E-MARKET SDIR CERTIFIED



Relazione Finanziaria Annuale Consolidata 2021

enel

E-MARKET SDIR CERTIFIED



enel

Relazione Finanziaria Annuale Consolidata 2021

Il presente documento è predisposto in formato PDF allo scopo di agevolarne la lettura. Tale documento rappresenta una versione supplementare rispetto a quella ufficiale conforme alle disposizioni del Regolamento delegato (UE) 2019/815 della Commissione Europea (Regolamento ESEF - European Single Electronic Format) e disponibile sul sito internet della Società (www.enel.com), nonché presso il meccanismo di stoccaggio autorizzato denominato "eMarket STORAGE" (www.emarketstorage.com).

Enel is Open Power



PURPOSE

OPEN POWER FOR A BRIGHTER FUTURE.

WE EMPOWER SUSTAINABLE PROGRESS.

POSIZIONAMENTO

Open Power

VISIONE

Open Power per risolvere alcune tra le più grandi sfide del nostro mondo.



MISSIONE

- Apriamo l'accesso all'energia a più persone.
- Apriamo il mondo dell'energia alle nuove tecnologie.
- Ci apriamo a nuovi usi dell'energia.
- Ci apriamo a nuovi modi di gestire l'energia per la gente.
- Ci apriamo a nuove partnership.

COMPORTAMENTI

- Prende decisioni nell'attività quotidiana e se ne assume le responsabilità.
- Condivide le informazioni mostrandosi collaborativo e aperto al contributo degli altri.
- Mantiene gli impegni presi, portando avanti le attività con determinazione e passione.
- Modifica velocemente le sue priorità se cambia il contesto.
- Porta i risultati puntando all'eccellenza.
- Adotta e promuove comportamenti sicuri e agisce proattivamente per migliorare le condizioni di salute, sicurezza e benessere.
- Si impegna per l'integrazione di tutti, riconoscendo e valorizzando le differenze individuali (cultura, genere, età, disabilità, personalità ecc.).
- Nel suo lavoro è attento ad assicurare la soddisfazione dei clienti e/o dei colleghi, agendo con efficacia e velocità.
- Propone nuove soluzioni e non si arrende di fronte a ostacoli o insuccessi.
- Riconosce il merito dei colleghi e dà feedback che ne migliorano il contributo.

VALORI

- Fiducia
- Proattività
- Responsabilità
- Innovazione

Lettera agli azionisti e agli altri stakeholder



Michele Crisostomo

Presidente



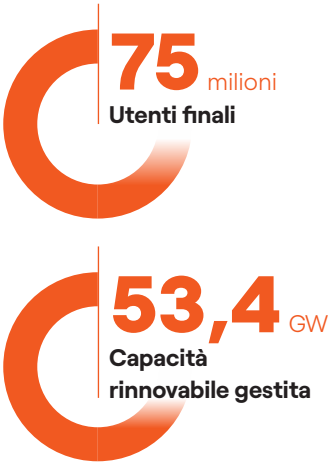
Francesco Starace

Amministratore Delegato
e Direttore Generale

Cari azionisti, cari stakeholder,

il 2021 è stato l'anno in cui il Gruppo Enel ha impresso una forte accelerazione alla sua strategia di transizione energetica verso un modello di business decarbonizzato basato sulla centralità del cliente.
Siamo il più grande operatore privato nel settore delle energie rinnovabili al mondo, con 53,4 GW di capacità gestita, e la più grande società privata di distribuzione di energia elettrica a livello globale, con oltre 75 milioni di utenti finali allacciati alle nostre reti, le più avanzate al mondo in termini di digitalizzazione. Inoltre, gestiamo la più estesa customer base tra le società private, con oltre 69 milioni di clienti.
Il nostro modello di business, interamente basato sulle piattaforme digitali, ci consente di cogliere in maniera ottimale le opportunità derivanti dalla transizione energetica in atto a livello globale.

La solida performance economico-finanziaria del Gruppo Enel nel corso del 2021 ha permesso di centrare gli obiettivi comunicati al mercato, tra cui l'EBITDA e l'utile netto ordinario.
La leadership del Gruppo in termini di sostenibilità è stata ancora una volta riconosciuta a livello mondiale anche dalla costante presenza in diversi importanti rating, indici e ranking di sostenibilità. Inoltre, Enel è stata confermata nei principali indici che monitorano la performance aziendale sulla diversità di genere.
Anche nel 2021 ci siamo confermati la prima utility europea per capitalizzazione di mercato e la seconda al mondo.



Il contesto macroeconomico

Il contesto economico mondiale nel 2021 ha testimoniato un generalizzato recupero su scala globale, con una crescita stimata del PIL mondiale di circa il 5,8% su base annuale supportata dalle politiche fiscali governative e dai forti stimoli delle banche centrali, così come dall'efficace campagna vaccinale messa in atto in molti Paesi a partire dal secondo trimestre dell'anno.
Negli Stati Uniti il PIL ha registrato un aumento del 5,7% su base annuale nel 2021, anche se il calo nei consumi privati e nella produzione industriale, la carenza di materie prime e i prezzi dell'energia in forte aumento hanno frenato l'economia negli ultimi mesi dell'anno.
Nell'Eurozona l'economia reale ha segnato una sostanziale ripresa nel 2021, con il PIL in crescita del 5,2% su base annuale, trainata da un forte recupero nel secondo e terzo trimestre ma con segnali di rallentamento nel quarto trimestre a causa dei repentini aumenti dei prezzi energetici e dell'introduzione di restrizioni sulle attività e sulla mobilità dovute alla forte diffusione della variante Omicron.

Similmente, in America Latina, l'andamento economico nel 2021 è stato fortemente condizionato dal progresso delle campagne vaccinali nazionali, con un aumento medio del PIL, nei principali Paesi di presenza, di quasi il 10% rispetto all'anno precedente.

La generale ripresa e le riaperture delle attività commerciali a inizio 2021 hanno generato forti squilibri tra domanda e offerta creando severe distorsioni sulle catene di approvvigionamento e, di conseguenza, causando pressioni inflattive che si sono successivamente riverberate sui prezzi dei beni intermedi e di consumo.
Nel corso del 2021 il mercato petrolifero ha visto una marcata crescita dei propri indici, dovuta all'ottimismo per la ripresa dell'attività economica, unita alle misure cautelative dell'OPEC per quanto riguarda i tagli alla produzione. Nel mercato del gas europeo si è registrata una elevata volatilità, determinata da fattori sia di domanda sia di offerta, che ha contribuito a un forte incremento dei prezzi nel quarto trimestre 2021. In aumento anche le quotazioni della CO_2, a seguito del forte commitment espresso dalle autorità europee, che hanno manifestato la volontà di abbattere le emissioni di CO_2 di almeno il 55% entro il 2030 determinando il rialzo del prezzo della commodity al di sopra degli 80 €/t a fine dicembre.
Le dinamiche rialziste registrate nel 2021 sui mercati delle commodity hanno determinato un forte aumento dei prezzi dell'energia elettrica in tutta Europa che, nel caso di Italia e Spagna, ha superato il 220% rispetto al 2020.

Il 2021 è stato un anno caratterizzato da forti rialzi anche per i prezzi dei principali metalli industriali. La ripresa delle attività economiche e l'avvio dei piani di investimento hanno spinto la domanda, mentre l'offerta, appesantita sia da criticità legate alla disponibilità sia da colli di bottiglia di natura logistica, si è trovata in difficoltà, generando scarsità sul mercato con conseguente forte rialzo dei prezzi.

Lo scenario mondiale, già caratterizzato dalla situazione di elevata volatilità dei prezzi, è stato ulteriormente scosso a febbraio 2022 dall'intervento militare russo in Ucraina. Un conflitto drammatico per le conseguenze sulla popolazione civile e con un effetto profondo sugli equilibri geopolitici, economici ed energetici mondiali, con ripercussioni importanti in particolar modo sulla sicurezza energetica dei Paesi dell'Unione Europea.

In questo scenario in continua evoluzione, il Gruppo monitora con attenzione il contesto internazionale valutando tempestivamente gli impatti sulle attività di business, sulla situazione finanziaria e sulla performance economica nei principali Paesi dell'Eurozona in cui è presente, con particolare riferimento alla minore disponibilità di approvvigionamento di materie prime dalle aree interessate dal conflitto e all'incremento generalizzato dei prezzi delle commodity.

I risultati economici

Utile netto ordinario

5,6
Miliardi di euro

+8%
rispetto al 2020

Nel 2021 il Gruppo Enel ha proseguito il proprio percorso di crescita centrando tutti gli obiettivi comunicati al mercato finanziario, nonostante il perdurare dell'instabilità legata alla pandemia da COVID-19 e lo scenario di incertezza dovuto alla volatilità nei prezzi delle materie prime.
In particolare, l'esercizio 2021 si è chiuso con un EBITDA ordinario pari a 19,2 miliardi di euro, con un incremento del 6,7% rispetto al 2020. L'utile netto ordinario, sul quale viene calcolato il dividendo, ha raggiunto i 5,6 miliardi di euro, in crescita dell'8% rispetto all'anno precedente. Il dividendo per il 2021 ammonta a 38 centesimi di euro per azione, in aumento del 6,1% rispetto al 2020. In termini di generazione di cassa, nel 2021 l'FFO è stato di circa il 3% superiore rispetto all'anno precedente nonostante gli impatti sul capitale circolante legati all'ancora instabile situazione macroeconomica. Il debito netto è pari a 52,0 miliardi di euro, inferiore alle previsioni precedentemente fornite al mercato.

Principali avvenimenti

Come nei precedenti anni, anche nel 2021 Enel ha raggiunto un nuovo record in termini di capacità di generazione da fonti rinnovabili, realizzando a livello globale 5.120 MW di nuova capacità rinnovabile che include per la prima volta 220 MW di batterie, continuando nel contempo ad accrescere la propria pipeline di progetti fino a 370 GW in tutto il mondo.
La capacità installata rinnovabile ha raggiunto i 53,4 GW compiendo un passo importante verso la decarbonizzazione completa del mix di generazione e dismettendo 1.983 MW di capacità installata[1] a carbone.
Il 2021 ha segnato per il secondo anno consecutivo il record in termini di energia prodotta da fonti rinnovabili con circa 118 TWh, pari al 51% della produzione totale di Gruppo.
Come risultato, il Gruppo ha ridotto le emissioni specifiche di CO_2, attestatesi a 227 gCO_{2eq}/kWh, in decremento del 45% rispetto al valore del 2017, confermando la

(1) 1.120 MW Litoral (Andalusia, Spagna), 548 MW La Spezia (Liguria, Italia) e 315 MW Unità 1 e 2 di Fusina (Veneto, Italia).

