador de Jujuy	AR	500.000	ARS		Integrale	Enel Green Power Argentina	100,00%	82,27%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
EGP Stillwater Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Held for sale	Enel Stillwater LLC	100,00%	100,00%
EGP Stillwater Solar PV II LLC	Wilmington	US	1	USD		Held for sale	Stillwater Woods Hill Holdings LLC	100,00%	100,00%
EGP Terracina 01 Srl	Roma	IT	1.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
EGP Terracina 02 Srl	Roma	IT	1.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
EGP Timber Hills Project LLC	Los Angeles	US	-	USD		Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	100,00%
EGPE Solar 2 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
EGPNA 2020 HoldCo 1 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 10 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 11 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 12 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 13 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 14 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 15 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 16 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 17 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 18 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 19 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 2 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 20 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 21 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 22 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 23 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 24 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 25 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
EGPNA 2020 HoldCo 26 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 27 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 28 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 29 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 3 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 30 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 4 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 5 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 6 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 7 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 8 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 9 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 1 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 10 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 11 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 12 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 13 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 14 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 15 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 16 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 17 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 18 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 19 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 2 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
EGPNA 2023 HoldCo 20 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 3 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 4 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 5 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 6 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 7 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 8 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 9 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA Development Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Development LLC	100,00%	100,00%
EGPNA Hydro Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Preferred Wind Holdings II LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Preferred Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Project HoldCo 1 LLC	Dover	US	100	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA Project HoldCo 2 LLC	Dover	US	100	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Project HoldCo 5 LLC	Dover	US	100	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Project HoldCo 6 LLC	Dover	US	100	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Project HoldCo 7 LLC	Dover	US	100	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Renewable Energy Partners LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	EGPNA REP Holdings LLC	10,00%	10,00%
EGPNA REP Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA REP Solar Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA REP Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	EGPNA Renewable Energy Partners LLC	100,00%	10,00%
EGPNA Wind Holdings 1 LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00%	10,00%
EGPNA-SP Seven Cowboy Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Elcogas SA in liquidazione	Puertollano	ES	809.690	EUR		Equity	Endesa Generación SAU	40,99%	33,06%
							Enel SpA	4,32%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Elecgas SA	Pego	PT	50.000	EUR		Equity	Endesa Generación Portugal SA	50,00%	35,06%
Electra Capital (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	10.000.000	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
Eléctrica de Jafre SA	Barcellona	ES	165.876	EUR		Integrale	Endesa SA	52,54%	70,12%
							Hidroeléctrica de Catalunya SLU	47,46%	
Eléctrica de Lijar SL	Cadice	ES	1.081.822	EUR		Equity	Endesa SA	50,00%	35,06%
Eléctrica del Ebro SAU	Barcellona	ES	500.000	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,12%
Electricidad de Puerto Real SA	Puerto Real	ES	4.960.246	EUR		Equity	Endesa SA	50,00%	35,06%
Electro Metalúrgica del Ebro SL	Madrid	ES	2.906.862	EUR		-	Enel Green Power España SLU	0,18%	0,12%
Electrotest Instalaciones, Montajes y Mantenimientos SL	Puerto Real	ES	10.000	EUR		-	Epresa Energía SA	50,00%	17,53%
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA	San Paolo	BR	3.079.524.934	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Emerald Crescent Solar Limited Partnership	Calgary	CA	100	CAD		Integrale	Enel Alberta Solar Inc.	0,10%	100,00%
							Enel Green Power Canada Inc.	99,90%	
Emeroo BESS (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Enel Green Power Emeroo Holding (Pty) Ltd	100,00%	50,00%
Emintegral Cycle SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Empresa Carbonífera del Sur - ENCASUR SAU	Madrid	ES	18.030.000	EUR		Integrale	Endesa Generación SAU	100,00%	70,12%
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución SAU	Ceuta	ES	9.335.000	EUR		Integrale	Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta SA	100,00%	67,61%
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Energía SLU	Ceuta	ES	10.000	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100,00%	70,12%
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta SA	Ceuta	ES	16.562.250	EUR		Integrale	Endesa SA	96,42%	67,61%
Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur	Buenos Aires	AR	898.585.028	ARS		Integrale	Distrilec Inversora SA	56,36%	59,33%
							Enel Argentina SA	43,10%	
Empresa Eléctrica Pehuenche SA	Santiago del Cile	CL	175.774.920.733	CLP		Integrale	Enel Generación Chile SA	92,65%	56,27%
Empresa Propietaria de la Red SA	Panama City	PA	58.500.000	USD		-	Enel SpA	11,11%	11,11%
EN. Solar 4 Single Member Private Company	Maroussi	GR	1.000	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas Supply Single Member SA	100,00%	50,00%
Endesa Capital SAU	Madrid	ES	60.200	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,12%
Endesa Energía Renovable SLU	Madrid	ES	100.000	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100,00%	70,12%
Endesa Energía SAU	Madrid	ES	14.445.576	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,12%
Endesa Financiación Filiales SAU	Madrid	ES	4.621.003.006	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,12%
Endesa Generación II SAU	Siviglia	ES	63.107	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,12%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Endesa Generación Nuclear SAU	Siviglia	ES	60.000	EUR		Integrale	Endesa Generación SAU	100,00%	70,12%
Endesa Generación Portugal SA	Lisbona	PT	50.000	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	0,20%	70,12%
							Endesa Generación SAU	99,20%	
							Enel Green Power España SLU	0,60%	
Endesa Generación SAU	Siviglia	ES	1.940.379.735	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,12%
Endesa Ingeniería SLU	Siviglia	ES	965.305	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,12%
Endesa Medios y Sistemas SLU	Madrid	ES	89.999.790	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,12%
Endesa Mobility SLU	Madrid	ES	10.000.000	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,12%
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales SLU	Madrid	ES	10.138.580	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100,00%	70,12%
Endesa X Servicios SLU	Madrid	ES	32.396	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,12%
Endesa X Way SL	Madrid	ES	600.000	EUR		Integrale	Endesa Mobility SLU	49,00%	85,36%
							Enel X Way Srl	51,00%	
Endesa SA	Madrid	ES	1.270.502.540	EUR		Integrale	Endesa SA	0,02%	70,12%
							Enel Iberia SRLU	70,10%	
Enel Alberta Solar Inc.	Calgary	CA	1	CAD		Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	100,00%
Enel Alberta Storage Inc.	Calgary	CA	1	CAD		Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	100,00%
Enel Alberta Wind Inc.	Alberta	CA	16.251.021	CAD		Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	100,00%
Enel Américas SA	Santiago del Cile	CL	15.799.226.825	USD		Integrale	Enel SpA	82,27%	82,27%
Enel Argentina SA	Buenos Aires	AR	2.297.711.908	ARS		Integrale	Enel Américas SA	99,92%	82,25%
							Enel Generación Chile SA	0,08%	
Enel Bella Energy Storage LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Enel Brasil SA	Niterói	BR	43.393.413.243	BRL		Integrale	Enel Américas SA	99,61%	82,27%
							Enel Brasil SA	0,39%	
Enel Chile SA	Santiago del Cile	CL	3.882.103.470.184	CLP		Integrale	Enel SpA	64,93%	64,93%
Enel CIEN SA	Rio de Janeiro	BR	285.044.682	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Colina SA	Santiago del Cile	CL	82.222.000	CLP		Integrale	Enel Chile SA	0,00%	64,34%
							Enel Distribución Chile SA	100,00%	
Enel Colombia SA ESP	Bogotà	CO	655.222.312.800	COP		Integrale	Enel Américas SA	57,34%	47,18%
Enel Costa Rica CAM SA	San José	CR	27.500.000	USD		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100,00%	47,18%
Enel Cove Fort II LLC	Wilmington	US	-	USD		Held for sale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Cove Fort LLC	Beaver	US	-	USD		Held for sale	Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Distribución Chile SA	Santiago del Cile	CL	177.568.664.063	CLP		Integrale	Enel Chile SA	99,09%	64,34%
Enel Distribución Perú SAA	San Miguel	PE	3.033.046.862	SOL		Held for sale	Enel Perú SAC	83,15%	68,41%
Enel Energia SpA	Roma	IT	10.000.000	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel Energia SA de Cv	Città del Messico	MX	25.000.100	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	100,00%	100,00%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	0,00%	
Enel Energy Australia (Pty) Ltd	Sydney	AU	200.100	AUD		Equity	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	50,00%
Enel Energy North America Illinois LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Energy North America LLC	100,00%	100,00%
Enel Energy North America Ohio LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Energy North America LLC	100,00%	100,00%
Enel Energy North America Pennsylvania LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Energy North America LLC	100,00%	100,00%
Enel Energy North America Texas LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Energy North America LLC	100,00%	100,00%
Enel Energy North America LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Energy South Africa	Wilmington	ZA	100	ZAR		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	Andover	US	100	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Erre SpA	Roma	IT	3.000.000	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Finance America LLC	Wilmington	US	200.000.000	USD		Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Finance International NV	Amsterdam	NL	1.478.810.371	EUR		Integrale	Enel Holding Finance Srl	75,00%	100,00%
							Enel SpA	25,00%	
Enel Fortuna SA	Panama City	PA	100.000.000	USD		Integrale	Enel Panamá CAM Srl	50,06%	23,62%
Enel Future Project 2020 #1 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #10 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #11 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #12 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #13 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #14 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #15 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #16 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Future Project 2020 #17 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #18 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #19 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #2 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #20 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #3 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #4 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #5 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #6 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #7 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #8 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #9 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Generación Chile SA	Santiago del Cile	CL	552.777.320.871	CLP		Integrale	Enel Chile SA	93,55%	60,74%
Enel Generación El Chocón SA	Buenos Aires	AR	18.321.776.559	ARS		Integrale	Enel Argentina SA	8,67%	54,07%
							Hidroinvest SA	59,00%	
Enel Generación Perú SAA	San Miguel	PE	3.134.886.677	SOL		Held for sale	Enel Américas SA	20,46%	71,54%
							Enel Perú SAC	66,49%	
Enel Generación Piura SA	San Miguel	PE	249.202.667	SOL		Held for sale	Enel Perú SAC	96,50%	79,39%
Enel Generación SA de Cv	Città del Messico	MX	7.100.100	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	100,00%	100,00%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	0,00%	
Enel Geothermal LLC	Wilmington	US	-	USD		Held for sale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Global Services Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Global Trading SpA	Roma	IT	90.885.000	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power 25RoseFarms Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Argentina	Buenos Aires	AR	463.577.761	ARS		Integrale	Enel Américas SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Aroeira 01 SA	Rio de Janeiro	BR	334.518.402	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Aroeira 02 SA	Rio de Janeiro	BR	284.501.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Aroeira 03 SA	Rio de Janeiro	BR	284.501.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Aroeira 04 SA	Rio de Janeiro	BR	430.299.146	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,97%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,03%	
Enel Green Power Aroeira 05 SA	Rio de Janeiro	BR	284.501.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Aroeira 06 SA	Rio de Janeiro	BR	284.511.002	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Aroeira 07 SA	Rio de Janeiro	BR	284.501.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Aroeira 08 SA	Rio de Janeiro	BR	284.501.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Enel Green Power SpA	50,00%	50,00%
Enel Green Power Australia Trust	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Enel Green Power SpA	50,00%	50,00%
Enel Green Power Azure Blue Jay Solar Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Azure Ranchland Holdings LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power AzureRanchII Wind Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Blanche Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	EGP Australia (Pty) Ltd	100,00%	50,00%