strada verso l'obiettivo certificato SBTi di 82 gCO_{2eq}/kWh entro il 2030.
Grazie agli investimenti sulle reti e al contestuale impulso alla digitalizzazione di sistemi e processi, abbiamo raggiunto 75 milioni di clienti connessi alle nostre reti, 60% dei quali dotato di smart meter, e superato 1 milione di prosumer (clienti che sono al contempo consumatori e produttori di energia elettrica) connessi alle reti del Gruppo. Inoltre, il volume di elettricità distribuita nelle nostre reti in tutto il mondo ha raggiunto 510 TWh nel 2021, superando i livelli registrati nel periodo pre-pandemico.
Per far fronte alle nuove esigenze di utilizzo della rete e al nuovo ruolo degli operatori di distribuzione elettrica (DSO), nel 2021 è stato lanciato, nell'ambito della COP26, il progetto Grid Futurability®, con il quale l'area di Global Infrastructure and Networks (GI&N) ha definito un percorso al 2030 per il rinnovo, il potenziamento, la digitalizzazione e l'espansione delle reti elettriche.
Il 2021 è stato un anno cruciale anche per l'avanzamento del progetto Grid Blue Sky, volto a ridisegnare il modello operativo con logica a piattaforma, rendendo le operazioni della rete significativamente più efficienti e abilitando nuovi servizi per i clienti.
Inoltre, nel corso del 2021 è stata lanciata Gridspertise, azienda nata dall'esperienza di successo del Gruppo nel campo dell'innovazione tecnologica e digitale delle reti di distribuzione con l'obiettivo di rendere disponibili le soluzioni innovative alle società di distribuzione terze per accelerare la transizione energetica.
Il Gruppo conferma la sua leadership nella gestione della più ampia base clienti del mondo con 16 retailer, 69 milioni di clienti commodity e 7 milioni di clienti "beyond commodity".
Al fine di semplificare l'esperienza dei clienti massimizzandone la soddisfazione, ad aprile è stata creata la Funzione di Servizio di Global Customer Operations con la responsabilità di gestire e ottimizzare i processi di attivazione, fatturazione, credito e customer care, facendo leva su un modello operativo a piattaforma.
Inoltre, per cogliere le incredibili opportunità offerte dal processo di elettrificazione che caratterizzerà il prossimo decennio, è stata creata una nuova unità organizzativa globale, Enel X Global Retail, con il compito di realizzare un'unica strategia commerciale e di marketing verso i clienti finali, integrando il mercato della commodity con le soluzioni "beyond commodity" offerte dai business di Enel X. La nostra leadership si fortifica nel segmento Business to Government, nei servizi di gestione attiva della domanda per i nostri clienti industriali e nelle soluzioni di stoccaggio dell'energia proprie del segmento Business to Business.
Nell'ottica di accelerare ulteriormente l'elettrificazione dei trasporti, abbiamo lanciato la nuova Enel X Way, con l'obiettivo di dare ancora più forza allo sviluppo della mobilità elettrica, business chiave per la transizione energetica.
Nell'ambito delle operazioni straordinarie, a dicembre 2021 ha avuto luogo il closing dell'operazione di cessione del 50% del capitale sociale di Open Fiber, detenuto da Enel, a favore di Macquarie Infrastructure and Real Assets e di CDP Equity, che ne hanno rilevato rispettivamente il 40% e il 10%.
Dal punto di vista finanziario si registra l'emissione, il 4 marzo 2021, di un'obbligazione ibrida perpetua equity-accounted per un importo di 2,25 miliardi di euro. L'operazione ha aumentato il portafoglio ibrido del Gruppo, portandolo a circa 5,6 miliardi di euro, rafforzando e ottimizzando ulteriormente la struttura patrimoniale del Gruppo.
Nel periodo compreso tra giugno e settembre 2021 sono stati emessi da parte di Enel prestiti obbligazionari "sustainability linked" in euro e in dollari statunitensi per un importo totale equivalente a circa 10,1 miliardi di euro. Tali emissioni sono legate al raggiungimento dell'obiettivo di sostenibilità di Enel relativo alla riduzione di emissioni dirette di gas serra (Scope 1), e in linea con il "Sustainability-Linked Financing Framework" del Gruppo, aggiornato a gennaio 2021.
Contestualmente, Enel ha eseguito operazioni di riacquisto e cancellazione di prestiti obbligazionari in circolazione non legati al perseguimento di obiettivi SDG



10,1
miliardi di euro
Prestiti obbligazionari "sustainability linked" emessi tra giugno e settembre 2021

55%
Finanziamenti sostenibili su indebitamento lordo totale

tramite due operazioni di offerta pubblica di acquisto volontaria e l'esercizio di apposite opzioni di riacquisto per un importo complessivo in euro pari a circa 7,4 miliardi. I programmi di emissione e riacquisto 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 55%, riducendo contestualmente il costo dell'indebitamento del Gruppo all'attuale 3,5%. Inoltre, il 5 marzo 2021 Enel ha firmato con un pool di banche una linea di credito revolving per un importo pari a 10 miliardi di euro e con durata di cinque anni. La linea di credito è legata al Key Performance Indicator (KPI) relativo alle emissioni dirette di gas a effetto serra.

Strategia e previsioni per il 2022-2024

Nello scorso decennio abbiamo visto come lo sviluppo delle rinnovabili sia stato il trend dominante nella generazione di energia grazie alla riduzione dei costi, consentendo alla decarbonizzazione di procedere a un ritmo più spedito.
Allo stesso modo ci aspettiamo che il processo di elettrificazione caratterizzi il decennio in corso, delineandosi come elemento cruciale per evitare le gravi conseguenze di un aumento della temperatura superiore a 1,5 °C rispetto ai livelli preindustriali.
Attraverso l'elettrificazione, infatti, i clienti convertiranno gradualmente i propri consumi energetici verso il vettore elettricità, con miglioramenti a livello di spesa, efficienza, emissioni e stabilità dei prezzi.

210
miliardi di euro
Investimenti diretti e di terze parti al 2030

Con il nuovo Piano Strategico il Gruppo ha confermato il percorso verso il 2030 già tracciato, incrementando del 6% gli investimenti previsti nel precedente piano industriale fino a circa 210 miliardi di euro tra investimenti diretti e di terze parti.
Il Gruppo ha confermato l'utilizzo di due modelli di business differenti (Ownership e Stewardship) per il raggiungimento degli obiettivi definiti, da applicare a seconda della geografia di interesse e del contesto operativo.
La strategia e il posizionamento del Gruppo previsto al 2030 hanno consentito di anticipare di 10 anni, dal 2050 al 2040, l'impegno "Net Zero" sia per le emissioni dirette sia per quelle indirette. In particolare, relativamente alla generazione di energia e alla vendita di elettricità e gas naturale ai clienti finali, Enel si è impegnata a raggiungere un valore di zero emissioni, senza ricorrere a misure di rimozione della CO_2 o soluzioni nature-based come la riforestazione.
Il Piano tramite il quale il Gruppo prevede di anticipare questo ambizioso traguardo si basa sull'implementazione di alcuni fondamentali passaggi strategici: (i) la previsione di abbandonare la generazione a carbone entro il 2027 e quella a gas entro il 2040, sostituendo il portafoglio termoelettrico con nuova capacità rinnovabile oltre ad avvalersi dell'ibridazione delle rinnovabili con soluzioni di accumulo; (ii) entro il 2040 l'elettricità venduta dal Gruppo sarà prodotta al 100% da rinnovabili ed entro lo stesso anno il Gruppo uscirà dall'attività di vendita retail di gas.
A supporto dei target di lungo termine, nel periodo 2022-2024 il Gruppo prevede di investire direttamente circa 45 miliardi di euro, di cui 43 miliardi di euro attraverso il modello di Ownership, prevalentemente nella crescita e nel miglioramento delle reti e nello sviluppo delle rinnovabili, e circa 2 miliardi di euro attraverso quello di Stewardship, mobilitando al contempo 8 miliardi di euro di terze parti.
Circa il 94% degli investimenti 2022-2024 su base consolidata risulta in linea con gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) delle Nazioni Unite e si stima che tali investimenti

saranno allineati ai criteri della tassonomia europea in una percentuale superiore all'85%.
Il Gruppo prevede di incrementare la capacità rinnovabile gestita a circa 77 GW a fine 2024, arrivando quindi ad avere circa il 77% della produzione a zero emissioni, con una diminuzione delle emissioni specifiche di gas serra di oltre il 35% nello stesso periodo.
Nelle reti di distribuzione l'accelerazione degli investimenti, grazie anche alle opportunità create dai Piani Nazionali di Ripresa e Resilienza lanciati dall'Unione Europea, porterà a una crescita della Regulated Asset Base (RAB) di Gruppo del 14%, che raggiungerà circa 49 miliardi di euro nel 2024, consentendo di raggiungere un totale di circa 81 milioni di clienti serviti, 4 dei quali grazie all'applicazione del modello di Stewardship.
La centralità dei nostri clienti nel modello di business del Gruppo rende un punto fermo del nostro Piano il margine integrato, ovvero il margine derivante dalla vendita di energia prodotta e acquistata, la cui corretta gestione presuppone di ottimizzare congiuntamente sia la fase di vendita sia quella di approvvigionamento. Rispetto ai risultati 2021 prevediamo che il margine integrato cresca di 1,6 volte entro il 2024. Ciò sarà accompagnato da una diminuzione di circa il 15% del costo complessivo dell'energia venduta rispetto al 2021.
Quanto ai risultati, il Gruppo prevede che nel 2024 l'EBITDA ordinario raggiunga un valore compreso tra i 21,0 e i 21,6 miliardi di euro, crescendo di circa l'11% rispetto ai risultati conseguiti nel 2021. Al contempo, si prevede che l'utile netto ordinario aumenti di circa il 20% dai 5,6 miliardi di euro nel 2021 a un valore compreso fra 6,7 e 6,9 miliardi di euro nel 2024.
La politica dei dividendi di Enel per il periodo resta semplice, prevedibile e attraente. È previsto che gli azionisti ricevano un dividendo per azione (DPS) fisso che si prevede cresca del 13% dal 2021 al 2024, fino a raggiungere 0,43 €/azione.

Indice

LETTERA AGLI AZIONISTI E AGLI ALTRI STAKEHOLDER 6

RELAZIONE SULLA GESTIONE

BASIS OF PRESENTATION 14

1.



GRUPPO ENEL 20

Highlights 22

World Economic Forum (WEF) 26

Tassonomia dell'Unione Europea 28

Il processo di creazione del valore e il modello di business 31

Localizzazione geografica di Enel 36

2.



GOVERNANCE 38

Gli azionisti di Enel 40

Organi sociali 42

Sistema di corporate governance e assetto dei poteri di Enel 44

Modello organizzativo di Enel 51

Il sistema di incentivazione 54

Valori e pilastri dell'etica aziendale 55

3.



STRATEGIA DEL GRUPPO E GESTIONE DEL RISCHIO 58

La strategia del Gruppo 60

Scenario di riferimento 74

- Il contesto macroeconomico 74
- Il settore dell'energia 76
- Cambiamento climatico e scenari di lungo termine 79
- Valutazione dei rischi e delle opportunità legati al Piano Strategico 96

Risk management 98

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

BILANCIO CONSOLIDATO



LE PERFORMANCE DEL GRUPPO **130**

Definizione degli indicatori di performance 132

Risultati del Gruppo 134

Valore economico generato e distribuito per gli stakeholder 162

Analisi patrimoniale e finanziaria del Gruppo 163

Risultati economici per Linea di Business 170

Il titolo Enel 205

Innovazione e digitalizzazione 208

Centralità delle persone 212

Fatti di rilievo del 2021 223

Aspetti normativi e tariffari 231



PROSPETTIVE FUTURE **252**

Prevedibile evoluzione della gestione 254

Altre informazioni 256



BILANCIO CONSOLIDATO **260**

Prospetti contabili consolidati 262

Note di commento 269

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto 442

RELAZIONI **443**

Relazione del Collegio Sindacale 443

Relazione della Società di revisione 459

ALLEGATI **466**

Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2021 466

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-sostenibile; nonché di presentare i risultati e le prospettive di medio e lungo termine del modello di business sostenibile e 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 di tutti gli 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 sostenibile e integrato e del relativo processo di creazione del valore nel medio e nel lungo termine, includendo le informazioni finanziarie e non-finanziarie qualitative e quantitative ritenute più rilevanti in base a un materiality assessment, che tiene in considerazione anche le aspettative di tutti gli 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 sulla politica in materia di remunerazione

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

Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari

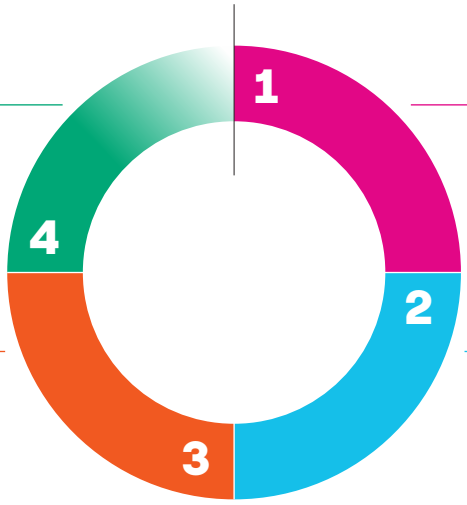
Descrive il Sistema di Corporate Governance di Enel ai sensi degli artt. 123 *bis* del Testo Unico della Finanza e 144 *decies* del Regolamento Emittenti CONSOB



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 tutti 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, in un'ottica di creazione di valore condiviso.
Le informazioni finanziarie e non finanziarie 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 consolidato" 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, inclusi nel Piano Strategico di Gruppo (ossia, "Affordable and Clean Energy" (SDG 7); "Industry, Innovation and Infrastructure" (SDG 9), "Sustainable Cities and Communities" (SDG 11), "Climate Action" (SDG 13)), e delle 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 per i cui dettagli si rinvia alla nota metodologica (c.d. "double materiality") del 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 non-financial reporting.
Si evidenzia che ai fini della predisposizione delle informazioni di sostenibilità soprattutto quantitative, il Gruppo applica principalmente quanto previsto dallo Standard 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 "Towards Common Metrics and Consistent Reporting of Sustainable Value Creation" del World Economic Forum (WEF), il cui dettaglio è evidenziato nel successivo 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:



Governance

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

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 maggiormente 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 in riferimento all'attuale scenario di transizione energetica

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

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 (denominata secondo i quattro pillar della Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD): 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 TCFD, 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", le quali evidenziano che tale rischio 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, a partire dal 2020 il Gruppo Enel predispone una matrice che evidenzia le relazioni tra:

- gli obiettivi strategici e il contributo di Enel al raggiungimento degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite (SDG) e in particolare dei quattro obiettivi cardine del Piano Strategico (ossia, SDG 7, SDG 9, SDG 11 e SDG 13);
- la governance, la strategia del Gruppo e la gestione del rischio, le performance del gruppo e le prospettive future per ciascuna Linea di Business.

ENEL GREEN POWER AND THERMAL GENERATION
&
GLOBAL ENERGY AND COMMODITY MANAGEMENT

RETAIL

ENEL X

GLOBAL INFRASTRUCTURE AND NETWORKS

GENERAZIONE E TRADING

CLIENTI

DISTRIBUZIONE

- Gli azionisti di Enel (p. 40)
- Organi sociali (p. 42)
- Il sistema di corporate governance e assetto dei poteri di Enel (p. 44)
- Il modello organizzativo di Enel (p. 51)
- Il sistema di incentivazione (p. 54)
- Valori e pilastri dell'etica aziendale (p. 55)

OPEN POWER FOR A BRIGHTER FUTURE.
WE EMPOWER SUSTAINABLE PROGRESS.

"IL DECENNIO DELL'ELETRIFICAZIONE" (p. 61)

I. Allocare capitale a supporto di una fornitura di elettricità decarbonizzata

II. Abilitare l'elettrificazione della domanda di energia dei clienti

III. Fare leva sulla creazione di valore lungo tutta la value chain

IV. Anticipare gli obiettivi di "Net Zero" sostenibile al 2040

Gestione del rischio	Le performance del Gruppo	Prospettive future
Strategici (p. 102) • Evoluzioni legislative e regolatorie • Tendenze macroeconomiche e geopolitiche • Rischi e opportunità strategiche legati al cambiamento climatico • Panorama competitivo **Finanziari** (p. 121) • Tasso di interesse • Commodity • Tasso di cambio • Credito e Controparte • Liquidità **Tecnologia Digitale** (p. 124) • Cyber security • Digitalizzazione, Efficacia IT e Continuità del servizio **Operativi** (p. 125) • Salute e sicurezza • Ambiente • Procurement, logistica e supply chain • Persone e organizzazione **Compliance** (p. 128) • Protezione dati	Valore economico generato e distribuito per gli stakeholder (p. 162) Innovazione e digitalizzazione (p. 208) **ENEL GREEN POWER** (p. 180) 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. 174) 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 Valore economico generato e distribuito per gli stakeholder (p. 162) Innovazione e digitalizzazione (p. 208) **MERCATI FINALI** (p. 194) Dati operativi • Vendite di energia elettrica • Vendite di gas naturale Risultati economici • Ricavi • Margine operativo lordo ordinario • Risultato operativo ordinario • Investimenti Valore economico generato e distribuito per gli stakeholder (p. 162) Innovazione e digitalizzazione (p. 208) **ENEL X** (p. 198) Dati operativi • Demand response • Punti luce • Storage • Punti di ricarica Risultati economici • Ricavi • Margine operativo lordo ordinario • Risultato operativo ordinario • Investimenti Valore economico generato e distribuito per gli stakeholder (p. 162) Innovazione e digitalizzazione (p. 208) **INFRASTRUTTURE E RETI** (p. 188) 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	• Allocare capitale a supporto di una fornitura di energia elettrica decarbonizzata (p. 254) • Abilitare l'elettrificazione della domanda di energia dei clienti (p. 254) • Fare leva sulla creazione di valore lungo tutta la value chain (p. 254) • Anticipare gli obiettivi di "Net Zero" sostenibile (p. 254) **2020-2030** Come risultato delle linee strategiche di cui sopra, l'EBITDA ordinario del Gruppo previsto in aumento del 5-6% in termini di tasso annuo di crescita composto (CAGR), a fronte di un utile netto ordinario di Gruppo previsto in aumento del 6-7%, sempre in termini di CAGR. **2022-2024** Si prevede che nel 2024 l'EBITDA ordinario di Gruppo raggiunga i 21-21,6 miliardi di euro, rispetto ai 19,2 miliardi di euro nel 2021. L'utile netto ordinario di Gruppo è atteso in crescita a 6,7-6,9 miliardi di euro nel 2024, rispetto ai 5,6 miliardi di euro nel 2021. La politica dei dividendi di Enel per il periodo 2022-2024 rimane semplice, prevedibile e interessante. previsto che gli azionisti ricevano un dividendo per azione (DPS) fisso che si prevede cresca del 13% dal 2021 al 2024, fino a raggiungere 0,43 €/azione. **2022** • Accelerazione degli investimenti nelle energie rinnovabili a supporto della crescita industriale e nell'ambito delle politiche di decarbonizzazione seguite dal Gruppo. • Maggiori investimenti nelle reti di distribuzione con l'obiettivo di migliorare la qualità del servizio e aumentare la flessibilità e resilienza della rete. • Incremento degli investimenti dedicati all'elettrificazione dei consumi, con l'obiettivo di valorizzare la crescita della base clienti, nonché al continuo efficientamento, sostenuto dallo sviluppo di piattaforme globali di business. • Si prevede un EBITDA ordinario di 19-19,6 miliardi di euro e un utile netto ordinario di 5,6-5,8 miliardi di euro.

1. Gruppo Enel

La catena del valore e il modello di business

Rappresentazione integrata di come il Gruppo trasforma le risorse disponibili in outcome e valore creato per gli stakeholder perseguendo prioritariamente gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) 7, 9, 11 e 13.

Le metriche del WEF e la tassonomia europea

Un'informativa chiara, trasparente e comparabile attraverso le metriche del WEF e la tassonomia europea.

Sviluppo sostenibile in 5 continenti

Il Gruppo Enel è presente in 47 Paesi con più di 1.000 società.



Highlights





Ricavi

Ricavi del Gruppo[1] [2]

+33,3%

88.006 milioni di euro

66.004 nel 2020

MARGINE OPERATIVO LORDO[2]

+3,9%

17.567 milioni di euro

16.903 nel 2020

MARGINE OPERATIVO LORDO ORDINARIO[2]

+6,6%

19.210 milioni di euro

18.027 nel 2020



Risultati

Risultato netto del Gruppo

+22,2%

3.189 milioni di euro

2.610 nel 2020

RISULTATO NETTO DEL GRUPPO ORDINARIO

+7,6%

5.593 milioni di euro

5.197 nel 2020

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

+14,4%

51.952 milioni di euro

45.415 nel 2020



Investimenti

Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali[3]

+27,5%

12.997 milioni di euro

10.197 nel 2020

CASH FLOW DA ATTIVITÀ OPERATIVA

-12,5%

10.069 milioni di euro

11.508 nel 2020



Persone

Dipendenti del Gruppo

-0,7%

66.279 numero dipendenti

66.717 nel 2020

INFORTUNI "LIFE CHANGING" ENEL[4]

1 numero dipendenti

- nel 2020

(1) I dati relativi all'esercizio 2020 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value, alla fine del periodo, dei contratti outstanding per compravendita di commodity regolate con consegna fisica; tale diversa classificazione non ha comportato effetti sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del Bilancio consolidato.

(2) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 87 milioni di euro nel 2020, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del Bilancio consolidato.

(3) Il dato del 2021 non include 111 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(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

OBIETTIVI PER LO SVILUPPO SOSTENIBILE

Global Power Generation

POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA TOTALE

+3,7%

87,1 GW

84,0 nel 2020

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA

+7,5%

222,6 TWh

207,1 nel 2020

7 ENERGIA PULITA E ACCESSIBILE

POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA RINNOVABILE

+11,3%

50,1 GW

45,0 nel 2020

POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA RINNOVABILE SU TOTALE

+7,3%

57,5 %

53,6 nel 2020

POTENZA EFFICIENTE INSTALLATA AGGIUNTIVA RINNOVABILE

+78,0%

5,18 GW

2,91 nel 2020

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA RINNOVABILE

+3,2%

108,8 TWh

105,4 nel 2020

13 LOTTA CONTRO IL CAMBIAMENTO CLIMATICO

EMISSIONI DIRETTE DI GAS SERRA - SCOPE 1 - SPECIFICHE[1] [2]

+5,1%

227 gCO_{2eq}/kWh

216 nel 2020

(1) I valori relativi ai dati 2020 sono stati modificati a seguito dell'applicazione della nuova metodologia di calcolo derivante dall'implementazione del progetto "Net Zero".

(2) Le emissioni specifiche sono calcolate considerando il totale delle emissioni dirette (Scope 1) rapportate al totale della produzione rinnovabile, nucleare e termoelettrica, compreso il contributo del calore.

Global Infrastructure and Networks

UTENTI FINALI

+1,2%

75.178.777 n.

74.303.931 nel 2020

9 IMPRESE, INNOVAZIONE E INFRASTRUTTURE

RETE DI DISTRIBUZIONE E TRASMISSIONE DI ENERGIA ELETTRICA

+0,1%

2.233.368 km(3)

2.232.023 nel 2020

ENERGIA TRASPORTATA SULLA RETE DI DISTRIBUZIONE DI ENEL

+5,2%

510,3 TWh(3)

485,2 nel 2020

UTENTI FINALI CON SMART METER ATTIVI

+1,5%

44.968.974 n.(3)(4)

44.293.483 nel 2020

Retail

ENERGIA VENDUTA DA ENEL

+3,8%

309,4 TWh

298,2 nel 2020

CLIENTI RETAIL

-0,3%

69.342.818 n.

69.517.932 nel 2020

di cui mercato libero

+8,3%

24.839.600 n.(3)

22.931.809 nel 2020

Enel X

11 CITTÀ E COMUNITÀ SOSTENIBILI

STORAGE

+205%

375 MW

123 nel 2020

PUNTI DI RICARICA

+49,6%

157.209 n.(3)

105.079 nel 2020

DEMAND RESPONSE

+27,7%

7.713 MW

6.038 nel 2020

(3) I dati del 2020 tengono conto di una loro più puntuale determinazione.
(4) Di cui smart meter di seconda generazione 23,5 milioni nel 2021 e 18,2 milioni nel 2020.

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.