Enel Green Power Blanche Holding Trust	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Enel Green Power Australia Trust	100,00%	50,00%
Enel Green Power Boa Vista 01 Ltda	Salvador	BR	3.554.607	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Boa Vista Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	42.890.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Bouldercombe Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	50,00%
Enel Green Power Bouldercombe Trust	Sydney	AU	10	AUD		Equity	Enel Green Power Australia Trust	100,00%	50,00%
Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	50,00%
Enel Green Power Bungala Trust	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	50,00%
Enel Green Power Cabeça de Boi SA	Niterói	BR	270.114.539	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Cachoeira Dourada SA	Cachoeira Dourada	BR	64.339.836	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,61%	82,07%
							Enel Green Power Cachoeira Dourada SA	0,15%	
Enel Green Power Canada Inc.	Montreal	CA	85.681.857	CAD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Green Power Cerrado Solar SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Chile SA	Santiago del Cile	CL	842.121.531	USD		Integrale	Enel Chile SA	99,99%	64,93%
							Enel SpA	0,01%	
Enel Green Power Cimarron Bend Wind Holdings III LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Cohuna Holdings (Pty) Ltd	Sydney	AU	3.419.700	AUD		Equity	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	50,00%
Enel Green Power Cohuna Trust	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Enel Green Power Australia Trust	100,00%	50,00%
Enel Green Power Cove Fort Solar LLC	Wilmington	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Cristal Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	87.784.899	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	98,63%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,37%	
Enel Green Power Cumaru 01 SA	Niterói	BR	204.653.591	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Cumaru 02 SA	Niterói	BR	107.601.273	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Cumaru 03 SA	Rio de Janeiro	BR	225.021.296	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Cumaru 04 SA	Rio de Janeiro	BR	230.869.708	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Cumaru 05 SA	Rio de Janeiro	BR	180.208.001	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,94%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Cumaru Participações SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Cumaru Solar 01 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Cumaru Solar 02 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Damascena Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	83.709.003	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,16%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,84%	
Enel Green Power Delfina A Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	284.062.483	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Delfina B Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	93.068.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Delfina C Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	31.105.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Delfina D Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	105.864.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Delfina E Eólica SA	Niterói	BR	105.936.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	Rio de Janeiro	BR	61.617.590	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Development Srl	Roma	IT	20.000	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Diamond Vista Wind Project LLC	Wilmington	US	1	USD		Integrale	Diamond Vista Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Dois Riachos Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	83.347.009	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Egypt SAE	Cairo	EG	250.000	EGP		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power El Salvador SA de Cv	El Salvador	SV	22.860	USD		Integrale	Enel Américas SA	0,04%	99,99%
							Enel Green Power SpA	99,96%	
Enel Green Power Elkwater Wind Limited Partnership	Alberta	CA	1.000	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc.	1,00%	100,00%
							Enel Green Power Canada Inc.	99,00%	
Enel Green Power Elmsthorpe Wind LP	Calgary	CA	1.000	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc.	0,10%	100,00%
							Enel Green Power Canada Inc.	99,90%	
Enel Green Power Emeroo Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	EGP Australia (Pty) Ltd	100,00%	50,00%
Enel Green Power Emiliana Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	97.191.530	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	98,35%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,65%	
Enel Green Power España Solar 1 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Enel Green Power España SLU	Madrid	ES	11.153	EUR		Integrale	Endesa Generación SAU	100,00%	70,12%
Enel Green Power Esperança Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	99.418.174	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	98,89%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,11%	
Enel Green Power Estonian Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Fazenda SA	Niterói	BR	264.141.174	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Fence Post Solar Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Flat Rocks One Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	EGP Australia (Pty) Ltd	100,00%	50,00%
Enel Green Power Flat Rocks One Holding Trust	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Enel Green Power Australia Trust	100,00%	50,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Fontes dos Ventos 2 SA	Rio de Janeiro	BR	183.315.219	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Fontes dos Ventos 3 SA	Rio de Janeiro	BR	221.001.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Fontes II Participações SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Fontes Solar SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Ganado Solar Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Germany GmbH	Berlino	DE	25.000	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Girgarre Holdings (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	50,00%
Enel Green Power Girgarre Trust	Sydney	AU	10	AUD		Equity	Enel Green Power Australia Trust	100,00%	50,00%
Enel Green Power Global Investment BV	Amsterdam	NL	10.000	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Hadros Wind Limited Partnership	-	CA	1.000	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc.	1,00%	100,00%
							Enel Green Power Canada Inc.	99,00%	
Enel Green Power Hellas SA	Maroussi	GR	40.187.850	EUR		Equity	Hellas Res Holdings Single Member Societe Anonyme	100,00%	50,00%
Enel Green Power Hellas Supply Single Member SA	Maroussi	GR	13.357.770	EUR		Equity	Hella Res Societe Anonyme	100,00%	50,00%
Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	Maroussi	GR	140.669.641	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	50,00%
Enel Green Power HF101 GmbH & Co. KG	Berlino	DE	50.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Germany GmbH	100,00%	100,00%
Enel Green Power Hilltopper Wind LLC (ex Hilltopper Wind Power LLC)	Dover	US	1	USD		Integrale	Hilltopper Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Holding Crocodile Creek (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	EGP Australia (Pty) Ltd	100,00%	50,00%
Enel Green Power Horizonte MP Solar SA	Rio de Janeiro	BR	431.566.053	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0,01%	82,27%
							Enel Brasil SA	99,99%	
Enel Green Power India Private Limited	Nuova Delhi	IN	200.000.000	INR		Integrale	Enel Green Power Development Srl	100,00%	100,00%
Enel Green Power Italia Srl	Roma	IT	272.000.000	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Ituverava Norte Solar SA	Rio de Janeiro	BR	219.806.646	BRL		Integrale	Bondia Energia Ltda	0,08%	82,27%
							Enel Brasil SA	99,92%	
Enel Green Power Ituverava Solar SA	Rio de Janeiro	BR	227.810.333	BRL		Integrale	Bondia Energia Ltda	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	100,00%	
Enel Green Power Ituverava Sul Solar SA	Rio de Janeiro	BR	408.949.643	BRL		Integrale	Bondia Energia Ltda	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	100,00%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Joana Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	90.259.530	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	98,33%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,67%	
Enel Green Power Kenya Limited	Nairobi	KE	100.000	KES		Integrale	Enel Green Power SpA	99,00%	100,00%
							Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	1,00%	
Enel Green Power Korea LLC	Seoul	KR	7.880.000.000	KRW		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Lagoa do Sol 01 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 02 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 03 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 04 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 05 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 06 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 07 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 08 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 09 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 10 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 11 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 12 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 13 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lagoa II Participações SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Lagoa III Participações SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lagoa Participações SA (ex Enel Green Power Projetos 45 SA)	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lily Solar Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Maniçoba Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	90.722.530	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,20%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,80%	
Enel Green Power Matimba Srl in liquidazione	Roma	IT	10.000	EUR		Equity	Enel Green Power SpA	50,00%	50,00%
Enel Green Power Metehara Solar Private Limited Company	-	ET	5.600.000	ETB		Integrale	Enel Green Power Solar Metehara SpA	80,00%	80,00%
Enel Green Power México S de RL de Cv	Città del Messico	MX	10.595.218.475	MXN		Integrale	Enel Green Power SpA	66,67%	100,00%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	33,33%	
Enel Green Power MM GmbH & Co. KG	Berlino	DE	50.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Germany GmbH	100,00%	100,00%
Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	70.842.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	63.742.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Morocco Sàrl	Casablanca	MA	839.000.000	MAD		Integrale	Enel Green Power Development Srl	0,00%	100,00%
							Enel Green Power SpA	100,00%	
Enel Green Power Morro do Chapéu I Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	248.138.287	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Morro do Chapéu II Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	206.050.114	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Morro do Chapéu Solar 01 SA (ex Enel Green Power São Gonçalo III Participações SA)	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Morro Norte 02 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Morro Norte 03 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Morro Norte 04 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Mourão SA	Rio de Janeiro	BR	25.600.100	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Namibia (Pty) Ltd	Windhoek	NA	10.000	NAD		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power North America Development LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power North America Inc.	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Green Power Nova Olinda 01 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Nova Olinda 02 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Nova Olinda 03 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Nova Olinda 04 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Nova Olinda 05 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Nova Olinda 06 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Nova Olinda 07 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Nova Olinda 08 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Nova Olinda 09 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Nova Olinda 10 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Nova Olinda 11 SA (ex Enel Green Power Aroeira 09 SA)	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Nova Olinda 12 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Nova Olinda 13 SA (ex Enel Brasil Central SA)	Rio de Janeiro	BR	10.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Novo Lapa 01 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Novo Lapa 02 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Novo Lapa 03 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Novo Lapa 04 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Novo Lapa 05 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Novo Lapa 06 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Novo Lapa 07 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Novo Lapa 08 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power O&M Solar LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Paranapanema SA	Niterói	BR	162.567.500	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Pau Ferro Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	74.124.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	97,92%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	2,08%	
Enel Green Power Pedra do Gerônimo Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	119.319.528	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	98,25%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,75%	
Enel Green Power PO11 GmbH & Co. KG	Berlino	DE	50.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Germany GmbH	100,00%	100,00%
Enel Green Power PO133 GmbH & Co. KG	Berlino	DE	50.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Germany GmbH	100,00%	100,00%
Enel Green Power PO25 GmbH & Co. KG	Berlino	DE	50.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Germany GmbH	100,00%	100,00%
Enel Green Power Primavera Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	95.674.900	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	98,50%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,50%	
Enel Green Power Puglia Srl	Roma	IT	1.000.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Enel Green Power Quorn Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	EGP Australia (Pty) Ltd	100,00%	50,00%
Enel Green Power Quorn Holding Trust	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Enel Green Power Australia Trust	100,00%	50,00%
Enel Green Power RA SAE in liquidazione	Cairo	EG	15.000.000	EGP		Integrale	Enel Green Power Egypt SAE	100,00%	100,00%
Enel Green Power Rattlesnake Creek Wind Project LLC (ex Rattlesnake Creek Wind Project LLC)	Delaware	US	1	USD		Integrale	Rattlesnake Creek Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Roadrunner Solar Project Holdings II LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Roadrunner Solar Project Holdings LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Roadrunner Solar Project II LLC	Dover	US	100	USD		Integrale	Enel Roadrunner Solar Project Holdings II LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Rockhaven Ranchland Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Roseland Solar LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	25RoseFarms Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000	ZAR		Equity	EGP Matimba NewCo 1 Srl	100,00%	50,00%
Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	120	ZAR		Equity	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	50,00%
Enel Green Power Rus Limited Liability Company	Mosca	RU	60.500.000	RUB		Integrale	Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	1,00%	100,00%
							Enel Green Power SpA	99,00%	
Enel Green Power SpA	Roma	IT	272.000.000	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Salto Apiacás SA (ex Enel Green Power Damascena Eólica SA)	Rio de Janeiro	BR	274.420.832	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Sannio Srl	Roma	IT	750.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Enel Green Power São Abraão Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	91.300.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power São Cirilo 02 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power São Cirilo 03 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power São Gonçalo 01 SA (ex Enel Green Power Projetos 10)	Teresina	BR	81.960.397	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	100,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 02 SA (ex Enel Green Power Projetos 11)	Teresina	BR	82.268.019	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	100,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 07 SA (ex Enel Green Power Projetos 42 SA)	Teresina	BR	114.522.005	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 08 SA (ex Enel Green Power Projetos 43 SA)	Teresina	BR	109.281.818	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 10 SA (ex Enel Green Power Projetos 15)	Teresina	BR	82.871.484	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power São Gonçalo 11 SA (ex Enel Green Power Projetos 44 SA)	Teresina	BR	114.475.155	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power São Gonçalo 12 SA (ex Enel Green Power Projetos 22 SA)	Teresina	BR	108.022.915	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 14	Teresina	BR	147.279.288	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 15	Teresina	BR	120.057.469	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power São Gonçalo 17 SA	Teresina	BR	122.007.043	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 18 SA (ex Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 13 SA)	Teresina	BR	120.981.744	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 19 SA	Teresina	BR	122.467.789	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 21 SA (ex Enel Green Power Projetos 16)	Teresina	BR	99.994.198	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	100,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 22 SA	Teresina	BR	99.787.960	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	100,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 3 SA (ex Enel Green Power Projetos 12)	Teresina	BR	91.324.686	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	100,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 4 SA (ex Enel Green Power Projetos 13)	Teresina	BR	90.925.258	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	100,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 5 SA (ex Enel Green Power Projetos 15)	Teresina	BR	98.230.525	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	100,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 6 SA (ex Enel Green Power Projetos 19 SA)	Teresina	BR	183.602.691	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power São Judas Eólica SA	Niterói	BR	82.674.900	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	98,26%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,74%	
Enel Green Power São Micael 01 SA (ex Enel Green Power São Gonçalo 9 SA)	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0,10%	82,27%
							Enel Brasil SA	99,90%	
Enel Green Power São Micael 02 SA (ex Enel Green Power São Gonçalo 13)	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0,10%	82,27%
							Enel Brasil SA	99,90%	
Enel Green Power São Micael 03 SA (ex Enel Green Power São Gonçalo 16 SA)	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0,10%	82,27%
							Enel Brasil SA	99,90%	
Enel Green Power São Micael 04 SA (ex Enel Green Power São Gonçalo 20 SA)	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power São Micael 05 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Services LLC	Wilmington	US	100	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Green Power Shu SAE in liquidazione	Cairo	EG	15.000.000	EGP		Integrale	Enel Green Power Egypt SAE	100,00%	100,00%
Enel Green Power Singapore Pte Ltd	Singapore	SG	8.000.000	SGD		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Solar Energy Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Enel Green Power Solar Metehara SpA	Roma	IT	50.000	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Solar Ngonye SpA (ex Enel Green Power Africa Srl)	Roma	IT	50.000	EUR		Held for sale	EGP Matimba NewCo 2 Srl	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000	ZAR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power South Africa 3 (Pty) Ltd	Gauteng	ZA	1.000	ZAR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Stampede Solar Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Swift Wind LP	Calgary	CA	1.000	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	100,00%
Enel Green Power Tacaicó Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	50.034.360	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	97,87% 2,13%	82,27%
Enel Green Power Tefnut SAE in liquidazione	Cairo	EG	15.000.000	EGP		Integrale	Enel Green Power Egypt SAE	100,00%	100,00%
Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Şirketí	Istanbul	TR	37.141.108	TRY		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power UB33 GmbH & Co. KG	Berlino	DE	75.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Germany GmbH	100,00%	100,00%
Enel Green Power UB43 GmbH & Co. KG	Berlino	DE	50.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Germany GmbH	100,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 1 SA	Teresina	BR	182.273.006	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 10 SA (ex Enel Green Power Projetos 21)	Teresina	BR	122.100.849	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 11 SA (ex Enel Green Power Projetos 23)	Teresina	BR	132.786.606	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 14 SA (ex Enel Green Power Projetos 24)	Teresina	BR	198.554.956	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 15 SA (ex Enel Green Power Projetos 25)	Teresina	BR	125.100.849	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 17 SA (ex Enel Green Power Projetos 26)	Teresina	BR	152.022.288	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 19 SA (ex Enel Green Power Projetos 27)	Teresina	BR	95.587.248	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 2 SA	Teresina	BR	299.922.006	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 20 SA (ex Enel Green Power Projetos 28)	Teresina	BR	92.895.409	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 21 SA (ex Enel Green Power Projetos 29)	Teresina	BR	85.179.410	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 3 SA (ex Enel Green Power Projetos 4)	Teresina	BR	99.786.606	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 4 SA (ex Enel Green Power Projetos 6)	Teresina	BR	100.732.205	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 5 SA (ex Enel Green Power Projetos 7)	Teresina	BR	84.786.606	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 6 SA (ex Enel Green Power Projetos 8)	Teresina	BR	83.786.606	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 7 SA (ex Enel Green Power Projetos 9)	Teresina	BR	81.245.806	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Ventos de Santa Esperança Energias Renováveis SA	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 8 SA (ex Enel Green Power Projetos 18)	Teresina	BR	91.786.606	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 9 SA (ex Enel Green Power Projetos 20)	Teresina	BR	118.786.606	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 12 (ex Enel Green Power Projetos 36)	Teresina	BR	94.727.364	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 13 SA (ex Enel Green Power Projetos 17 SA)	Teresina	BR	77.496.725	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 16 SA (ex Enel Green Power Projetos 38 SA)	Teresina	BR	89.917.563	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 18 SA (ex Enel Green Power Projetos 47 SA)	Teresina	BR	86.496.703	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 08 SA (ex Enel Green Power Projetos 34 SA)	Rio de Janeiro	BR	173.154.501	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 1 SA (ex Enel Green Power Fonte dos Ventos 1 SA)	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 13 (ex Enel Green Power Projetos 33 SA)	Rio de Janeiro	BR	221.832.010	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 15 SA	Rio de Janeiro	BR	152.494.014	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 16 SA (ex Enel Green Power Projetos 35 SA)	Rio de Janeiro	BR	252.240.013	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 17 SA (ex Enel Green Power Projetos 31 SA)	Rio de Janeiro	BR	252.240.013	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 21 SA (ex Enel Green Power Projetos 37 SA)	Rio de Janeiro	BR	225.898.777	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	98,67%	81,18%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 22 SA (ex Enel Green Power Projetos 39 SA)	Rio de Janeiro	BR	124.625.154	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 25 SA (ex Enel Green Power Projetos 40 SA)	Rio de Janeiro	BR	171.324.008	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 26 SA (ex Enel Green Power Projetos 41 SA)	Rio de Janeiro	BR	344.251.126	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 3 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 7 SA (ex Enel Green Power Lagedo Alto SA)	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança Participações SA (ex Enel Green Power Cumaru 06 SA)	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Ventos de Santo Orestes 1 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Ventos de Santo Orestes 2 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 01 SA	Teresina	BR	383.436.551	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 02 SA	Teresina	BR	369.758.651	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 03 SA	Teresina	BR	262.576.701	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 04 SA	Teresina	BR	379.980.531	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 05 SA	Teresina	BR	362.501.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 06 SA	Teresina	BR	262.501.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,96%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,04%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 07 SA	Teresina	BR	262.501.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 08 SA	Teresina	BR	337.473.758	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Ventos de São Roque 11 SA	Teresina	BR	318.740.451	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 13 SA	Teresina	BR	262.501.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 16 SA	Teresina	BR	353.284.551	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 17 SA	Teresina	BR	298.952.101	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 18 SA	Teresina	BR	332.473.759	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 19 SA	Teresina	BR	262.501.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 22 SA	Teresina	BR	262.501.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 26 SA	Teresina	BR	262.501.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 29 SA	Teresina	BR	262.501.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Verwaltungs GmbH	Berlino	DE	25.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Germany GmbH	100,00%	100,00%
Enel Green Power Vietnam LLC (Công ty TNHH Enel Green Power Việt Nam)	Ho Chi Minh City	VN	2.431.933	USD		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Villoresi Srl	Roma	IT	1.200.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	51,00%	51,00%
Enel Green Power Volta Grande SA (ex Enel Green Power Projetos 1 SA)	Niterói	BR	565.756.528	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Zambia Limited	Lusaka	ZM	15.000	ZMW		Integrale	Enel Green Power Development Srl	1,00%	100,00%
							Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	99,00%	
Enel Green Power Zeus II - Delfina 8 SA	Rio de Janeiro	BR	77.939.980	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Zeus Sul 1 Ltda	Rio de Janeiro	BR	6.986.993	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Grids Srl	Roma	IT	10.100.000	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Guatemala SA	Città del Guatemala	GT	67.208.000	GTQ		Integrale	Enel Américas SA	0,00%	47,18%
							Enel Colombia SA ESP	100,00%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Holding Finance Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Iberia SRLU	Madrid	ES	336.142.500	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Innovation Hubs Srl	Roma	IT	1.100.000	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Insurance NV	Amsterdam	NL	60.000	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Investment Holding BV	Amsterdam	NL	1.000.000	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Italia SpA	Roma	IT	100.000.000	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Kansas Development Holdings LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Kansas LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Land HoldCo LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Logistics Srl	Roma	IT	1.000.000	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel Minnesota Holdings LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	EGP Geronimo Holding Company Inc.	100,00%	100,00%
Enel Mobility Chile SpA	Santiago del Cile	CL	504.094.780	CLP		Integrale	Enel Chile SA	100,00%	64,93%
Enel Nevkan Inc.	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel North America Inc.	Andover	US	50	USD		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Operations Canada Ltd	Alberta	CA	1.000	CAD		Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	100,00%
Enel Panamá CAM Srl	Panama City	PA	3.001	USD		Integrale	Enel Américas SA Enel Colombia SA ESP	0,03% 99,97%	47,19%
Enel Perú SAC	San Miguel	PE	5.361.789.105	SOL		Integrale	Enel Américas SA	100,00%	82,27%
Enel Produzione SpA	Roma	IT	1.800.000.000	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel QPSF (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Enel Green Power Australia Trust	100,00%	50,00%
Enel Renovable Srl	Panama City	PA	40.320	USD		Integrale	Enel Colombia SA ESP Enel Panamá CAM Srl	0,79% 99,21%	47,19%
Enel Rinnovabile SA de Cv	Città del Messico	MX	12.645.490.022	MXN		Integrale	Enel Green Power Global Investment BV Enel Green Power México S de RL de Cv	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Roadrunner Solar Project Holdings II LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power Roadrunner Solar Project Holdings II LLC	100,00%	100,00%
Enel Roadrunner Solar Project Holdings LLC	Dover	US	100	USD		Integrale	Enel Green Power Roadrunner Solar Project Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel Salt Wells LLC	Fallon	US	-	USD		Held for sale	Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Services México SA de Cv	Città del Messico	MX	6.339.849	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	46,27%	100,00%
							Enel Green Power SpA	53,73%	
							Enel Guatemala SA	0,00%	
							Enel Rinnovabile SA de Cv	0,00%	
Enel Sole Srl	Roma	IT	4.600.000	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel Soluções Energéticas Ltda	Rio de Janeiro	BR	42.863.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Stillwater LLC	Wilmington	US	-	USD		Held for sale	Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%
Enel Surprise Valley LLC	Wilmington	US	-	USD		Held for sale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Texkan Inc.	Wilmington	US	100	USD		Integrale	Chi Power Inc.	100,00%	100,00%
Enel Trading Argentina Srl	Buenos Aires	AR	14.012.000	ARS		Integrale	Enel Américas SA	55,00%	82,26%
							Enel Argentina SA	45,00%	