WORLD ECONOMIC FORUM			Relazione finanziaria annuale consolidata integrata 2021				
Pillar	**Theme**	**21 CORE KPI**	**KPI rappresentativi dei 21 CORE KPI del WEF**	**2021**	**2020**	**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					Enel is Open Power
	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 stakeholder					capitolo "Basis of presentation"
	Ethical behavior	Anti-corruption	Dipendenti che hanno ricevuto la formazione sulle politiche e procedure anticorruzione (%)	30,3	40,0	(9,7)	capitolo "Valori e pilastri dell'etica aziendale" nella sezione "Governance"
			Violazioni accertate per conflitto di interesse/corruzione (n.)	7	2	5	
		Protected ethics advice and reporting mechanisms	Segnalazioni ricevute per violazioni del Codice Etico	153	151	2	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})	51,6	45,7	5,9	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})	4,3	4,1	0,2	
			Emissioni indirette di gas serra - Scope 2 - Acquisto di energia dalla rete (market based) (mln t_{eq})	7,1	6,9	0,2	
			Emissioni indirette di gas serra - Scope 3 (mln t_{eq})	69,1	64,9	4,2	
		TCFD implementation					sezioni "Governance", "Strategia del Gruppo e gestione del rischio", "Le performance del Gruppo", "Prospettive future"
	Nature loss	Land use and ecological sensitivity	Habitat recuperati (ha)	9.092	4.356	4.736	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)	55,6	51,5	4,1	capitolo "Lotta al cambiamento climatico e sostenibilità ambientale" nella sezione "Le performance del Gruppo"
			Prelievo di acqua in zone water stressed (%)	27,4	23,3	4,1	
			Consumo di acqua totale (mln m^3)	26,3	20,4	5,9	
			Consumo di acqua in zone water stressed (%)	33,8	31,6	2,2	

E-MARKET SDIR CERTIFIED

WORLD ECONOMIC FORUM

Pillar	Theme	21 CORE KPI	KPI rappresentativi dei 21 CORE KPI del WEF	2021	2020	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 (%)	22,5	21,5	1,0	capitolo "Centralità delle persone" nella sezione "Le performance del Gruppo"
		Pay equality	Equal Remuneration Ratio (%)	81,1	83,3	(2,2)	capitolo "Centralità delle persone" nella sezione "Le performance del Gruppo"
		Wage level	CEO Pay Ratio (%) (1)	91,0	145,0	(54,0)	
		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" nella sezione "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.)	0,024	0,008	0,016	
			Infortuni "Life Changing" - Enel (n.)	1	-	1	
			Indice di frequenza infortuni "Life Changing" - Enel (i.)	0,008	-	0,008	
	Skills for the future	Training provided	Numero medio di ore di training per dipendente (h/*pro capite*)	44,6	40,9	3,7	capitolo "Centralità delle persone" nella sezione "Le performance del Gruppo"
			Costo per la formazione dei dipendenti (milioni di euro)	23	19	4	
Prosperity	Employment and wealth generation	Absolute number and rate of employment	Persone assunte (n.)	5.401	3.131	2.270	capitolo "Centralità delle persone" nella sezione "Le performance del Gruppo"
			Tasso di ingresso (%)	8,1	4,7	3,4	
			Cessazioni (n.)	5.862	3.696	2.166	
			Turnover (%)	8,8	6,0	2,8	
		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)	12.997	10.197	2.800	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	5.054	4.755	299	Bilancio consolidato
	Innovation in better products and services	Total R&D expenses	Investimenti in ricerca e sviluppo (milioni di euro)	130	111	19	capitolo "Innovazione e digitalizzazione" nella sezione "Le performance del Gruppo"
	Community and social vitality	Total tax paid	Totale tasse pagate (milioni di euro) (2)	4.127	4.260	(133)	capitolo "Valore economico generato e distribuito per gli stakeholder" nella sezione "Le performance del Gruppo"

(1) Rapporto tra la remunerazione totale dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale di Enel e la remunerazione annua lorda media dei dipendenti del Gruppo. L'importo dell'anno 2020 è stato rideterminato per tener conto dei tassi di cambio al 2021.
(2) L'importo corrisponde al "Total Tax Borne" che rappresenta i costi per le imposte sostenuti dal Gruppo, per maggiori approfondimenti si rimanda al Bilancio di Sostenibilità 2020 e alla Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario. Si segnala che il dato del 2020 tiene conto di una più puntuale determinazione.

Tassonomia dell'Unione Europea

La tassonomia europea è stata adottata dall'Unione Europea con il Regolamento 2020/852, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea il 22 giugno 2020 ed entrato in vigore il 12 luglio dello stesso anno, e definisce sei obiettivi ambientali per identificare le attività economiche sostenibili dal punto di vista ambientale: mitigazione dei cambiamenti climatici; adattamento ai cambiamenti climatici; uso sostenibile e protezione delle acque e delle risorse marine; transizione verso un'economia circolare; prevenzione e riduzione dell'inquinamento; e protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi.
Pertanto, un'attività economica è definita sostenibile dal punto di vista ambientale se:

- contribuisce in modo sostanziale al raggiungimento di uno o più dei sei obiettivi ambientali;
- non arreca un danno significativo a nessuno degli obiettivi ambientali (Do No Significant Harm, DNSH);
- è svolta nel rispetto delle garanzie minime di salvaguardia.

La tassonomia europea fornisce un sistema di classificazione, standardizzato e basato sulla scienza, per identificare le attività economiche sostenibili dal punto di vista ambientale e quindi agisce come un importante fattore abilitante per promuovere gli investimenti sostenibili e accelerare la decarbonizzazione dell'economia europea, creando al contempo sicurezza e trasparenza per gli investitori e supportando le aziende nella pianificazione della transizione "Net Zero".

Nonostante il regolamento della tassonomia preveda l'obbligo per le aziende di dichiarare l'allineamento alla tassonomia a partire da gennaio 2022, Enel si è posizionata come capofila e ha deciso di dare evidenza della sua adozione già nelle precedenti pubblicazioni Bilancio di Sostenibilità 2020 e Relazione finanziaria annuale consolidata 2020, oltre che durante i Capital Markets Day 2020 e 2021. Si fa presente che la rendicontazione della tassonomia UE ai sensi del regolamento UE e dell'atto delegato è riportata integralmente nel Bilancio di Sostenibilità 2021 - Dichiarazione di carattere non finanziario ai sensi del Regolamento (UE) 2020/852.

Il processo di implementazione della tassonomia europea in Enel



Attraverso un processo supervisionato da CEO e top management, coinvolgendo le competenti funzioni a livello aziendale e di Paese nonché tutte le Linee di Business, sono state definite cinque fasi per analizzare l'applicabilità della tassonomia europea lungo l'intera catena del valore e in tutti i Paesi in cui opera il Gruppo.

1. **Identificazione delle attività economiche ammissibili**: sono state identificate tutte le attività all'interno del portafoglio del Gruppo incluse nell'Atto Delegato sul Clima. Il processo è stato condotto considerando esclusivamente l'obiettivo di mitigazione del cambiamento climatico in quanto scopo più materiale in riferimento al modello di business del Gruppo Enel e del settore di appartenenza.

2. **Analisi del contributo sostanziale**: le attività ammissibili individuate nella fase precedente sono state analizzate approfonditamente per verificarne la rispondenza ai criteri tecnici specifici stabiliti per misurare il contributo sostanziale alla mitigazione del cambiamento climatico. L'analisi è stata condotta seguendo i criteri presenti nell'Atto Delegato sul Clima, ovvero:
   - analisi a livello tecnologico per le attività di generazione di energia. La soglia di 100 $gCO2_{eq}$/kWh misurata in base al ciclo di vita è stata rispettata secondo il seguente approccio tecnologico:
     - carbone e combustibili fossili liquidi: tecnologia esclusa dalla tassonomia europea;
     - gas e nucleare: il 2 febbraio 2022 la Commissione Europea ha approvato in linea di principio un Atto Delegato Complementare sul clima che include, a condizioni rigorose, nell'elenco delle attività economiche coperte dalla tassonomia europea le attività riferite a energia nucleare e gas. Al momento della pubblicazione del presente Bilancio, l'Atto Delegato Complementare è in fase di approvazione/rifiuto da parte del Parlamento Europeo e del Consiglio. In tale contesto, la normativa non è ancora finalizzata e quindi la produzione di energia elettrica da attività gas e nucleare è stata considerata come "non ammissibile";
     - eolico, solare e accumulo di energia: sono esenti dalla verifica della soglia di intensità di carbonio in ragione del loro contributo sostanziale alla mitigazione del cambiamento climatico;
     - energia idroelettrica: la soglia di intensità di carbonio è stata verificata solo in quelle centrali la cui densità di potenza è inferiore a 5 W/m^2.Tutte le centrali con densità di potenza superiore a 5 W/m^2 così come gli impianti ad acqua fluente e quelli di pompaggio sono esenti dalla verifica della soglia;
     - geotermico: la soglia è stata verificata effettuando valutazioni del ciclo di vita certificate da terze parti indipendenti.
   - analisi a livello geografico e di sistema per le attività di trasmissione e distribuzione di energia elettrica. Ai fini della classificazione delle attività come ammissibili è stato verificato, in tutti gli otto Paesi in cui Enel distribuisce energia elettrica, il rispetto di uno dei seguenti criteri di screening tecnici:
     - il DSO (Distribution System Operator), che costituisce il sistema interconnesso europeo;
     - il DSO non europeo, che appartiene ai Paesi con oltre il 67% della nuova capacità di produzione del sistema al di sotto del valore soglia per la generazione, pari a 100 gCO_{2eq}/kWh, misurato sulla base del ciclo di vita, nel periodo 2016-2020;
     - il fattore medio di emissione della rete DSO non europea inferiore al valore soglia di 100 gCO_{2eq}/kWh, misurato sulla base del ciclo di vita, secondo criteri di produzione di energia elettrica, nel periodo 2016-2020.

     Le infrastrutture costruite nel 2021 e dedicate alla realizzazione di un collegamento diretto o all'ampliamento di un collegamento diretto esistente tra una sottostazione o la rete e un impianto di produzione di energia elettrica che supera la soglia di intensità di emissioni di 100 gCO_{2eq}/kWh misurati sulla base del ciclo di vita sono state identificate ed escluse dalle attività allineate dei DSO;
   - analisi a livello di cluster di prodotto per la Linea di Business di Enel X. È stata effettuata un'analisi completa del portafoglio Enel X, classificando le attività ammissibili nei settori individuati nell'Atto Delegato sul Clima, come le costruzioni e le attività immobiliari, i trasporti o le attività professionali, scientifiche e tecniche;
   - analisi degli approvvigionamenti per le attività di vendita al dettaglio di energia. La quantità di energia venduta in Italia e Spagna dalle società che si occupano della vendita di energia, supportata da Certificati di Origine, è stata calcolata e considerata allineata alla tassonomia europea per la sua correlazione con i criteri di screening tecnico stabiliti nell'Atto Delegato sul Clima per la produzione di energia.

3. **Valutazione del principio di non arrecare danni significativi agli altri obiettivi (Do No Significant Harm – DNSH)**: è stata eseguita un'analisi delle procedure ambientali esistenti per verificare il rispetto dei criteri qualitativi DNSH per ciascuna tecnologia (per le attività di generazione di energia), regione (per le attività di trasmissione e distribuzione) e livello di cluster di prodotto (per attività della Linea di Business Enel X), adattate ai requisiti specifici previsti per ciascun obiettivo ambientale.

4. **Due diligence delle garanzie minime di salvaguardia sociale**: è stato verificato che il processo di due diligence sui diritti umani del Gruppo copra l'intero perimetro di Enel.

5. **Calcolo delle metriche finanziarie**: le corrispondenti metriche finanziarie sono state associate a ciascuna attività economica secondo la classificazione effettuata nei passaggi 1-4, come descritto nel capitolo "Dichiarazione sull'allineamento del business di Enel alla tassonomia europea" nella sezione "Le performance del Gruppo".

Attraverso questo processo Enel ha classificato tutte le sue attività economiche lungo la propria catena del valore secondo le seguenti tre categorie: ammissibili-allineate, ammissibili-non allineate, non ammissibili.

Ammissibile-allineata: si riferisce a un'attività economica che soddisfa contemporaneamente le tre condizioni seguenti:
- viene esplicitamente inclusa nel regolamento sulla tassonomia europea per il suo contributo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici;

- soddisfa i criteri specifici elaborati dal regolamento UE sulla tassonomia per tale specifico obiettivo ambientale;
- soddisfa tutti i criteri DNSH e le garanzie minime di salvaguardia.