Enel Trading Brasil SA	Rio de Janeiro	BR	54.280.312	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Trading North America LLC	Wilmington	US	10.000.000	USD		Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Uruguay SA	Montevideo	UY	20.000	UYU		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Vayu (Project 2) Private Limited	Gurugram	IN	45.000.000	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Enel Wind Project (Amberi) Private Limited	Nuova Delhi	IN	5.000.000	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Enel X Advisory Services Germany GmbH	Francoforte	DE	50.000	EUR		Integrale	Enel X Advisory Services Srl	100,00%	100,00%
Enel X Advisory Services Japan GK	Tokyo	JP	100.000.000	JPY		Integrale	Enel X Advisory Services Srl	100,00%	100,00%
Enel X Advisory Services North America Inc.	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Advisory Services Srl	100,00%	100,00%
Enel X Advisory Services Srl	Roma	IT	-	EUR		Integrale	Enel X Srl	100,00%	100,00%
Enel X Advisory Services UK Limited	Londra	GB	30.000	GBP		Integrale	Enel X Advisory Services Srl	100,00%	100,00%
Enel X Advisory Services USA LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Advisory Services North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel X Arecibo LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Project MP Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel X Argentina SAU	Buenos Aires	AR	127.800.000	ARS		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Asputeck Ave. Project LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Finance Partner LLC	100,00%	100,00%
Enel X Australia Holding (Pty) Ltd	Melbourne	AU	45.424.578	AUD		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Australia (Pty) Ltd	Melbourne	AU	24.209.880	AUD		Integrale	Energy Response Holdings (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel X Battery Storage Limited Partnership	Oakville	CA	10.000	CAD		Integrale	Enel X Canada Holding Inc.	0,01%	100,00%
							Enel X Canada Ltd	99,99%	
Enel X Beech Road Project LLC	Dover	US	100	USD		Integrale	Enel X Finance Partner LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel X Brasil Gerenciamento de Energia Ltda	Sorocaba	BR	5.538.403	BRL		Integrale	Enel X Advisory Services Srl	100,00%	100,00%
Enel X Brasil SA	San Paolo	BR	766.725.892	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel X Canada Holding Inc.	Oakville	CA	1.000	CAD		Integrale	Enel X Canada Ltd	100,00%	100,00%
Enel X Canada Ltd	Mississauga	CA	1.000	CAD		Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel X Chile SpA	Santiago del Cile	CL	2.837.737.149	CLP		Integrale	Enel Chile SA	100,00%	64,93%
Enel X College Ave. Project LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X MA Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel X Colombia SAS ESP	Bogotà	CO	230.368.000	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100,00%	47,18%
Enel X Cosgray Road Project LLC	Dover	US	100	USD		Integrale	Enel X Finance Partner LLC	100,00%	100,00%
Enel X Demand Response SA	San Paolo	BR	2.000.000	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel X Demand Response LLC	Boston	US	100	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel X Federal LLC	Boston	US	5.000	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel X Finance Partner LLC	Boston	US	100	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel X Germany GmbH	Berlino	DE	25.000	EUR		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Hayden Rowe St. Project LLC	Boston	US	100	USD		Integrale	Enel X MA Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel X International Srl	Roma	IT	100.000	EUR		Integrale	Enel X Srl	100,00%	100,00%
Enel X Ireland Limited	Dublino	IE	10.841	EUR		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Italia Srl	Roma	IT	200.000	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel X Japan KK	Tokyo	JP	1.030.000.000	JPY		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X KOMIPO Solar Limited	Seoul	KR	11.054.000.000	KRW		Integrale	Enel X Korea Limited	80,00%	80,00%
Enel X Korea Limited	Seoul	KR	11.800.000.000	KRW		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Las Piedras LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Pr Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel X MA Holdings LLC	Boston	US	100	USD		Integrale	Enel X Finance Partner LLC	100,00%	100,00%
Enel X MA PV Portfolio 1 LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X MA Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel X MA PV Portfolio 2 LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Project MP Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel X MA PV Portfolio 3 LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Project MP Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel X México S de RL de Cv	Città del Messico	MX	264.303.595	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel X International Srl	0,00% 100,00%	100,00%
Enel X Mobilidade Urbana SA	San Paolo	BR	163.642.000	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel X Morrissey Blvd. Project LLC	Boston	US	100	USD		Integrale	Enel X MA Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel X New Zealand Limited	Wellington	NZ	313.606	AUD		Integrale	Energy Response Holdings (Pty) Ltd	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel X Newton Court Project LLC	Boston	US	10.000	USD		Integrale	Enel X Finance Partner LLC	100,00%	100,00%
Enel X North America Inc.	Boston	US	1.000	USD		Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel X Perú SAC	San Miguel	PE	1.020.815	SOL		Held for sale	Enel Perú SAC	100,00%	82,27%
Enel X Polska Sp. Zo.o.	Varsavia	PL	12.275.150	PLN		Integrale	Enel X Ireland Limited	100,00%	100,00%
Enel X Pr Holdings LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Finance Partner LLC	100,00%	100,00%
Enel X Project MP Holdings LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Project MP Sponsor LLC	100,00%	100,00%
Enel X Project MP Sponsor LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel X Rus LLC	Mosca	RU	8.000.000	RUB		Integrale	Enel X International Srl	99,00%	99,00%
Enel X Srl	Roma	IT	1.050.000	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel X Services India Private Limited	Mumbai	IN	1.497.290	INR		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
							Enel X North America Inc.	0,00%	
Enel X Storage LLC	Boston	US	100	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel X Taiwan Co. Ltd	Taipei	TW	271.100.000	TWD		Integrale	Enel X Ireland Limited	100,00%	100,00%
Enel X UK Limited	Londra	GB	32.626	GBP		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Warner Road Project LLC	Dover	US	100	USD		Integrale	Enel X Finance Partner LLC	100,00%	100,00%
Enel X Way (Shanghai) Co. Ltd	Shanghai	CN	10.500.000	CNY		Integrale	Enel X Way Srl	100,00%	100,00%
Enel X Way Brasil SA	Rio de Janeiro	BR	20.045.337	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	20,00%	96,45%
							Enel X Way Srl	80,00%	
Enel X Way Canada Holding Ltd	Vancouver	CA	-	CAD		Integrale	Enel X Way Srl	100,00%	100,00%
Enel X Way Chile SpA	Santiago del Cile	CL	14.229.030.071	CLP		Integrale	Enel Chile SA	49,00%	82,81%
							Enel X Way Srl	51,00%	
Enel X Way Colombia SAS	Bogotà	CO	15.036.000.000	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP	40,00%	78,87%
							Enel X Way Srl	60,00%	
Enel X Way France SAS	Parigi	FR	6.101.000	EUR		Integrale	Enel X Way Srl	100,00%	100,00%
Enel X Way Germany GmbH	Berlino	DE	25.000	EUR		Integrale	Enel X Way Srl	100,00%	100,00%
Enel X Way Italia Srl	Roma	IT	5.000.000	EUR		Integrale	Enel X Way Srl	100,00%	100,00%
Enel X Way México SA de Cv	Città del Messico	MX	6.479.171	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	0,00%	100,00%
							Enel X Way Srl	100,00%	
Enel X Way North America Inc.	San Carlos	US	-	USD		Integrale	Enel X Way Srl	100,00%	100,00%
Enel X Way Perú SAC	Lima	PE	1.561.900	SOL		Integrale	Enel Perú SAC	20,00%	96,45%
							Enel X Way Srl	80,00%	
Enel X Way Srl	Roma	IT	6.026.000	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel X Way UK Limited	Londra	GB	1	GBP		Integrale	Enel X Way Srl	100,00%	100,00%
Enel X Way USA LLC	San Carlos	US	-	USD		Integrale	Enel X Way North America Inc.	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel X Wood St. Project LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Finance Partner LLC	100,00%	100,00%
Enel X Woodland Solar Project LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Project MP Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enelpower Contractor and Development Saudi Arabia Ltd	Riyadh	SA	5.000.000	SAR		Integrale	Enelpower Srl	51,00%	51,00%
Enelpower do Brasil Ltda	Rio de Janeiro	BR	5.689.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enelpower Srl	Milano	IT	2.000.000	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Energética Monzón SAC	San Miguel	PE	118.321.846	SOL		Held for sale	Enel Generación Perú SAA	100,00%	71,54%
							Enel Perú SAC	0,00%	
Energía Base Natural SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Energía Ceuta XXI Comercializadora de Referencia SAU	Ceuta	ES	65.000	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100,00%	70,12%
Energía Eólica Ábrego SLU	Madrid	ES	3.576	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Energía Eólica Galerna SLU	Madrid	ES	3.413	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Energía Eólica Gregal SLU	Madrid	ES	3.250	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Energía Global de México (Enermex) SA de Cv	Città del Messico	MX	50.000	MXN		Integrale	Enel Green Power SpA	99,00%	99,00%
Energía Limpia de Amistad SA de Cv	Città del Messico	MX	33.452.769	MXN		Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Energía Limpia de Palo Alto SA de Cv	Città del Messico	MX	673.583.489	MXN		Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Energía Limpia de Puerto Libertad S de RL de Cv	Città del Messico	MX	2.953.980	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	0,01%	100,00%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	99,99%	
Energía Marina SpA	Santiago del Cile	CL	2.404.240.000	CLP		Equity	Enel Green Power Chile SA	25,00%	16,23%
Energía Neta Sa Caseta Llucmajor SLU	Palma de Mallorca	ES	9.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Energía XXI Comercializadora de Referencia SLU	Madrid	ES	2.000.000	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100,00%	70,12%
Energía y Naturaleza SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Energías Alternativas del Sur SL	Las Palmas de Gran Canaria	ES	546.919	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	54,95%	38,53%
Energía de Aragón I SLU	Saragozza	ES	3.200.000	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,12%
Energía de Graus SL	Saragozza	ES	1.298.160	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	66,67%	46,74%
Energías Especiales de Careón SA	Santiago de Compostela	ES	270.450	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	97,00%	68,01%
Energías Especiales del Alto Ulla SAU	Madrid	ES	9.210.840	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Energías Especiales del Bierzo SA	Torre del Bierzo	ES	1.635.000	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	50,00%	35,06%
Energías Limpias de Carmona SL	Siviglia	ES	7.000	EUR		Equity	Enviatos Promoción I SLU	6,25%	13,15%
							Enviatos Promoción II SLU	6,25%	
							Enviatos Promoción III SLU	6,25%	
Energías Renovables La Mata SA de Cv	Città del Messico	MX	3.011.133.575	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,50%	100,00%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	0,50%	
Energie Electrique de Tahaddart SA	Tangeri	MA	306.160.000	MAD		Equity	Endesa Generación SAU	32,00%	22,44%
Energotel AS	Bratislava	SK	2.191.200	EUR		-	Slovenské elektrárne AS	20,00%	6,60%
Energy Podium Private Company	Katerini Pieria	GR	4.001	EUR		-	Enel Green Power Hellas Supply Single Member SA	0,02%	0,01%
Energy Response Holdings (Pty) Ltd	Melbourne	AU	52.128.517	AUD		Integrale	Enel X Australia Holding (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
EnergyQ1BESS Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
EnerNOC GmbH	Monaco	DE	25.000	EUR		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
EnerNOC Ireland Limited	Dublino	IE	10.589	EUR		Integrale	Enel X Ireland Limited	100,00%	100,00%
EnerNOC UK II Limited	Londra	GB	21.000	GBP		Integrale	Enel X UK Limited	100,00%	100,00%
Enigma Green Power 1 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,12%
Entech Utility Service Bureau Inc.	Lutherville	US	1.500	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Enviatos Promoción I SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Enviatos Promoción II SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Enviatos Promoción III SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Enviatos Promoción XX SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Eojin Wind Power Co. Ltd	Seoul	KR	301.000.000	KRW		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Eólica Valle del Ebro SA	Saragozza	ES	3.561.343	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	50,50%	35,41%
Eólica Zopiloapan SA de Cv	Città del Messico	MX	1.877.201.544	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	56,98%	100,00%
							Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	43,02%	
Eólicas de Agaete SL	Las Palmas de Gran Canaria	ES	240.400	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	80,00%	56,09%
Eólicas de Fuencaliente SA	Las Palmas de Gran Canaria	ES	216.360	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	55,00%	38,56%
Eólicas de Fuerteventura AIE	Puerto del Rosario	ES	4.558.427	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	40,00%	28,05%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Eólicas de la Patagonia SA	Buenos Aires	AR	480.930	ARS		Equity	Enel Green Power España SLU	50,00%	35,06%
Eólicas de Lanzarote SL	Las Palmas de Gran Canaria	ES	1.758.226	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	40,00%	28,05%
Eólicas de Tenerife AIE	Santa Cruz de Tenerife	ES	420.708	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	50,00%	35,06%
Eólicos de Tirajana SL	Las Palmas de Gran Canaria	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	60,00%	42,07%
Epresa Energía SA	Puerto Real	ES	2.500.000	EUR		Equity	Endesa SA	50,00%	35,06%
Ermis 2 Energeiaki Private Company	Grevena	GR	1.002	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas SA	0,10%	0,05%
E-Solar 2 Srl	Roma	IT	2.500	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
E-Solar Srl	Roma	IT	2.500	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Essaouira Wind Farm	Casablanca	MA	300.000	MAD		Equity	Nareva Enel Green Power Morocco SA	70,00%	35,00%
Estonian Solar PPA LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	EGP North America PPA LLC	100,00%	100,00%
European Energy Exchange AG	Lipsia	DE	40.050.000	EUR		-	Enel Global Trading SpA	2,38%	2,38%
EV Gravitational Energy Storage LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Evacuación Carmona 400-220 kV Renovables SL	Siviglia	ES	10.003	EUR		Equity	Enviatos Promoción I SLU	3,13%	6,58%
							Enviatos Promoción II SLU	3,13%	
							Enviatos Promoción III SLU	3,13%	
Evolution Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Ewiva Srl	Milano	IT	1.000.000	EUR		Equity	Enel X Way Srl	50,00%	50,00%
Expedition Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Explorer Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Explorer Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Explotaciones Eólicas de Escucha SA	Saragozza	ES	3.505.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	70,00%	49,08%
Explotaciones Eólicas el Puerto SA	Saragozza	ES	3.230.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	73,60%	51,61%
Explotaciones Eólicas Santo Domingo de Luna SA	Saragozza	ES	100.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	51,00%	35,76%
Explotaciones Eólicas Saso Plano SA	Saragozza	ES	5.488.500	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	65,00%	45,58%
Explotaciones Eólicas Sierra Costanera SA	Saragozza	ES	8.046.800	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	90,00%	63,10%
Explotaciones Eólicas Sierra la Virgen SA	Saragozza	ES	4.200.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	90,00%	63,10%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Falls Park Energy Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Farrier Station Energy Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Fayette Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Fazenda Aroeira Empreendimento de Energia Ltda	Rio de Janeiro	BR	2.362.046	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Fence Post Solar Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Green Power Fence Post Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Fence Post Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Fence Post Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Fenner Wind Holdings LLC	Dover	US	100	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Field Day Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Finocchiara Solar Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Finsec Lab Ltd	Tel Aviv	IL	100	ILS		Held for sale	Enel X Srl	30,00%	30,00%
Flagpay Srl	Milano	IT	10.000	EUR		Equity	Mooney SpA	100,00%	50,00%
Flat Rock Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Flat Rocks Girgarre Cohuna Finco (Pty) Ltd	Sydney	AU	120	AUD		Equity	Cohuna Solar Farm Trust	33,33%	50,00%
							Flat Rocks One Wind Farm Trust	33,33%	
							Girgarre Solar Farm Trust	33,33%	
Flat Rocks One Wind Farm (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Enel Green Power Flat Rocks One Holding (Pty) Ltd	100,00%	50,00%
Flat Rocks One Wind Farm Trust	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Enel Green Power Flat Rocks One Holding Trust	100,00%	50,00%
Flat Top Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Flint Rock Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Florence Hills LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	100,00%	100,00%
Flowing Spring Farms LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Fontibón ZE SAS	Bogotà	CO	434.359.750	COP		Equity	Bogotá ZE SAS	100,00%	9,44%
Fótons de Santo Anchieta Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	577.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Fotovoltaica Yunclillos SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Fourmile Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Fox Run Energy Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Franklintown Farm LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Freedom Energy Storage LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Front Marítim del Besòs SL	Barcellona	ES	9.000	EUR		Equity	Endesa Generación SAU	61,37%	43,03%
Frontiersman Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
FRV Corchitos I SLU	Madrid	ES	75.800	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
FRV Corchitos II Solar SLU	Madrid	ES	22.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
FRV Gibalbín - Jerez SLU	Madrid	ES	23.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
FRV Tarifa SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
FRV Villalobillos SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
FRV Zamora Solar 1 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
FRV Zamora Solar 3 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
FRWF Stage 1 (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	50,00%
Fundamental Recognized Systems SLU	Andorra	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Furatena Solar 1 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Ganado Solar Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Green Power Ganado Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Ganado Solar LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Ganado Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Ganado Storage LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Garob Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	100	ZAR		Equity	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	55,00%	27,50%
Gas y Electricidad Generación SAU	Palma de Mallorca	ES	213.775.700	EUR		Integrale	Endesa Generación SAU	100,00%	70,12%
Gauley Hydro LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	GRPP Holdings LLC	100,00%	50,00%
Gauley River Management LLC	Willison	US	1	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Generadora de Occidente SA	Città del Guatemala	GT	16.262.000	GTQ		Integrale	Enel Colombia SA ESP	99,00%	47,18%
							Enel Guatemala SA	1,00%	
Generadora Montecristo SA	Città del Guatemala	GT	3.820.000	GTQ		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100,00%	47,18%
							Enel Guatemala SA	0,00%	
Generadora Solar Austral SA	Panama City	PA	10.000	USD		Integrale	Enel Panamá CAM Srl	100,00%	47,19%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Generadora Solar de Occidente SA	Panama City	PA	10.000	USD		Integrale	Enel Panamá CAM Srl	100,00%	47,19%
Generadora Solar El Puerto SA	Panama City	PA	10.000	USD		Integrale	Enel Panamá CAM Srl	100,00%	47,19%
Geotérmica del Norte SA	Santiago del Cile	CL	326.577.419.702	CLP		Integrale	Enel Green Power Chile SA	84,59%	54,92%
Gibson Bay Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
Girgarre Solar Farm (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Enel Green Power Girgarre Holdings (Pty) Ltd	100,00%	50,00%
Girgarre Solar Farm Trust	Sydney	AU	10	AUD		Equity	Enel Green Power Girgarre Trust	100,00%	50,00%
Glass Top Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Global Commodities Holdings Limited	Londra	GB	4.042.375	GBP		-	Enel Global Trading SpA	4,68%	4,68%
Globyte SA	San José	CR	910.000	CRC		-	Enel Costa Rica CAM SA	10,00%	4,72%
Gloucester Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
GNL Chile SA	Santiago del Cile	CL	3.026.160	USD		Equity	Enel Generación Chile SA	33,33%	20,25%
Golden Terrace Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Goodwell Wind Project LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	Origin Goodwell Holdings LLC	100,00%	10,00%
Goose Foot Energy Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Gooseneck Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Gorona del Viento El Hierro SA	Santa Cruz de Tenerife	ES	30.936.736	EUR		Equity	Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	23,21%	16,28%
Grand Prairie Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Gridspertise Iberia SL	Madrid	ES	3.000	EUR		Equity	Gridspertise Srl	100,00%	50,00%
Gridspertise India Private Limited	Gurugram	IN	19.759.130	INR		Equity	Gridspertise Srl	100,00%	50,00%
Gridspertise Latam SA	San Paolo	BR	2.010.000	BRL		Equity	Enel Brasil SA Gridspertise Srl	0,00% 100,00%	50,00%
Gridspertise Srl	Roma	IT	7.500.000	EUR		Equity	Enel Grids Srl	50,00%	50,00%
Gridspertise LLC	Dover	US	160.000	USD		Equity	Gridspertise Srl	100,00%	50,00%
Grineo Gestión Circular SL	Ponferrada	ES	3.000	EUR		Equity	Endesa Generación SAU	35,00%	24,54%
GRPP Holdings LLC	Andover	US	2	USD		Equity	EGPNA REP Holdings LLC	50,00%	50,00%
Guadarranque Solar 4 SLU	Siviglia	ES	3.006	EUR		Integrale	Endesa Generación II SAU	100,00%	70,12%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Guayepo Solar SAS	Bogotà	CO	1.000.000	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100,00%	47,18%
Guir Wind Farm	Casablanca	MA	10.000	MAD		Integrale	Enel Green Power Morocco Sàrl	99,90%	99,90%
GulfStar Power LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Gusty Hill Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Hadley Ridge LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	100,00%	100,00%
Hamilton County Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Hamlet Mill Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Hansborough Valley Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Harmony Plains Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Hastings Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Heartland Farms Wind Project LLC	Wilmington	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Hellas Res Holdings Single Member Societe Anonyme	Maroussi	GR	478.746.698	EUR		Equity	Hella Res Societe Anonyme	100,00%	50,00%
Hella Res Societe Anonyme	Maroussi	GR	491.738.436	EUR		Equity	Enel Green Power SpA	50,00%	50,00%
Hidroeléctrica de Catalunya SLU	Barcellona	ES	126.210	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,12%
Hidroeléctrica de Ourol SL	La Coruña	ES	1.608.200	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	30,00%	21,03%
Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	Colima	MX	100.000.000.000	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,99%	99,99%
Hidroflamicell SL	Barcellona	ES	78.120	EUR		Integrale	Hidroeléctrica de Catalunya SLU	75,00%	52,59%
Hidroinvest SA	Buenos Aires	AR	55.312.093	ARS		Integrale	Enel Américas SA Enel Argentina SA	41,94% 54,76%	79,55%
HIF H2 SpA	Santiago del Cile	CL	6.303.000	USD		Equity	Enel Green Power Chile SA	50,00%	32,46%
High Chaparral Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
High Lonesome Storage LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
High Lonesome Wind Holdings LLC	Wilmington	US	100	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
High Lonesome Wind Power LLC	Boston	US	100	USD		Integrale	High Lonesome Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
High Noon Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
High Street Corporation (Pty) Ltd	Melbourne	AU	2	AUD		Equity	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	50,00%
Hilltopper Wind Holdings LLC	Wilmington	US	1.000	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Hispano Generación de Energía Solar SL	Jerez de los Caballeros	ES	3.500	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	51,00%	35,76%
Honey Stone Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Honeybee Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Hope Creek LLC	Crestview	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	100,00%	100,00%
Hope Ridge Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Horse Run Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Horse Wrangler Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Hubject GmbH	Berlino	DE	65.943	EUR		-	Enel X Way Srl	12,50%	12,50%
Ice Tudela SL	Pozuelo de Alarcón	ES	3.000	EUR		-	Enel Green Power España SLU	5,12%	3,59%
Idalia Park Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Idrosicilia SpA	Milano	IT	22.520.000	EUR		Equity	Enel SpA	1,00%	1,00%
IIK Energía de Dzemul SA de Cv	Città del Messico	MX	6.204.259	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	0,00%	100,00%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	100,00%	
Ilary Energia Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Impofu Cluster Investment SPV (RF) (Pty) Ltd	Gauteng	ZA	2.000.000	ZAR		Equity	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	50,00%
Infinitesun Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	96,74%	100,00%
							Enel Green Power SpA	3,26%	
Infraestructura de Evacuación Peñaflor 220 kV SL	Madrid	ES	3.500	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	41,14%	28,85%
Infraestructuras Puerto Santa María 220 SL	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Puerto Santa María Energía I SLU	50,00%	70,12%
							Puerto Santa María Energía II SLU	50,00%	
Infraestructuras San Serván 220 SL	Madrid	ES	12.000	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	30,80%	21,60%
Infraestructuras San Serván Set 400 SL	Madrid	ES	90.000	EUR		Equity	Aranort Desarrollos SLU	6,41%	13,48%
							Baylio Solar SLU	6,41%	
							Furatena Solar 1 SLU	6,41%	
Ingwe Solar Power Plant (RF) (Pty) Ltd	Gauteng	ZA	1.000	ZAR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Inkolan Información y Coordinación de Obras AIE	Bilbao	ES	84.142	EUR		-	Edistribución Redes Digitales SLU	14,29%	10,02%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Instalaciones San Serván II 400 SL	Madrid	ES	11.026	EUR		Equity	Aranort Desarrollos SLU	7,94%	16,69%
							Baylio Solar SLU	7,94%	
							Furatena Solar 1 SLU	7,94%	
International Multimedia University Srl in fallimento	-	IT	24.000	EUR		-	Enel Italia SpA	13,04%	13,04%
Ipsomata DPGU Private Company	Heraklion, Creta	GR	5.000	EUR		-	Enel Green Power Hellas SA	0,02%	0,02%
Iris Bloom Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Iron Belt Energy Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Iron Bull Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Isamu Ikeda Energia SA	Niterói	BR	16.474.476	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Italgest Energy (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Jack River LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	100,00%	100,00%
Jackrabbit Energy Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Jade Energia Ltda	Rio de Janeiro	BR	4.107.097	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Jaguito Solar 10 MW SA	Panama City	PA	10.000	USD		Integrale	Enel Panamá CAM Srl	100,00%	47,19%
Jessica Mills LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	100,00%	100,00%
Julia Hills LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	100,00%	100,00%
Junia Insurance Srl	Mosciano Sant'Angelo	IT	10.000	EUR		Equity	Mooney Group SpA	100,00%	50,00%
Juniper Canyon Energy Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Keeneys Creek Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Ken Renewables India Private Limited	Gurugram	IN	12.100.000	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
King Branch Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Kingston Energy Storage LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Kino Contractor SA de Cv	Città del Messico	MX	1.000.100	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	100,00%	100,00%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	0,00%	
Knickerbocker Energy Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Kokkinari DPGU Private Company	Heraklion, Creta	GR	15.000	EUR		-	Enel Green Power Hellas SA	0,01%	0,01%
Korea Line Corporation	Seoul	KR	122.132.520.000	KRW		-	Enel Global Trading SpA	0,25%	0,25%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Koukos Energy Private Company	Atene	GR	4.003	EUR		-	Enel Green Power Hellas SA	0,07%	0,01%
							Enel Green Power Hellas Supply Single Member SA	0,02%	
Kromschroeder SA	L'Hospitalet de Llobregat	ES	627.126	EUR		Equity	Endesa Medios y Sistemas SLU	29,26%	20,52%
Kutlwano Solar Power Plant (RF) (Pty) Ltd	Gauteng	ZA	1.000	ZAR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Lake Emily Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Lake Pulaski Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Land Run Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Land Run Wind Project LLC	Dover	US	100	USD		Integrale	Sundance Wind Project LLC	100,00%	100,00%
Lantana Springs Hydrogen Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Lantern Trail Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Lariat Energy Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Lasso Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Latamsolar Energías Renovables SAS	Bogotà	CO	8.000.000	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100,00%	47,18%
Latamsolar Fotovoltaica Fundación SAS	Bogotà	CO	8.000.000	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100,00%	47,18%
Latamsolar Fotovoltaica Sahagun SAS	Bogotà	CO	8.000.000	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100,00%	47,18%
Lathrop Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Lava Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Lawrence Creek Solar LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Layerx Security Ltd	Tel Aviv	IL	20.112	ILS		-	Finsec Lab Ltd	3,00%	0,90%
Lebanon Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Legacy Blossom Storage Project Limited Partnership	Calgary	CA	-	CAD		Integrale	Enel Alberta Storage Inc.	0,10%	100,00%
							Enel Green Power Canada Inc.	99,90%	
Lemonade Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Lerato Solar Power Plant (RF) (Pty) Ltd	Gauteng	ZA	1.000	ZAR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Liberty Energy Storage LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Libyan Italian Joint Company - Azienda Libico-Italiana (A.L.I.)	Tripoli	LY	1.350.000	EUR		-	Enelpower Srl	0,33%	0,33%