Ammissibile-non allineata: si riferisce a un'attività economica che:

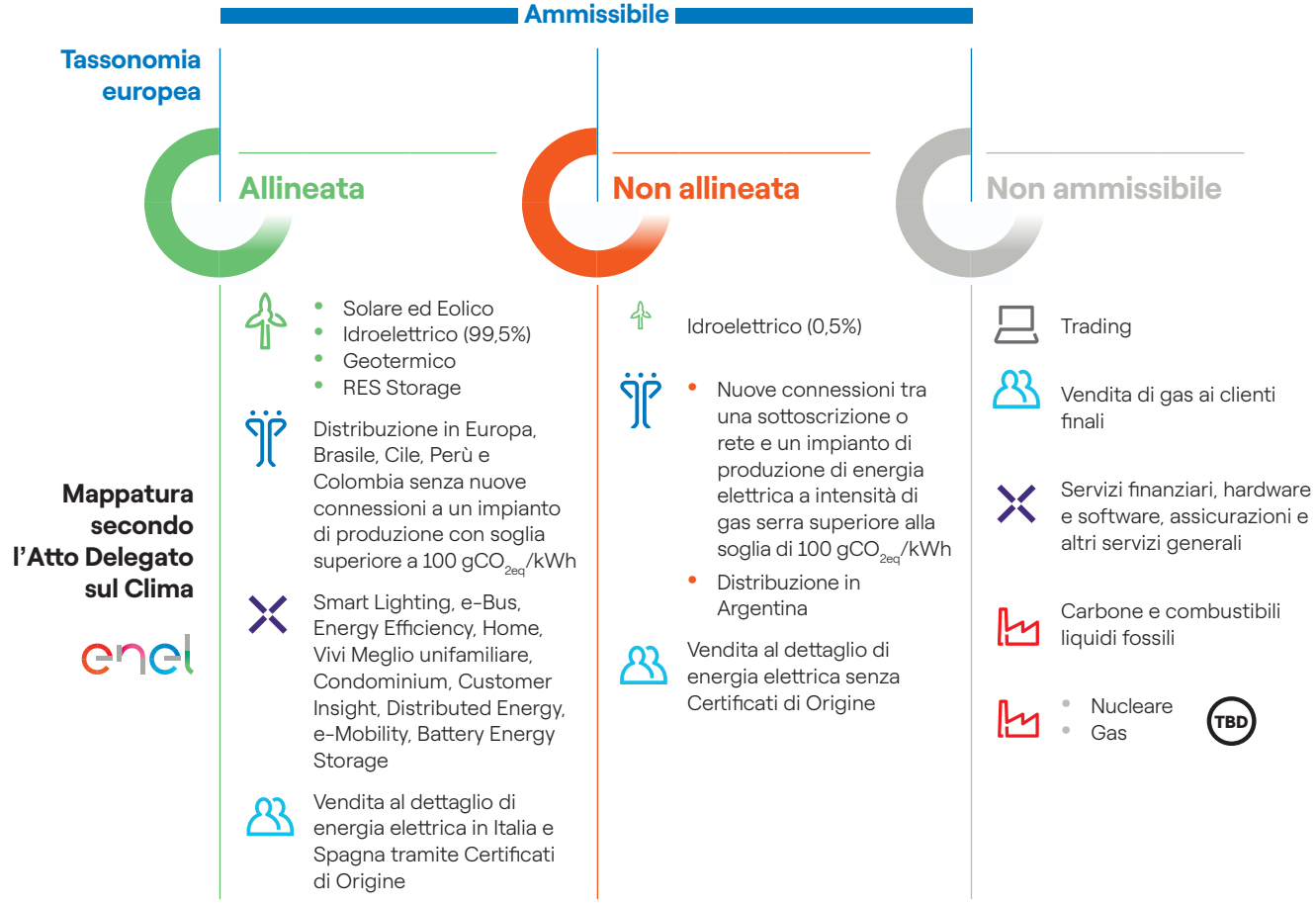
- viene esplicitamente inclusa nel regolamento sulla tassonomia europea per il suo contributo sostanziale alla mitigazione o all'adattamento ai cambiamenti climatici; ma
- non soddisfa i criteri specifici sviluppati dal regolamento UE sulla tassonomia per tali specifici obiettivi ambientali; o
- non soddisfa almeno uno dei DNSH e/o le garanzie minime di salvaguardia.

Non ammissibile: si riferisce a un'attività economica che non è stata identificata dalla tassonomia europea 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 europea in una fase successiva;
- causare un impatto molto significativo sulla mitigazione del cambiamento climatico, quindi non possono essere ammissibili in ogni caso;
- essere in attesa di una delibera definitiva delle autorità europee in merito alla loro classificazione (nucleare e gas).

Ammissibilità delle attività di Enel

Nel 2021 è stata aggiornata l'analisi di ammissibilità di Enel secondo il processo precedentemente descritto e la nuova definizione per le tre categorie sopra descritte e ai sensi della versione finale dell'Atto Delegato sul Clima pubblicato nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea a dicembre 2021.



TBD In attesa di approvazione dell'Atto Delegato Complementare. Da considerare come "non ammissibile" fino all'approvazione.

Il processo di creazione del valore e il modello di business

Il processo di creazione del valore

La presentazione integrata delle informazioni finanziarie e non finanziarie 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. Gli aspetti ambientali, sociali ed economici sono sempre più significativi in un'ottica di valutazione della capacità di creare valore a beneficio dei vari stakeholder.

Nella rappresentazione grafica seguente si riassume la catena del valore del Gruppo Enel con i principali input utilizzati e come essi vengono trasformati in outcome e valore creato per gli stakeholder dall'organizzazione e dal suo modello di business nel breve termine. Per gli impatti di medio-lungo termine si rimanda a quanto riportato nel Bilancio di Sostenibilità.

Il Gruppo è caratterizzato da una governance solida e trasparente e da una strategia sostenibile che persegue prioritariamente gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) 7, 9, 11 e 13. Tali SDG rappresentano quindi gli obiettivi cui è tesa l'azione strategica del Gruppo e si concretizzano nella creazione di valore per il Gruppo stesso e per i suoi stakeholder.

Il processo di creazione del valore e il modello di business

Le nostre risorse ▸ **Il nostro modello di business**

Planet

55,6 mln m³ Prelievo di acqua totale
27,4% Prelievo di acqua in zone water stressed
26,3 Totale consumi diretti di combustibile Mtep

People

66.279 Dipendenti Enel
22,5% Incidenza delle donne sul totale dei dipendenti
4.163 Donne in posizioni manageriali
170.421 Persone ditte appaltatrici (FTE)

Prosperity

51.952 mln€ Indebitamento finanziario netto
42.342 mln€ Patrimonio netto del Gruppo
12.997 mln€ Investimenti[1]
18.070 mln€ Attività immateriali
11.636 mln€ Concessioni
84.572 mln€ Immobili, impianti e macchinari
87,1 GW Potenza efficiente netta installata totale
50,1 GW Potenza efficiente netta installata rinnovabile
2,2 mln km Rete di distribuzione elettrica
45,0 mln Utenti finali con smart meter attivi
75,2 mln Utenti finali
69,3 mln Clienti retail
157,2 mila Punti di ricarica totale

Principles of Governance

44% Donne nel Consiglio di Amministrazione
153 Segnalazioni al Codice Etico (di cui 41 violazioni)

AMBIENTE ESTERNO

RISCHI E OPPORTUNITÀ

LE PERFORMANCE DEL GRUPPO

enel

Purpose

OPEN POWER FOR A BRIGHTER FUTURE

WE EMPOWER SUSTAINABLE PROGRESS

Valori

FIDUCIA **PROATTIVITÀ**

ENEL'S VALUES

Pilastri strategici

Value Chain

GENERAZIONE

DISTRIBUZIONE





(1) Il dato non include 111 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" nel 2021.



Il valore creato per Enel e per i nostri stakeholder

GOVERNANCE

IS OPEN POWER

Visione
Open Power per risolvere alcune tra le più grandi sfide del nostro mondo.

Missione
- Apriamo l'accesso all'energia a più persone.
- Apriamo il mondo dell'energia alle nuove tecnologie.
- Ci apriamo a nuovi usi dell'energia.
- Ci apriamo a nuovi modi di gestire l'energia per la gente.
- Ci apriamo a nuove partnership.

RESPONSABILITÀ **INNOVAZIONE**

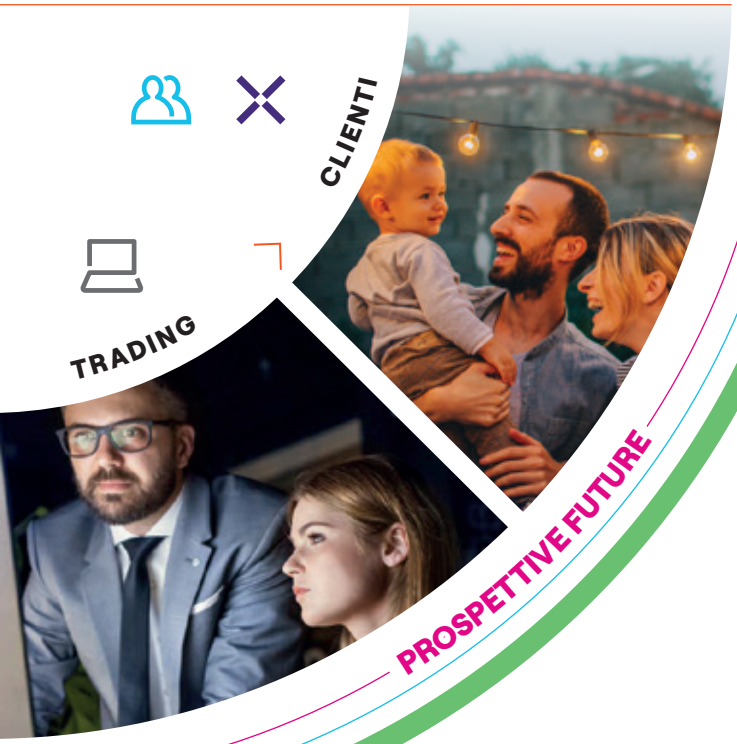
STRATEGIA DEL GRUPPO E GESTIONE DEL RISCHIO

1. Allocare capitale a supporto di una fornitura di elettricità decarbonizzata

2. Abilitare l'elettrificazione della domanda di energia dei clienti

3. Fare leva sulla creazione di valore lungo tutta la value chain

4. Anticipare gli obiettivi di "Net Zero" sostenibile al 2040



PROSPETTIVE FUTURE

Gli Outcome

Planet
227 gCO_{2eq}/kWh Emissioni dirette di gas serra - scope 1
125 mln t CO_{2eq} Scope 1, 2, 3[2]
26,3 mln m^3 Consumo di acqua totale
33,8% Consumo di acqua in zone "water stressed"
9.092 ettari di habitat recuperati

People
44,6 ore di training (media ore per dipendente)
8,8% Turnover
1,264 i. Indice di frequenza infortuni - personale Enel
3,521 i. Indice di frequenza infortuni - ditte appaltatrici
19,9 mln beneficiari (progetti SDG 4, 7, 8)

Prosperity
88.006 mln€ Ricavi
19.210 mln€ EBITDA ordinario
68,7% EBITDA ordinario attività di business allineate alla tassonomia europa sul totale di Gruppo
4.127 mln€ Total Tax Borne
5.054 mln€ Acquisto azioni proprie e dividendi pagati
3,5% Costo del debito
0,38 (€/sh) DPS fisso
510,3 TWh Energia trasportata
309,4 TWh Energia venduta
5,18 GW Potenza efficiente installata aggiuntiva rinnovabile
48,9% Produzione rinnovabile sul totale di Gruppo
52,1 mila Punti di ricarica pubblici e privati installati nel 2021
243,3 min. SAIDI
892 depositi di titoli per brevetti di cui 749 concessi
41 accordi di partnership per innovazione

Gli impatti

BDSI
6 12 13 14 15

BDSI
1 2 3 4 5 8 10

BDSI
7 9 11

BDSI
16 17

(2) Per lo Scope 2 è stato considerato solo lo Scope 2 location based.

Modello di business

Il modello di business di Enel è stato strutturato per un più efficace raggiungimento degli obiettivi strategici del Gruppo che includono i suoi impegni nella lotta al cambiamento climatico.

Il modello di business declina come le unità organizzative dell'azienda, legate ai tre principali business di riferimento (Generazione, Distribuzione e Commercializzazione), debbano operare per cogliere tutti i possibili vantaggi dai principali trend di settore, possibilmente anche accelerandone la realizzazione.