Libra Flexsys Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Light Cirrus Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Lily Solar Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Green Power Lily Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Lily Solar LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Lily Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Lindahl Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	EGPNA Preferred Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Lindahl Wind Project LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Lindahl Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Little Elk Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Little Elk Wind Project LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Little Elk Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Little Salt Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Litus Energy Storage LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Lone Pine Wind Inc.	Alberta	CA	-	CAD		-	Enel Green Power Canada Inc.	10,00%	10,00%
Lone Pine Wind Project LP	Alberta	CA	-	CAD		Equity	Enel Green Power Canada Inc.	10,00%	10,00%
Lucas Sostenible SL	Madrid	ES	1.099.775	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	35,29%	24,74%
Luminary Highlands Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Luz de Angra Energia SA	Rio de Janeiro	BR	14.304.790	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	51,00%	41,96%
Luz de Caruaru Energia SA	Rio de Janeiro	BR	21.027.600	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	51,00%	41,96%
Luz de Cataguases SA	Cataguases	BR	4.800.000	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	60,00%	49,36%
Luz de Caxias do Sul SA	Rio de Janeiro	BR	31.017.000	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	80,00%	65,82%
Luz de Itanhaém SA	Itanhaém	BR	22.700.000	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	60,00%	49,36%
Luz de Jaboatão Energia SA	Rio de Janeiro	BR	21.114.200	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	51,00%	41,96%
Luz de Macapá Energia SA	Rio de Janeiro	BR	24.338.000	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	51,00%	41,96%
Luz de Ponta Grossa SA	Rio de Janeiro	BR	17.889.000	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	80,00%	65,82%
Maicor Wind Srl	Roma	IT	20.850.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Mansar Renewable Energy Private Limited	Gurgaon	IN	100.000	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Maple Canada Solutions Holdings Ltd	-	CA	-	CAD		Equity	Enel X Canada Ltd	20,00%	20,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Maple Energy Solutions LP	-	CA	-	CAD		Equity	Enel X Canada Holding Inc.	20,00%	20,00%
Maple Run Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
María Renovables SL	Saragozza	ES	3.000	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	45,36%	31,80%
Marshoy Energy Advisory Services Private Limited	Mumbai	IN	313.709.000	INR		Integrale	Enel X Advisory Services Srl	100,00%	100,00%
Marte Srl	Roma	IT	6.100.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Marudhar Wind Energy Private Limited	Gurugram	IN	100.000	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Más Energía S de RL de Cv	Città del Messico	MX	61.873.926	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	66,67%	100,00%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	33,33%	
Mason Jar Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Mason Mountain Wind Project LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	100,00%
Matrigenix (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Maty Energia Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
MC Solar I LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
McBride Wind Project LLC	Wilmington	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Merit Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Metro Wind LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	100,00%	100,00%
Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro S de RL de Cv	Città del Messico	MX	181.728.901	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,99%	99,99%
Mibgas SA	Madrid	ES	3.000.000	EUR		-	Endesa SA	1,35%	0,95%
Midelt Wind Farm SA	Casablanca	MA	145.000.000	MAD		Equity	Nareva Enel Green Power Morocco SA	70,00%	35,00%
Millstone Junction Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Minglanilla Renovables 400 kV AIE	Valencia	ES	-	EUR		Proporzionale	Energía Base Natural SLU	4,79%	25,36%
							Energía Eólica Ábrego SLU	7,98%	
							Energía Eólica Galerna SLU	9,31%	
							Energía Eólica Gregal SLU	9,31%	
							Energía y Naturaleza SLU	4,79%	
Minicentrales Acequia Cinco Villas AIE	Ejea de los Caballeros	ES	3.346.993	EUR		-	Enel Green Power España SLU	5,39%	3,78%
Minicentrales del Canal de las Bárdenas AIE	Ejea de los Caballeros	ES	1.202.000	EUR		-	Enel Green Power España SLU	15,00%	10,52%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Minicentrales del Canal Imperial-Gallur SL	Saragozza	ES	1.820.000	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	36,50%	25,59%
Mira Energy (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	100	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Miranda Plataforma Logística SA	Miranda de Ebro	ES	1.800.000	EUR		-	Nuclenor SA	0,22%	0,08%
MO Land Holdings 1358 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Monte Reina Renovables SL	Madrid	ES	4.000	EUR		Equity	FRV Zamora Solar 1 SLU	20,58%	14,43%
Montrose Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Moonbeam Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Mooney Group SpA	Milano	IT	10.050.000	EUR		Equity	Enel X Srl	50,00%	50,00%
Mooney SpA	Milano	IT	87.833.331	EUR		Equity	Mooney Group SpA	100,00%	50,00%
Mooney Servizi SpA	Milano	IT	8.549.999	EUR		Equity	Mooney Group SpA	100,00%	50,00%
Morgan Branch Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Morning Light Energy Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Mount Pleasant Energy Storage 1 LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Mountrail Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
MPG Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Mucho Viento Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Mule Bit Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Muskegon County Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Muskegon Green Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Mustang Run Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
MyCicero Srl	Senigallia	IT	1.142.857	EUR		Equity	Mooney Servizi SpA Pluservice Srl	30,00% 70,00%	39,50%
Nabb Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Napolean Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Nareva Enel Green Power Morocco SA	Casablanca	MA	98.750.000	MAD		Equity	Enel Green Power Morocco Sàrl	50,00%	50,00%
Neugemacht GmbH	Francoforte	DE	25.000	EUR		Equity	Gridspertise Srl	51,00%	25,50%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Nevkan Renewables LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Nevkan Inc.	100,00%	100,00%
New York Distributed Storage Projects LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Ngonye Power Company Limited	Lusaka	ZM	10	ZMW		Held for sale	Enel Green Power Solar Ngonye SpA (ex Enel Green Power Africa Srl)	80,00%	80,00%
Nojoli Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	10.000.000	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
North English Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
North Rock Wind LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Northland Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Northstar Wind Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Northwest Hydro LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Chi West LLC	100,00%	100,00%
Notch Butte Hydro Company Inc.	Wilmington	US	100	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Novolitio Recuperación de Baterías SL	Ponferrada	ES	180.000	EUR		Equity	Endesa Generación SAU	45,00%	31,55%
Nuclenor SA	Valle de Tobalina	ES	5.406.000	EUR		Equity	Endesa Generación SAU	50,00%	35,06%
Nuove Energie Srl	Porto Empedocle	IT	5.204.029	EUR		Integrale	Enel Global Trading SpA	100,00%	100,00%
Nxuba Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000	ZAR		Equity	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	51,00%	25,50%
NYC Storage (353 Chester) SPE LLC	Wilmington	US	1	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Ochrana A Bezpecnost Se Sro	Kalná Nad Hronom	SK	33.194	EUR		Equity	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
Olathe Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Old Sport Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Olivum PV Farm 01 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
OMIP - Operador do Mercado Ibérico (Portugal) SGPS SA	Lisbona	PT	2.610.000	EUR		-	Endesa Generación Portugal SA	5,00%	3,51%
Open Range Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español SA	Madrid	ES	1.999.998	EUR		-	Endesa SA	5,00%	3,51%
Operadora Distrital de Transporte SAS	Bogotà	CO	12.500.000.000	COP		Equity	Enel Colombia SA ESP	20,00%	9,44%
Orchid Acres Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Origin Goodwell Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	EGPNA Wind Holdings 1 LLC	100,00%	10,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Origin Wind Energy LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	Origin Goodwell Holdings LLC	100,00%	10,00%
Osage Wind Holdings LLC	Wilmington	US	100	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Osage Wind LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Osage Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Ossining Energy Storage 1 LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Oxagesa AIE in liquidazione	Alcañiz	ES	6.010	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	33,33%	23,37%
Oyster Bay Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000	ZAR		Equity	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	55,00%	27,50%
Padoma Wind Power LLC	Elida	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Painted Rose Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Palo Alto Farms Wind Project LLC	Dallas	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Pampinus PV Farm 01 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Paradise Creek Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Paravento SL	Paradela	ES	3.006	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	90,00%	63,10%
Parc Eòlic La Tossa-La Mola d'en Pascual SL	Madrid	ES	1.183.100	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	30,00%	21,03%
Parc Eòlic Los Aligars SL	Madrid	ES	1.313.100	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	30,00%	21,03%
Parco Eolico Monti Sicani Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Parque Amistad II SA de Cv	Città del Messico	MX	2.589.177.005	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Rinnovabile SA de Cv	0,50% 99,50%	100,00%
Parque Amistad III SA de Cv	Città del Messico	MX	1.706.287.200	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Rinnovabile SA de Cv	0,50% 99,50%	100,00%
Parque Amistad IV SA de Cv	Città del Messico	MX	2.728.499.160	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Rinnovabile SA de Cv	0,50% 99,50%	100,00%
Parque Eólico A Capelada SLU	Santiago de Compostela	ES	5.857.704	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Parque Eólico Belmonte SA	Madrid	ES	120.400	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	50,17%	35,17%
Parque Eólico BR-1 SA de Cv	Città del Messico	MX	50.000	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Rinnovabile SA de Cv	0,00% 100,00%	25,50%
Parque Eólico Carretera de Arigana SA	Las Palmas de Gran Canaria	ES	1.007.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	80,00%	56,09%
Parque Eólico de Barbanza SA	Santiago de Compostela	ES	3.606.073	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	75,00%	52,59%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Parque Eólico de San Andrés SA	Santiago de Compostela	ES	552.920	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	82,00%	57,50%
Parque Eólico de Santa Lucía SA	Las Palmas de Gran Canaria	ES	901.500	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	65,67%	46,51%
							Parque Eólico de Santa Lucía SA	1,00%	
Parque Eólico Finca de Mogán SA	Santa Cruz de Tenerife	ES	3.810.340	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	90,00%	63,10%
Parque Eólico Montes de las Navas SA	Madrid	ES	6.540.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	75,50%	52,94%
Parque Eólico Muniesa SLU	Madrid	ES	3.006	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Parque Eólico Palmas dos Ventos Ltda	Salvador	BR	4.096.626	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Parque Eólico Pampa SA	Buenos Aires	AR	477.139.364	ARS		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Parque Eólico Punta de Teno SA	Santa Cruz de Tenerife	ES	528.880	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	52,00%	36,46%
Parque Eólico Sierra del Madero SA	Madrid	ES	7.193.970	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	58,00%	40,67%
Parque Salitrillos SA de Cv	Città del Messico	MX	100	MXN		Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Parque Solar Cauchari IV SA	San Salvador de Jujuy	AR	500.000	ARS		Integrale	Enel Green Power Argentina	100,00%	82,27%
Parque Solar Don José SA de Cv	Città del Messico	MX	100	MXN		Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Parque Solar Villanueva Tres SA de Cv	Città del Messico	MX	306.024.631	MXN		Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Parque Talinay Oriente SA	Santiago del Cile	CL	66.092.165.173	CLP		Integrale	Enel Green Power Chile SA	60,91%	78,64%
							Enel Green Power SpA	39,09%	
Pastis - Centro Nazionale per la ricerca e lo sviluppo dei materiali SCPA in liquidazione	Brindisi	IT	2.065.000	EUR		-	Enel Italia SpA	1,14%	1,14%
Paynesville Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
PayTipper Network Srl	Cascina	IT	40.000	EUR		Equity	Mooney SpA	100,00%	50,00%
PDP Technologies Ltd	Kfar Saba	IL	1.129.252	ILS		-	Enel Grids Srl	4,75%	4,75%
Pearl Star Wind Limited Partnership	Calgary	CA	100	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc.	0,10%	100,00%
							Enel Green Power Canada Inc.	99,90%	
Pebble Stream Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Pegop - Energia Eléctrica SA	Pego	PT	50.000	EUR		Equity	Endesa Generación Portugal SA	0,02%	35,06%
							Endesa Generación SAU	49,98%	
PH Chucás SA	San José	CR	100.000	CRC		Integrale	Enel Costa Rica CAM SA	65,00%	30,67%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
PH Don Pedro SA	San José	CR	100.001	CRC		Integrale	Enel Costa Rica CAM SA	33,44%	18,92%
							Globyte SA	66,54%	
PH Río Volcán SA	San José	CR	100.001	CRC		Integrale	Enel Costa Rica CAM SA	34,32%	19,29%
							Globyte SA	65,66%	
Piebald Hill Energy Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Pike Den Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Pilesgrove Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Pincher Creek LP	Alberta	CA	-	CAD		Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	50,50%	51,01%
							Pincher Creek Management Inc.	1,00%	
Pincher Creek Management Inc.	Calgary	CA	100	CAD		Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	51,00%	51,00%
Pine Island Distributed Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Playa Flat Energy Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Pluservice Srl	Senigallia	IT	450.000	EUR		Equity	Mooney Servizi SpA	70,00%	35,00%
Point Bar Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Point Rider Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Polka Dot Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Pomerado Energy Storage LLC	Wilmington	US	1	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
PowerCrop Macchiareddu Srl	Russi	IT	100.000	EUR		Equity	PowerCrop SpA (ex PowerCrop Srl)	100,00%	50,00%
PowerCrop Russi Srl	Russi	IT	100.000	EUR		Equity	PowerCrop SpA (ex PowerCrop Srl)	100,00%	50,00%
PowerCrop SpA (ex PowerCrop Srl)	Russi	IT	4.000.000	EUR		Equity	Enel Green Power Italia Srl	50,00%	50,00%
Prairie Rose Transmission LLC	Minneapolis	US	-	USD		Equity	Prairie Rose Wind LLC	100,00%	10,00%
Prairie Rose Wind LLC	Albany	US	-	USD		Equity	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00%	10,00%
Primavera Energia SA	Niterói	BR	36.965.445	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Productive Solar Systems SLU	Andorra	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Productora de Energías SA	Barcellona	ES	60.101	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	30,00%	21,03%
Productora Eléctrica Urgellenca SA	La Seu d'Urgell	ES	8.400.000	EUR		-	Endesa SA	8,43%	5,91%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Progreso Solar 20 MW SA	Panama City	PA	10.000	USD		Integrale	Enel Panamá CAM Srl	100,00%	47,19%
Promociones Energéticas del Bierzo SLU	Madrid	ES	12.020	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Promotores Mudéjar 400 kV SL	Saragozza	ES	3.000	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	24,75%	26,08%
							Renovables La Pedrera SLU	6,75%	
							Renovables Mediavilla SLU	5,69%	
Proveedora de Electricidad de Occidente S de RL de Cv	Città del Messico	MX	89.708.835	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,99%	99,99%
Proyectos Universitarios de Energías Renovables SL	Alicante	ES	27.000	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	33,33%	23,37%
Proyectos y Soluciones Renovables SAC	San Miguel	PE	1.000	SOL		Integrale	Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	99,90%	99,98%
							Enel Perú SAC	0,10%	
PSG Energy Private Limited	-	IN	100.000	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
PT Enel Green Power Optima Way Ratai	Jakarta	ID	10.002.740	USD		Integrale	Enel Green Power SpA	90,00%	90,00%
Puerto Santa María Energía I SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Puerto Santa María Energía II SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Pulida Energy (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	10.000.000	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	52,70%	52,70%
Pumpkin Vine Wind Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Quatiara Energia SA	Niterói	BR	13.766.119	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Queens Energy Storage LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Quorn Park Solar Farm (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Enel Green Power Quorn Holding (Pty) Ltd	100,00%	50,00%
Quorn Park Solar Farm Trust	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Enel Green Power Quorn Holding Trust	100,00%	50,00%
Raleigh Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Ranchland Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Ranchland Wind Holdings LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Ranchland Wind Project II LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	AzureRanchII Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Ranchland Wind Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Rockhaven Ranchland Holdings LLC	100,00%	100,00%
Ranchland Wind Storage LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Rattlesnake Creek Holdings LLC	Delaware	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Rausch Creek Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
RC Wind Srl	Milano	IT	10.000	EUR		-	Enel Green Power Italia Srl	0,50%	0,50%
RE Arroyo LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Reaktortest Sro	Trnava	SK	66.389	EUR		-	Slovenské elektrárne AS	49,00%	16,17%
Rebuilding Agente Rehabilitador SL	Madrid	ES	250.000	EUR		Equity	Endesa X Servicios SLU	50,00%	35,06%
Red Cap Impofu (Pty) Ltd	Sandton	ZA	20.000.000	ZAR		Equity	Impofu Cluster Investment SPV (RF) (Pty) Ltd	100,00%	50,00%
Red Cap Impofu East (Pty) Ltd	Gauteng	ZA	35.059.068	ZAR		Equity	Impofu Cluster Investment SPV (RF) (Pty) Ltd	100,00%	50,00%
Red Cap Impofu West (Pty) Ltd	Gauteng	ZA	10.000	ZAR		Equity	Impofu Cluster Investment SPV (RF) (Pty) Ltd	100,00%	50,00%
Red Cardinal Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	Panama City	PA	2.700.000	USD		-	Enel SpA	11,11%	11,11%
Red Dirt Wind Holdings I LLC	Dover	US	100	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Red Dirt Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Red Dirt Wind Project LLC	Dover	US	1	USD		Integrale	Red Dirt Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Red Fox Wind Project LLC	Wilmington	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Red Stag Energy Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Red Top Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Red Yucca Energy Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Regal Rising Solar Project Limited Partnership	Calgary	CA	-	CAD		Integrale	Enel Alberta Solar Inc.	0,10%	100,00%
							Enel Green Power Canada Inc.	99,90%	
Ren Wave Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Renovables Andorra SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Renovables Brovales 400 kV SL	Siviglia	ES	5.000	EUR		Equity	Baylio Solar SLU	6,24%	44,98%
							Dehesa de los Guadalupes Solar SLU	6,24%	
							Emintegral Cycle SLU	16,99%	
							Enel Green Power España SLU	22,20%	
							Furatena Solar 1 SLU	6,24%	
							Seguidores Solares Planta 2 SLU	6,24%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Renovables Brovales Segura de León 400 kV SL	Siviglia	ES	5.000	EUR		Equity	Emintegral Cycle SLU	33,02%	44,91%
							Enel Green Power España SLU	31,03%	
Renovables de Guatemala SA	Città del Guatemala	GT	1.924.465.600	GTQ		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100,00%	47,18%
							Enel Guatemala SA	0,00%	
Renovables La Pedrera SLU	Saragozza	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Renovables Manzanares 400 kV SL	Madrid	ES	5.000	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	27,86%	30,84%
							Stonewood Desarrollos SLU	16,12%	
Renovables Mediavilla SLU	Saragozza	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Renovables Teruel SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Reservoir Falls Energy Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Rhinestone Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Ribina Renovables 400 SL	Pozuelo de Alarcón	ES	3.000	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	40,21%	28,19%
River Mill Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
River Point Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Riverbend Farms Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Riverview LP	Alberta	CA	-	CAD		Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	50,50%	51,01%
							Riverview Management Inc.	1,00%	
Riverview Management Inc.	Calgary	CA	100	CAD		Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	51,00%	51,00%
Riverview Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Roadrunner Solar Project LLC	Andover	US	100	USD		Integrale	Enel Roadrunner Solar Project Holdings LLC	100,00%	100,00%
Roadrunner Storage LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Rock Creek Wind Holdings I LLC	Dover	US	100	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Rock Creek Wind Holdings II LLC	Dover	US	100	USD		Integrale	Rock Creek Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Rock Creek Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	EGPNA Preferred Wind Holdings II LLC	100,00%	100,00%
Rock Creek Wind Project LLC	Clayton	US	1	USD		Integrale	Rock Creek Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Rock Prairie Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Rockhaven Ranchland Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Rockhaven Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Rockhaven Ranchland Holdings LLC	100,00%	100,00%
Rocky Caney Holdings LLC	Oklahoma City	US	1	USD		Equity	Enel Kansas LLC	10,00%	10,00%
Rocky Caney Wind LLC	Albany	US	-	USD		Equity	Rocky Caney Holdings LLC	100,00%	10,00%
Rocky Ridge Wind Project LLC	Oklahoma City	US	-	USD		Equity	Rocky Caney Wind LLC	100,00%	10,00%
Rodnikovskaya WPS	Mosca	RU	6.010.000	RUB		Integrale	Enel Green Power Rus Limited Liability Company	100,00%	100,00%
Roha Renewables India Private Limited	Gurugram	IN	100.000	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Rolling Farms Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Rosy Range Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Ruthton Ridge LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	100,00%	100,00%
S4ma Developments Spółka z Ograniczoną Odpowiedzialnością	Wrocław	PL	5.000	PLN		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Sacme SA	Buenos Aires	AR	12.000	ARS		Equity	Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur	50,00%	29,66%
Saddle House Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Salt Springs Wind Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Salto de San Rafael SL	Siviglia	ES	462.186	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	50,00%	35,06%
San Francisco de Borja SA	Saragozza	ES	60.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	66,67%	46,74%
San Juan Mesa Wind Project II LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	100,00%
Sanosari Energy Private Limited	Gurugram	IN	100.000	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Santo Rostro Cogeneración SA in liquidazione	Siviglia	ES	207.340	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	45,00%	31,55%
Sardhy Green Hydrogen Srl	Sarroch	IT	10.000	EUR		Equity	Enel Green Power Italia Srl	50,00%	50,00%
Saugus River Energy Storage LLC	Dover	US	100	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Savanna Power Solar 10 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Savanna Power Solar 12 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Savanna Power Solar 13 SLU	Siviglia	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Savanna Power Solar 4 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Savanna Power Solar 5 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Savanna Power Solar 6 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Savanna Power Solar 9 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Se Služby Inžinierskych Stavieb Sro	Kalná Nad Hronom	SK	200.000	EUR		Equity	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
Seaway Landing Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Seccionadora Almodóvar Renovables SL	Malaga	ES	5.000	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	37,50%	26,29%
Seguidores Solares Planta 2 SLU	Madrid	ES	3.010	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Servizio Elettrico Nazionale SpA	Roma	IT	10.000.000	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Set Carmona 400 kV Renovables SL	Siviglia	ES	10.000	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	16,00%	11,22%
Setyl Srl	Bergamo	IT	100.000	EUR		Equity	Enel X Italia Srl	27,50%	27,50%
Seven Cowboy PPA LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	EGP North America PPA LLC	100,00%	100,00%
Seven Cowboy Wind Project Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Seven Cowboy Wind Project II LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Seven Cowboy Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Seven Cowboy Wind Project Holdings LLC	100,00%	100,00%
Seven Cowboys Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Shark Power 10 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,12%
Shark Power 4 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,12%
Shark Power 5 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,12%
Shark Power 6 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,12%
Shark Power 7 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,12%
Shark Power 8 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,12%
Shark Power 9 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,12%
Shark Power SLU	Madrid	ES	143.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Shepherd Pass Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Shiawassee Wind Project LLC	Wilmington	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Shield Energy Storage Project LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Shikhar Surya (One) Private Limited	Gurugram	IN	340.100.000	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Sicilhy Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
SIET - Società Informazioni Esperienze Termoidrauliche SpA	Piacenza	IT	697.820	EUR		Equity	Enel Innovation Hubs Srl	41,55%	41,55%
Silt Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Silver Dollar Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Silverware Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Sinergia EWR4	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Sinergia GP6 Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Sinergia GP7 Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Sistema Eléctrico de Conexión Valcaire SL	Madrid	ES	175.200	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	28,13%	19,72%
Sistemas Energéticos Mañón Ortigueira SA	Santiago de Compostela	ES	2.007.750	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	96,00%	67,31%
Skyview Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Skyview Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
SL Energy SAC	Lima	PE	1.000	SOL		Held for sale	Enel Generación Perú SAA	99,90%	71,55%
							Enel Perú SAC	0,10%	
Sleep Hollow Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Slovak Power Holding BV	Amsterdam	NL	25.010.000	EUR		Equity	Enel Produzione SpA	50,00%	50,00%
Slovenské elektrárne - Energetické Služby Sro	Bratislava	SK	4.505.000	EUR		Equity	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
Slovenské elektrárne AS	Bratislava	SK	1.269.295.725	EUR		Equity	Slovak Power Holding BV	66,00%	33,00%
Slovenské elektrárne Česká Republika Sro	Moravská Ostrava	CZ	295.819	CZK		Equity	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
Smoky Hill Holdings II LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Smoky Hills Wind Farm LLC	Topeka	US	-	USD		Integrale	EGPNA Project HoldCo 1 LLC	100,00%	100,00%
Smoky Hills Wind Project II LLC	Lenexa	US	-	USD		Integrale	EGPNA Project HoldCo 1 LLC	100,00%	100,00%
Snowy Knoll Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Snyder Wind Farm LLC	Hermleigh	US	-	USD		Integrale	Texkan Wind LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Socibe Energia SA	Niterói	BR	12.969.032	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Sociedad Agrícola de Cameros Ltda	Santiago del Cile	CL	5.738.046.495	CLP		Integrale	Enel Chile SA	57,50%	37,33%
Sociedad Eólica de Andalucía SA	Siviglia	ES	4.507.591	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	64,75%	45,40%
Sociedad Eólica el Puntal SL	Siviglia	ES	1.643.000	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	50,00%	35,06%
Sociedad Eólica Los Lances SA	Siviglia	ES	2.404.048	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	60,00%	42,07%
Società Elettrica Trigno Srl	Roma	IT	100.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Soetwater Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000	ZAR		Equity	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	55,00%	27,50%
Solana Renovables SL	Madrid	ES	6.246	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	39,90%	27,97%
Soliloquoy Ridge LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	100,00%	100,00%
Sona Enerjí Üretím Anoním Şírketí	Istanbul	TR	50.000	TRY		Integrale	Enel Green Power Turkey Enerjí Yatirimlari Anoním Şírketí	100,00%	100,00%
Sonak Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Sone Renewable Energy Private Limited	Gurgaon	IN	100.000	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Sotavento Galicia SA	Santiago de Compostela	ES	601.000	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	36,00%	25,24%
South Italy Green Hydrogen Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Equity	Enel Green Power Italia Srl	50,00%	50,00%
South Rock Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