Il ruolo definito per tutte le maggiori unità organizzative è finalizzato, nel contempo, a poter affrontare efficacemente tutti i rischi che propone il contesto del settore energetico in rapido mutamento.

Per poter beneficiare pienamente di tutte le opportunità emergenti dal contesto di mercato in cui opera, il Gruppo ha identificato due modelli di business differenti (Ownership e Stewardship) su cui poter contare per il raggiungimento delle ambizioni definite.

A seconda della geografia di interesse e del contesto operativo viene identificato il modello di business più opportuno ed efficace:

- il modello di business di Ownership, in cui il Gruppo effettua direttamente investimenti in rinnovabili, reti e clienti. Tale modello viene utilizzato quando si opera in Paesi in cui si può già far leva sull'intera catena del valore, dalla generazione all'integrazione con i clienti finali. Si tratta quindi dei Paesi che si definiscono "Tier 1", quali Italia, Spagna e Romania in Europa e Stati Uniti, Brasile, Cile, Colombia e Perù nelle Americhe. La centralità dei clienti nel modello di business del Gruppo rende un punto fermo del Piano il margine integrato, ovvero il margine derivante dalla vendita di energia prodotta e acquistata. La sua corretta gestione presuppone di ottimizzare congiuntamente sia la vendita di energia, considerando le diverse opzioni che i Paesi di presenza consentono, sia la fase di approvvigionamento, legato alla nostra produzione piuttosto che alle diverse opzioni di sourcing;
- il modello di business di Stewardship, in cui il Gruppo investe capitale in joint venture esistenti, di nuova costituzione o acquisendo partecipazioni di minoranza, al fine di massimizzare il valore del know-how sviluppato nei diversi business di presenza. Ciò attraverso l'attivazione di specifici servizi contrattuali verso i partner o anche attraverso la valorizzazione successiva di tali quote sul mercato. Questo modello si concentra principalmente, ma non esclusivamente, su Paesi "non Tier 1", dove la presenza del Gruppo non è integrata e si cerca di costruire partnership con terze parti per esplorare nuove aree geografiche oppure per valorizzare l'esperienza operativa del Gruppo in contesti alternativi.

In questo disegno ogni Paese 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, il mercato retail di riferimento e la comunicazione locale. La missione attuale di ogni business si può sintetizzare come segue:

Generazione

- **Enel Green Power and Thermal Generation:** attraverso questa Linea di Business il Gruppo accelera la transizione energetica continuando ad aumentare gli investimenti in nuova capacità di energie rinnovabili e gestisce la decarbonizzazione del proprio mix di produzione e dei Paesi dove opera, puntando sempre a contribuire a un adeguato livello di sicurezza e adeguatezza dei sistemi elettrici.

Trading

- **Global Energy and Commodity Management:** tramite questa Linea di Business il Gruppo gestisce il margine integrato come un portafoglio unico in cui Generazione e Retail possano trovare sempre il migliore equilibrio; si gestiscono, inoltre, tutte le operazioni di trading sui desk internazionali.

Distribuzione

- **Global Infrastructure and Networks:** tramite lo sviluppo e la gestione delle infrastrutture abilitanti la transizione energetica, il Gruppo garantisce affidabilità nella fornitura di energia e qualità del servizio alle comunità attraverso reti resilienti e flessibili, facendo leva su efficienza, tecnologia e innovazione digitale, e assicurando adeguati ritorni sugli investimenti e generazione di cassa.

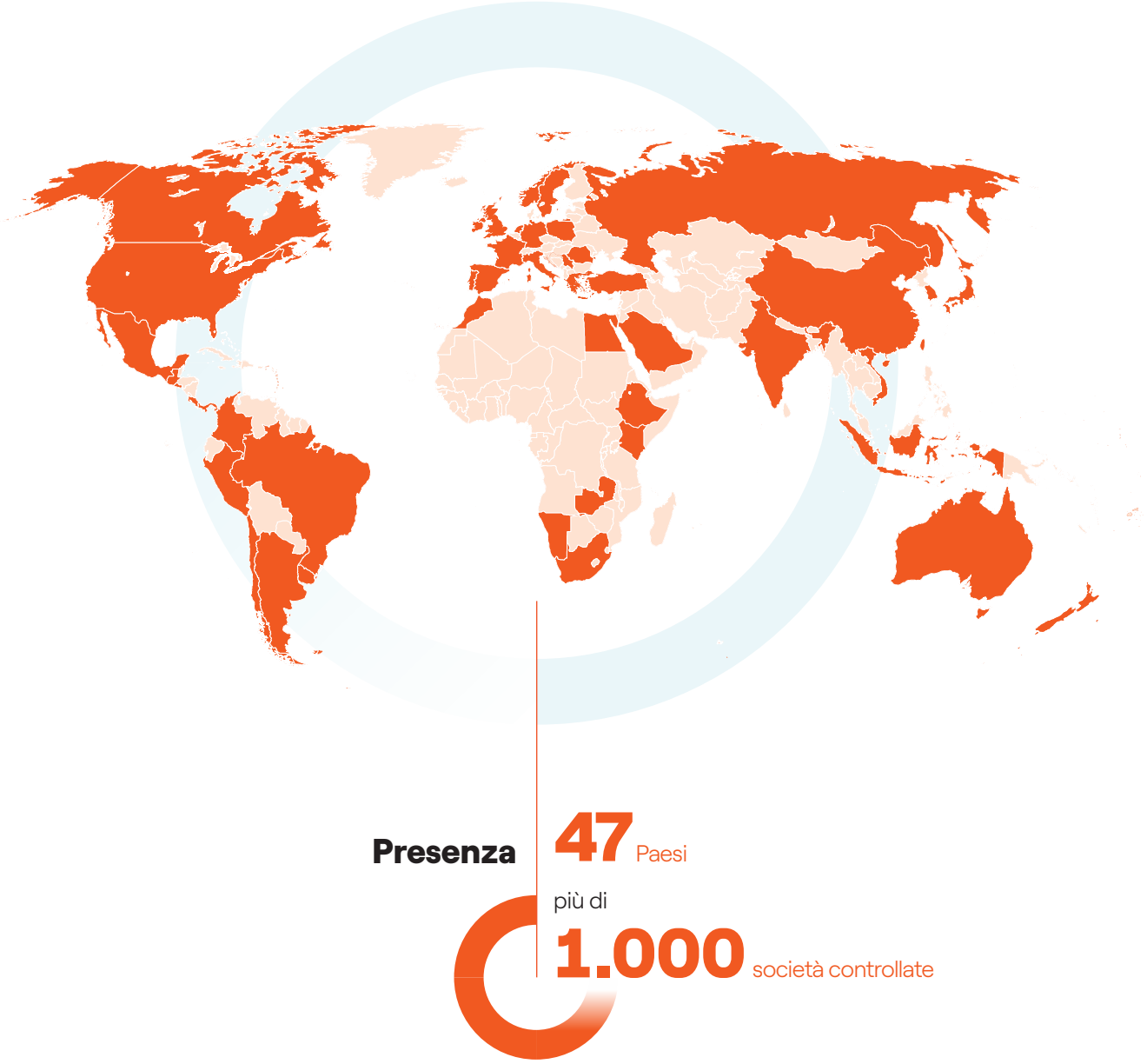
Clienti

- **Global Retail:** con l'attività di vendita ai clienti finali il Gruppo si interfaccia localmente con milioni di famiglie, industrie, società. Grazie alla leva tecnologica si ravvede in un modello a piattaforma la possibilità di migliorare la soddisfazione e l'esperienza dei clienti, raggiungendo al contempo livelli di efficienza sempre più alti. Le unità di business ottimizzano la fornitura di energia alla propria base clienti, massimizzando il valore generato dal portafoglio anche attraverso la gestione di relazioni di lungo periodo con i clienti.
- **Enel X:** abilita la transizione energetica agendo come acceleratore dell'elettrificazione e della decarbonizzazione dei clienti, assistendoli in un uso dell'energia più efficiente, spingendo la circolarità e facendo anche leva sugli asset del Gruppo Enel attraverso l'offerta di servizi innovativi "beyond commodity".

Nel 2021 sono nate inoltre le due nuove Linee di Business, Enel X Global Retail e Global e-Mobility, operative soltanto a partire dal 2022.
Enel X Global Retail ha l'obiettivo di gestire l'offerta energetica e di servizi "beyond commodity", nonché di ampliare la base clienti massimizzando il valore per il cliente, innovando e sviluppando i servizi offerti e gestendone l'intero ciclo di vita.
La Linea di Business Global e-Mobility è invece responsabile della gestione del portafoglio di soluzioni e-Mobility sia nei Paesi esistenti sia in quelli nuovi massimizzando il valore per il cliente, facendo leva anche su Enel X Global Retail per le attività di vendita. Ha l'obiettivo di innovare e sviluppare soluzioni di e-Mobility gestendo l'intero ciclo di vita.
Sfruttando le sinergie tra le diverse aree di business, attuando azioni attraverso la leva dell'innovazione, promuovendo i comportamenti di Open Power, il Gruppo Enel cerca di trovare soluzioni per ridurre l'impatto ambientale e soddisfare le esigenze dei clienti e delle comunità locali in cui opera, impegnandosi per garantire elevati standard di sicurezza per dipendenti e fornitori.

Localizzazione geografica di Enel

Il Gruppo Enel è presente in 47 Paesi nei diversi continenti
con più di 1.000 società controllate.
Di seguito la distribuzione geografica.



Presenza **47** Paesi

più di

1.000 società controllate



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 2021 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 2020. Nel corso del 2021 la Società ha acquistato azioni proprie per un numero complessivo pari a 1.620.000, a servizio del Piano di incentivazione di lungo termine (Piano LTI) per il 2021 destinato al management di Enel e/o di società da essa controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile. Considerando le azioni proprie già in portafoglio, Enel SpA detiene complessivamente n. 4.889.152 azioni proprie, tutte a servizio dei Piani LTI per il 2019, per il 2020 e per il 2021.

Azionisti rilevanti

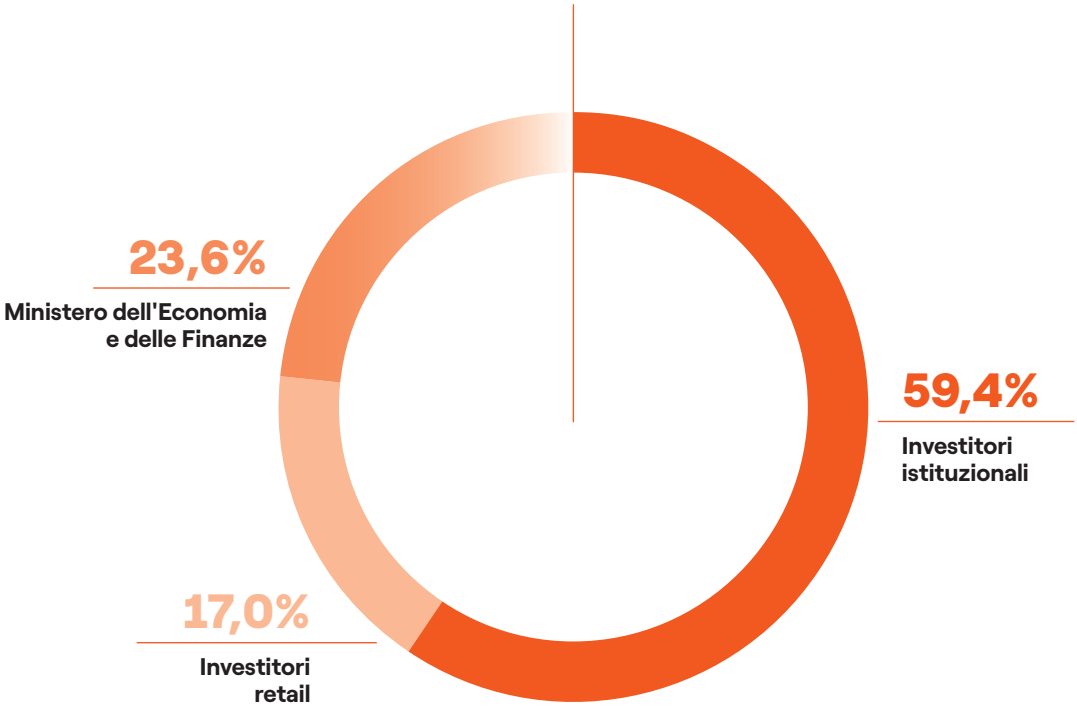
Al 31 dicembre 2021, in base alle risultanze del libro dei Soci e tenuto conto delle comunicazioni inviate alla CONSOB e pervenute alla Società ai sensi dell'art. 120 del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58, nonché delle altre informazioni a disposizione, gli azionisti in possesso di una partecipazione superiore al 3% del capitale della Società risultavano il Ministero dell'Economia e delle Finanze (con il 23,585% del capitale sociale), BlackRock Inc. (con il 5,000% del capitale sociale, posseduto a titolo di gestione del risparmio) e Capital Research and Management Company (con il 5,000% del capitale sociale, posseduto a titolo di gestione del risparmio).