South Sky Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Southern Star Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Southwest Transmission LLC	Cedar Bluff	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	100,00%	100,00%
Southwestern Rays Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Spartan Hills LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	100,00%	100,00%
Spinazzola SPV Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Spring Wheat Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Square Dance Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Sreeja Infrastructure Private Limited	Hyderabad	IN	100.000	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Stable Brook Storage Project Limited Partnership	Calgary	CA	-	CAD		Integrale	Enel Alberta Storage Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	100,00%
Stampede Solar Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Green Power Stampede Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Stampede Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Fence Post Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Star Catcher Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Star Energy Single Member PC	Maroussi	GR	63.010	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	50,00%
Station Tales Solar Limited Partnership	Calgary	CA	100	CAD		Integrale	Enel Alberta Solar Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	100,00%
Sterling and Wilson Enel X e-Mobility Private Limited	Mumbai	IN	90.000.000	INR		Equity	Enel X Way Srl	50,00%	50,00%
Stillman Valley Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Stillwater Woods Hill Holdings LLC	Wilmington	US	1	USD		Held for sale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Stipa Nayaá SA de Cv	Città del Messico	MX	1.811.016.347	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	55,21% 44,79%	99,99%
Stockyard Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Stone Belt Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Stonewood Desarrollos SLU	Madrid	ES	4.053.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Storey Plains Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Stormy Hills Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Strinestown Solar I LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Suave Energía S de RL de Cv	Città del Messico	MX	1.000	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Rinnovabile SA de Cv	0,10% 99,90%	100,00%
Sublunary Trading (RF) (Pty) Ltd	Bryanston	ZA	13.750.000	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	57,00%	57,00%
Sugar Pine Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Suggestion Power Unipessoal Ltda	Paço de Arcos	PT	50.000	EUR		Integrale	Endesa Generación Portugal SA	100,00%	70,12%
Suministradora Eléctrica de Cádiz SA	Cadice	ES	12.020.240	EUR		Equity	Endesa SA	33,50%	23,49%
Suministro de Luz y Fuerza SL	Barcellona	ES	2.800.000	EUR		Integrale	Hidroeléctrica de Catalunya SLU	60,00%	42,07%
Summit Energy Storage Inc.	Wilmington	US	1.000	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	75,00%	75,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Sun River LLC	Bend	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	100,00%	100,00%
Sun Rock Solar Limited Partnership	Calgary	CA	-	CAD		Integrale	Enel Alberta Solar Inc.	0,10%	100,00%
							Enel Green Power Canada Inc.	99,90%	
Sun Up Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Sun4 Koryta Spółka z Ograniczoną Odpowiedzialnością	Wrocław	PL	5.750	PLN		Integrale	S4ma Developments Spółka z Ograniczoną Odpowiedzialnośą	80,00%	80,00%
Sun4 Torzym Spółka z Ograniczoną Odpowiedzialnością	Wrocław	PL	5.750	PLN		Integrale	S4ma Developments Spółka z Ograniczoną Odpowiedzialnośą	80,00%	80,00%
Sundance Wind Project LLC	Dover	US	100	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Sunflower Prairie Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Swather Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Sweet Apple Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
TAE Technologies Inc.	Pauling	US	53.207.936	USD		-	Enel Produzione SpA	1,02%	1,02%
Tasseling Jewel Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Tauste Energía Distribuida SL	Saragozza	ES	60.508	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	51,00%	35,76%
Teal Canoe Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Tecnoguat SA	Città del Guatemala	GT	30.948.000	GTQ		Integrale	Enel Colombia SA ESP	75,00%	35,38%
Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica SA	Lisbona	PT	5.025.000	EUR		Equity	Endesa Generación SAU	43,75%	30,68%
Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	Città del Messico	MX	2.892.643.576	MXN		Equity	Enel Green Power SpA	32,90%	32,90%
Tera Renewables India Private Limited	Gurugram	IN	100.000	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Termica Colleferro SpA	Bologna	IT	6.100.000	EUR		Equity	Cogenio Srl	60,00%	12,00%
Termoeléctrica José de San Martín SA	Buenos Aires	AR	7.078.298	ARS		-	Enel Generación El Chocón SA	5,60%	3,03%
Termoeléctrica Manuel Belgrano SA	Buenos Aires	AR	7.078.307	ARS		-	Enel Generación El Chocón SA	6,23%	3,37%
Termotec Energía AIE in liquidazione	La Pobla de Vallbona	ES	481.000	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	45,00%	31,55%
Terrer Renovables SL	Madrid	ES	5.000	EUR		Equity	Baylio Solar SLU	11,66%	20,73%
							Dehesa de los Guadalupes Solar SLU	8,83%	
							Seguidores Solares Planta 2 SLU	9,08%	
Texas Sage Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Texkan Wind LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Texkan Inc.	100,00%	100,00%
Thar Surya 1 Private Limited	Gurgaon	IN	1.127.840	INR		Equity	Avikiran Surya India Private Limited	100,00%	51,00%
Thunder Ranch Wind Holdings I LLC	Dover	US	100	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Thunder Ranch Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Thunder Ranch Wind Project LLC	Dover	US	1	USD		Integrale	Thunder Ranch Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Thunderegg Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Thunderegg Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Tico Solar 1 SLU	Saragozza	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Tico Solar 2 SLU	Saragozza	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Tieton Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Tobivox (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	10.000.000	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
Toledo PV AIE	Madrid	ES	26.888	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	33,33%	23,37%
Toro Renovables 400 kV SL	Madrid	ES	3.000	EUR		Equity	FRV Zamora Solar 1 SLU	8,28%	5,81%
Torrepalma Energy 1 SLU	Madrid	ES	3.100	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Tradewind Energy Inc.	Wilmington	US	1.000	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Trading Post Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Trail Ride Canyon Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Transformadora Almodóvar Renovables SL	Siviglia	ES	5.000	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	60,53%	42,44%
Transportadora de Energía SA - TESA	Buenos Aires	AR	2.584.473.416	ARS		Held for sale	Enel Argentina SA	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	60,15%	
							Enel CIEN SA	39,85%	
Transportes y Distribuciones Eléctricas SA in liquidazione	Olot	ES	72.121	EUR		Integrale	Edistribución Redes Digitales SLU	73,33%	51,42%
Trévago Renovables SL	Madrid	ES	3.000	EUR		Equity	Furatena Solar 1 SLU	17,73%	24,89%
							Seguidores Solares Planta 2 SLU	17,77%	
Tsar Nicholas LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	100,00%	100,00%
Tulip Grove Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Tumbleweed Flat Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Tunga Renewable Energy Private Limited	Gurugram	IN	96.300.000	INR		Integrale	Avikiran Energy India Private Limited	100,00%	100,00%
TWE Franklin Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
TWE ROT DA LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Twin Lake Hills LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	100,00%	100,00%
Twin Saranac Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Tyme Srl	Bergamo	IT	100.000	EUR		Equity	Enel X Italia Srl	50,00%	50,00%
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	Las Palmas de Gran Canaria	ES	190.171.521	EUR		Integrale	Endesa Generación SAU	100,00%	70,12%
Upington Solar (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Usina Eólica Pedra Pintada A Ltda	Rio de Janeiro	BR	286.427.454	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Eólica Pedra Pintada B Ltda	Rio de Janeiro	BR	135.748.697	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Eólica Pedra Pintada C Ltda	Rio de Janeiro	BR	135.805.024	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Eólica Pedra Pintada D Ltda	Rio de Janeiro	BR	135.653.327	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Eólica Pedra Pintada E Ltda	Rio de Janeiro	BR	653	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Eólica Pedra Pintada F Ltda	Rio de Janeiro	BR	653.327	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Eólica Pedra Pintada G Ltda	Rio de Janeiro	BR	653.327	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Fotovoltaica Arinos E 11 Ltda	Rio de Janeiro	BR	249.033.267	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Fotovoltaica Arinos E 12 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Fotovoltaica Arinos E 13 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Fotovoltaica Arinos E 14 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Fotovoltaica Arinos E 15 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Fotovoltaica Arinos E 16 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Fotovoltaica Arinos E 17 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Fotovoltaica Arinos E 21 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Fotovoltaica Arinos E 22 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Fotovoltaica Arinos E 23 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Usina Fotovoltaica Arinos E 24 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
USME ZE SAS	Bogotà	CO	739.653.977	COP		Equity	Bogotá ZE SAS	100,00%	9,44%
Ustav Jaderného Výzkumu Rez AS	Řež	CZ	524.139.000	CZK		-	Slovenské elektrárne AS	27,77%	9,17%
Vayu (Project 1) Private Limited	Gurugram	IN	30.000.000	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Vektör Enerjí Üretím Anoním Şírketí	Istanbul	TR	3.500.000	TRY		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Velvet Wheat Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	7.315.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Ventos de Santa Esperança Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	4.727.414	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Ventos de Santo Orestes Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	1.754.031	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Ventos de São Cirilo Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	2.572.010	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Ventos de São Mário Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	2.492.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Ventos de São Roque Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	10.188.722	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Vientos del Altiplano SA de Cv	Città del Messico	MX	1.455.854.094	MXN		Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Villanueva Solar SA de Cv	Città del Messico	MX	205.316.027	MXN		Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Viruleiros SL	Santiago de Compostela	ES	160.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	67,00%	46,98%
Viva Labs AS	Oslo	NO	1.250.000	NOK		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Wagon Train Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Walking Horse Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Wapella Bluffs Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Waseca Solar LLC	Waseca	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Waypost Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Weber Energy Storage Project LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
West Faribault Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
West Waconia Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Western New York Wind Corporation	Albany	US	300	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Western Trails Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Wharton-El Campo Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
White Cloud Wind Holdings LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
White Cloud Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	White Cloud Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
White Peaks Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Whitetail Trails Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Whitney Hill Wind Power Holdings LLC	Andover	US	99	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Whitney Hill Wind Power LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Whitney Hill Wind Power Holdings LLC	100,00%	100,00%
Whittle's Ferry Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Wild Ox Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Wild Run LP	Alberta	CA	10	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	100,00%
Wild Six Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Wildcat Flats Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Wilderness Range Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Wildflower Flats Battery Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Wildflower Flats Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Wind Belt Transco LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Wind Parks Anatolis - Prinias Single Member SA	Maroussi	GR	15.803.388	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	50,00%
Wind Parks Katharas Single Member SA	Maroussi	GR	19.932.048	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	50,00%
Wind Parks Kerasias Single Member SA	Maroussi	GR	26.107.790	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	50,00%
Wind Parks Milias Single Member SA	Maroussi	GR	19.909.374	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	50,00%
Wind Parks Mitikas Single Member SA	Maroussi	GR	22.268.039	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	50,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Wind Parks Platanos Single Member SA	Maroussi	GR	13.342.867	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	50,00%
Wind Parks Spilias Single Member SA	Maroussi	GR	28.267.490	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	50,00%
Windbreaker Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Winter's Spawn LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	100,00%	100,00%
Wkn Basilicata Development PE1 Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Woods Hill Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Held for sale	Stillwater Woods Hill Holdings LLC	100,00%	100,00%
X-bus Italia Srl	Milano	IT	15.000	EUR		Equity	Enel X Italia Srl	20,00%	20,00%
Yacylec SA	Buenos Aires	AR	20.000.000	ARS		Held for sale	Enel Américas SA	33,33%	27,42%
Yedesa Cogeneración SA in liquidazione	Almeria	ES	234.395	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	40,00%	28,05%
Yellow Rose Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Yorktown Energy Storage 1 LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Zacapa Topco Sàrl	Lussemburgo	LU	29.970.000	EUR		-	Enel X International Srl	19,50%	19,50%
Zoo Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%

Concept design e realizzazione
Gpt Group

Revisione testi
postScriptum di **Paola Urbani**

Pubblicazione fuori commercio

A cura di
Comunicazione Enel

Enel
Società per azioni
Sede legale 00198 Roma
Viale Regina Margherita, 137
Capitale sociale Euro 10.166.679.946 i.v.
Registro Imprese di Roma, Codice Fiscale 00811720580
R.E.A. 756032 Partita IVA 15844561009

© Enel SpA
00198 Roma, Viale Regina Margherita, 137



enel.com