Composizione dell'azionariato

Enel è una società quotata dal 1999 sul mercato Euronext Milan (già Mercato Telematico Azionario) 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.



Composizione dell'azionariato a dicembre 2021



Con riguardo agli investitori ESG (Environmental, Social e Governance), i fondi SRI rappresentano, al 31 dicembre 2021, circa il 14,6% del capitale sociale (in linea con il dato al 31 dicembre 2020), mentre gli investitori firmatari dei PRI (Principles for Responsible Investment) rappresentano il 46,6% del capitale sociale (vs 47,8% al 31 dicembre 2020).



Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

PRESIDENTE
Michele Crisostomo

AMMINISTRATORE DELEGATO E DIRETTORE GENERALE
Francesco Starace

SEGRETARIO DEL CONSIGLIO
Silvia Alessandra Fappani

CONSIGLIERI
Cesare Calari
Costanza Esclapon de Villeneuve
Samuel Leupold
Alberto Marchi
Mariana Mazzucato
Mirella Pellegrini
Anna Chiara Svelto

Collegio Sindacale

PRESIDENTE
Barbara Tadolini

SINDACI EFFETTIVI
Romina Guglielmetti
Claudio Sottoriva

SINDACI SUPPLENTI
Maurizio De Filippo
Francesca Di Donato
Piera Vitali

Società di revisione

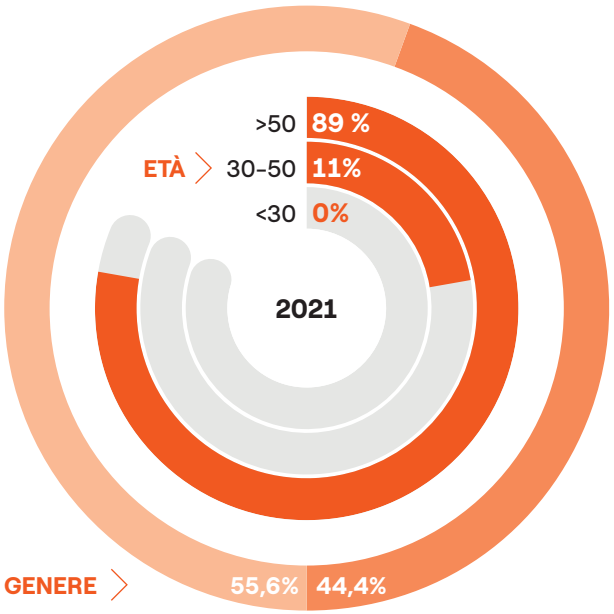
KPMG SpA

Composizione del Consiglio di Amministrazione

1 membro esecutivo
1 nel 2020

8 membri non esecutivi
8 nel 2020

di cui 8 indipendenti(1)
7 nel 2020



55,6% nel 2020

5 Uomini
5 nel 2020

44,4% nel 2020

4 Donne
4 nel 2020

COMPETENZE

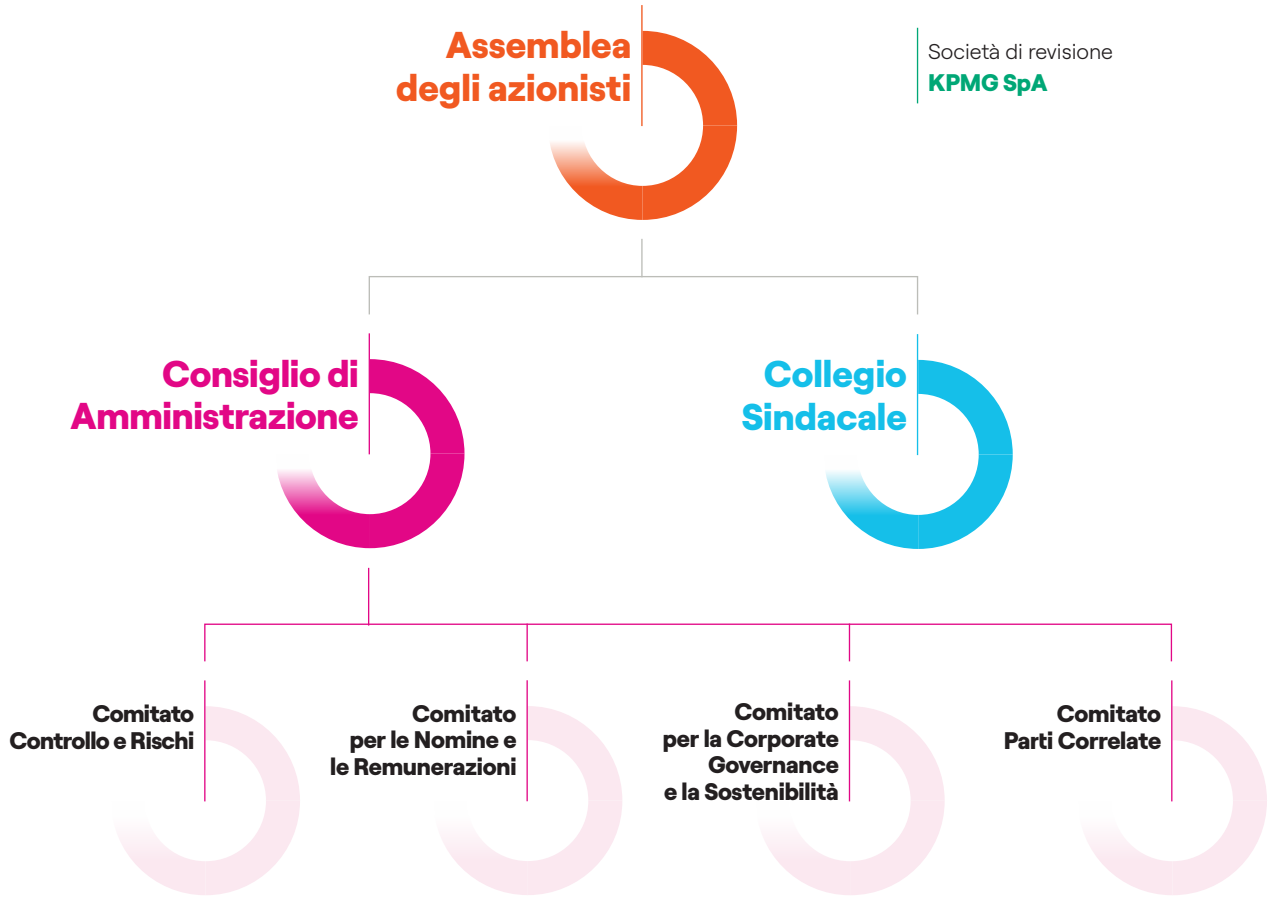


(1) Il numero indicato per il 2020 si riferisce agli Amministratori qualificati come indipendenti ai sensi del Codice di Autodisciplina delle società quotate italiane (Edizione 2018). Il numero indicato per il 2021 si riferisce agli Amministratori qualificati come indipendenti ai sensi del Codice italiano di Corporate Governance (Edizione 2020).

Sistema di corporate governance e assetto dei poteri di Enel

Il sistema di corporate governance di Enel SpA è conforme ai princípi contenuti nel Codice italiano di Corporate Governance[2] (il "Codice di Corporate Governance"), nella edizione di gennaio 2020, cui la Società aderisce, e alle best practice internazionali. Il sistema di governo societario adottato da parte di Enel e del Gruppo societario che a essa fa capo risulta essenzialmente 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 è impegnato e della conseguente necessità di considerare adeguatamente, nel relativo svolgimento, tutti gli interessi coinvolti.

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:



(2) Disponibile sul sito internet di Borsa Italiana (all'indirizzo https://www.borsaitaliana.it/comitato-corporate-governance/codice/2020.pdf).

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

16

riunioni svolte dal CdA nel 2021, 8 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[3], 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 fornisce una valutazione sull'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, delle procedure e delle strutture organizzative volte a consentire l'identificazione, la misurazione, la gestione e il 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 2021, ha affrontato tematiche legate al clima in occasione (i) dell'esame e dell'approvazione del piano industriale della Società e del Gruppo; (ii) dell'aggiornamento del Codice Etico e della Policy sui Diritti Umani; (iii) della definizione della politica in materia di remunerazione di Enel per il 2021; (iv) dell'esame dei contenuti del Bilancio di Sostenibilità 2020, 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 nell'ambito degli approfondimenti dedicati a proposte legislative e alle attività di dialogo con gli investitori.
- In relazione alla valorizzazione della diversità di genere, ha in particolare condiviso l'introduzione di un nuovo obiettivo di performance nel Piano Long-Term Incentive 2021, rappresentato dalla percentuale di donne nei piani di successione manageriale a fine 2023.
- Si segnala, infine, che il Consiglio di Amministrazione riceve regolari aggiornamenti sugli impatti della pandemia da COVID-19 e sulle tematiche attinenti alla safety nei vari Paesi di presenza del Gruppo, nonché sugli sviluppi e sui contenuti significativi delle varie forme di dialogo intervenuto con gli investitori.

(3) 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

5

incontri svolti dal Comitato nel 2021, 4 dei quali hanno affrontato tematiche legate al clima, riflesse nelle strategie e nelle relative modalità attuative

- È costituito in maggioranza da Amministratori indipendenti e per tutto il 2021 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 2021, ha affrontato tematiche legate al clima in occasione dell'esame: (i) del Bilancio di Sostenibilità 2020, 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 2022-2024; (iii) della proposta di aggiornamento della Policy sui Diritti Umani; (iv) degli aggiornamenti sulle principali attività svolte nel 2021 dal Gruppo Enel in materia di sostenibilità, sullo stato di attuazione del Piano di Sostenibilità 2021-2023 e circa l'inclusione di Enel nei principali indici di sostenibilità.

Comitato Controllo e Rischi

17

incontri svolti dal Comitato nel 2021, 5 dei 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. Per tutto il 2021 è risultato composto da quattro Amministratori 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 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 2021, ha affrontato tematiche legate al clima in occasione dell'esame: (i) delle tematiche rilevanti ai fini del SCIGR trattate nel Bilancio di Sostenibilità 2020, coincidente con la Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario di cui al decreto legislativo n. 254/2016 per il medesimo esercizio; (ii) degli approfondimenti sui rischi connessi alle dinamiche macro-economiche e ambientali e sui rischi climatici; (iii) della proposta di aggiornamento della Policy sui Diritti Umani; (iv) dell'analisi del grado di compatibilità dei principali rischi connessi agli obiettivi strategici del piano industriale.

Comitato per le Nomine e le Remunerazioni

12

incontri svolti dal Comitato nel 2021

- È costituito da Amministratori non esecutivi, la maggioranza dei quali (tra cui il Presidente) indipendenti. Per tutto il 2021 è risultato composto da quattro Amministratori 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 2021 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, nel Piano Long-Term Incentive 2021 è stato introdotto un ulteriore obiettivo ESG rappresentato dalla percentuale di donne nei piani di successione manageriale a fine 2023. Al contempo, con specifico riguardo alla lotta al cambiamento climatico, è stato confermato l'obiettivo concernente il rapporto tra la capacità installata netta consolidata da fonti rinnovabili e la capacità installata netta consolidata totale, sia pur con un peso lievemente ridotto rispetto al Piano Long-Term Incentive 2020 per effetto dell'inserimento dell'obiettivo sopra indicato. Inoltre, il medesimo Piano Long-Term Incentive 2021 conferma tra gli obiettivi di performance anche 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, nella politica in materia di remunerazione per il 2021 è stato confermato l'obiettivo ESG concernente l'ulteriore miglioramento dei parametri di sicurezza sui luoghi di lavoro. Inoltre, alla luce del ruolo centrale riconosciuto alle reti di distribuzione nel perseguimento della decarbonizzazione e dell'elettrificazione dei consumi promosse dal Gruppo, è stato introdotto un nuovo obiettivo di performance che misura la durata media annua delle interruzioni di energia elettrica per cliente di bassa tensione (System Average Interruption Duration Index - SAIDI).

Comitato Parti Correlate

7

incontri svolti dal Comitato nel 2021

- È costituito da Amministratori non esecutivi e indipendenti. Per tutto il 2021 è risultato composto da quattro Amministratori 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

28
incontri svolti dal Collegio nel 2021

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.

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 15 maggio 2020, 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 2021 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 15 maggio 2020, 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 il Sustainable Energy for All (SEforALL) delle Nazioni Unite, nonché 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

- Facendo seguito all'ampio e articolato programma di induction organizzato nel corso del 2020 al fine di fornire agli Amministratori un'adeguata conoscenza dei settori di attività in cui opera il Gruppo (inclusi i temi legati alla sostenibilità), nel corso del 2021 tale programma è proseguito con specifici approfondimenti in materia di corporate governance e cambiamento climatico.
- A fine 2021 e durante i primi due mesi del 2022, 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 (i) all'attività di formazione svolta nel corso del 2021, nell'ambito del programma di induction, in relazione alla tematica del cambiamento climatico, nonché (ii) al coinvolgimento del Consiglio di Amministrazione sulle tematiche di sostenibilità e all'integrazione dei temi di sostenibilità nella strategia aziendale. 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 2021, 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").

Modello organizzativo di Enel

Enel Group Chairman
M. Crisostomo

Enel Group CEO
F. Starace

Holding Function

ADMINISTRATION, FINANCE AND CONTROL
A. De Paoli

COMMUNICATIONS
R. Deambrogio

INNOVABILITY
E. Ciorra

PEOPLE AND ORGANIZATION
G. Stratta

LEGAL AND CORPORATE AFFAIRS
G. Fazio

AUDIT
S. Fiori

GLOBAL PROCUREMENT
F. Di Carlo

GLOBAL CUSTOMER OPERATIONS
N. Melchiotti

GLOBAL DIGITAL SOLUTIONS
C. Bozzoli

Global Business Line

Global Infrastructure and Networks	Global Energy and Commodity Management	Enel Green Power and Thermal Generation	Enel X Global Retail	Global e-Mobility
A. Cammisecra	C. Machetti	S. Bernabei	F. Venturini	E. Ripa

Country and Region

ITALY
N. Lanzetta

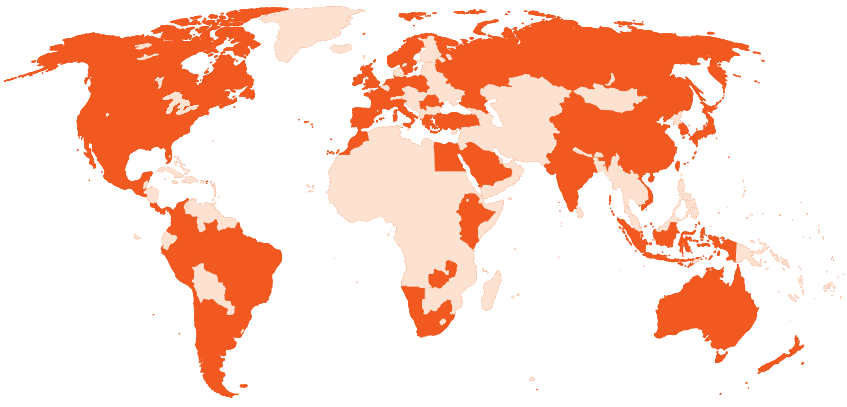
IBERIA
J. Bogas Galvez

EUROPE
S. Mori

AFRICA, ASIA AND OCEANIA
S. Bernabei

NORTH AMERICA
E. Viale

LATIN AMERICA
M. Bezzeccheri



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

Linee di Business Globali

Alle Linee di Business Globali 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. Inoltre, in conformità con le politiche e normative 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[4], 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 che rispondono alle rinnovate linee strategiche, integrando in modo esplicito gli obiettivi SDG all'interno della strategia economico-finanziaria e promuovendo un modello di business low carbon. 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.
Nel 2021 la Linea di Business Global Power Generation, nata dalla fusione di Enel Green Power e Global Thermal Generation, è stata ridenominata Enel Green Power and Thermal Generation; in particolare, tale Linea di Business ha il compito di gestire in modo integrato la crescita della capacità rinnovabile, il processo di decarbonizzazione e la gestione degli asset di storage confermando quindi il ruolo di guida del Gruppo Enel nella transizione energetica.
Nel 2021 è nata la Linea di Business Enel X Global Retail che si occupa in modo specifico della gestione dell'offerta energetica e di servizi "beyond commodity", nonché di ampliare la base clienti massimizzando il valore del cliente. Inoltre, essa ha il compito di innovare e sviluppare i servizi offerti gestendo l'intero ciclo di vita, dall'ideazione allo sviluppo tecnologico, dal testing alla commercializzazione, alle attività di vendita, operation e post-vendita.
Nel 2021 è nata la Linea di Business Global e-Mobility che è responsabile della gestione del portafoglio di soluzioni e-Mobility sia nei Paesi esistenti sia in quelli nuovi massimizzando il valore per il cliente, facendo leva anche su Enel X Global Retail per le attività di vendita. Inoltre, essa si occupa di innovare e sviluppare soluzioni di e-Mobility gestendo l'intero ciclo di vita, dall'ideazione allo sviluppo tecnologico, dal testing alla commercializzazione, in linea con il resto dell'offerta retail.
Si segnala inoltre che è in corso di realizzazione il progetto Grid Blue Sky, che ha come obiettivi l'innovazione e digitalizzazione delle infrastrutture e reti per renderle un fattore abilitante per il raggiungimento degli obiettivi "Climate Action", grazie alla progressiva trasformazione di Enel in un gruppo platform-based.

Regioni e Paesi

Alle Regioni e Paesi è affidato il compito di gestire nell'ambito di ciascun Paese di presenza del Gruppo le relazioni con organi istituzionali e autorità regolatorie locali, nonché le attività di vendita di energia elettrica e gas, fornendo altresì supporto in termini di attività di staff e altri servizi alle Linee di Business. Inoltre, le Regioni 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.

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

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

Funzioni Globali di Servizio

Alle Funzioni Globali di Servizio è affidato il compito di gestire le attività di information and communication technology e gli acquisti a livello di Gruppo.
Nel corso del primo semestre 2021 è stata introdotta una nuova Funzione di Servizio denominata Global Customer Operations, la cui attività è incentrata sulla gestione dell'attivazione dei clienti, la fatturazione, la gestione del credito, l'assistenza ai clienti e i relativi processi di supporto a livello di Gruppo. È inoltre responsabile di:

- definire e implementare la strategia delle azioni globali riguardanti i clienti, aumentando la soddisfazione e il valore del cliente e ottimizzando al contempo i costi di servizio e i relativi flussi di cassa;
- gestire i processi operativi dei clienti, massimizzando l'eccellenza operativa e la centralità del cliente e sfruttando la tecnologia;
- sviluppare e innovare modelli operativi e soluzioni per la gestione del ciclo di vita del cliente, massimizzando l'adattabilità al cambiamento interno ed esterno attraverso una leadership di mercato che innova sulla base di specifiche analisi dei dati.

Le Funzioni Globali di Servizio sono inoltre focalizzate 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 Holding

Alle Funzioni 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 della gestione del processo di pianificazione strategica e finanziaria finalizzato alla promozione della decarbonizzazione del mix energetico e all'elettrificazione della domanda energetica, come azioni principali nella lotta al cambiamento climatico.

Il sistema di incentivazione

La Politica in materia di remunerazione di Enel per l'esercizio 2021, adottata dal Consiglio di Amministrazione su proposta del Comitato per le Nomine e le Remunerazioni e approvata dall'Assemblea degli azionisti del 20 maggio 2021, 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 14 maggio 2020 sulla politica in materia di remunerazione per il 2020; (iv) degli esiti dell'attività di engagement su temi di governo societario svolta dalla Società nel periodo compreso tra gennaio e marzo 2021 con i principali proxy advisor e 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 2020, 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 2021 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 2021 prevede i seguenti obiettivi annuali di performance:
    - Utile netto ordinario consolidato;
    - Group Opex;
    - funds from operations/Indebitamento finanziario netto consolidato;
    - System Average Interruption Duration Index - SAIDI;
    - sicurezza sui luoghi di lavoro;
  - per i DRS, i rispettivi MBO individuano obiettivi annuali, specifici e oggettivi, legati al business di riferimento e differenziati a seconda delle funzioni e responsabilità attribuite;
- una componente variabile di lungo termine, legata alla partecipazione ad appositi piani di incentivazione di durata pluriennale. In particolare, per il 2021 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 2021), che prevede i seguenti obiettivi di performance di durata triennale:
  - TSR (Total Shareholder Return) medio Enel *vs* TSR medio Indice EURO STOXX Utilities - UEM nel triennio 2021-2023;
  - ROACE (Return on Average Capital Employed) cumulato nel triennio 2021-2023;
  - capacità installata netta consolidata da fonti rinnovabili/capacità installata netta consolidata totale a fine 2023;
  - emissioni di grammi di GHG Scope 1 per kWh equivalente prodotto dal Gruppo nel 2023;
  - percentuale di donne nei piani di successione manageriale a fine 2023.

Il Piano LTI 2021 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, è previsto che il 100% del premio base dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale (rispetto a un ammontare massimo che può raggiungere il 280% del premio base) e il 50% del premio base dei DRS (rispetto a un ammontare massimo che può raggiungere il 180% del premio base) sia erogato in azioni Enel, previamente acquistate dalla Società. 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 2021 (c.d. "deferred payment").

Per ulteriori informazioni sul contenuto della Politica in materia di remunerazione per il 2021 si rinvia alla "Relazione sulla politica in materia di remunerazione di Enel per il 2021 e sui compensi corrisposti nel 2020", 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: Codice Etico, il Modello di organizzazione e gestione ex decreto legislativo n. 231/2001, l'Enel Global Compliance Program, il Piano "Tolleranza Zero contro la 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, 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. Il Codice Etico ha validità sia in Italia sia all'estero, pur in considerazione della diversità culturale, sociale ed economica dei vari Paesi in cui il Gruppo opera. Enel richiede, inoltre, a tutte le imprese collegate o partecipate e ai principali 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 segnalato, anche in forma anonima, tramite un'unica piattaforma a livello di Gruppo ("Ethics Point"). Nel mese di febbraio 2021 il Consiglio di Amministrazione ha approvato un ulteriore aggiornamento del Codice Etico al fine di allinearne il contenuto all'attuale contesto di riferimento, inclusa l'attuale mission aziendale e gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite, alla corrente struttura organizzativa e al sistema procedurale vigente, nonché alle best practice nazionali e internazionali in materia di diversity e privacy.
Relativamente al Codice Etico, la tabella di seguito evidenzia le ore medie di formazione pro capite, il totale delle segnalazioni ricevute e le violazioni accertate.

		2021	2020	2021-2020	
Totale segnalazioni ricevute per violazioni del Codice Etico	n.	**153**	**151**	**2**	**1,3%**
Violazioni accertate del Codice Etico	n.	**41**	**26**	**15**	**57,7%**
- di cui violazioni per conflitto di interesse/corruzione	n.	*7*	*2*	*5*	*-*

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 (ma di fatto penale) 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.

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 contro la 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 contro la 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.

		2021	2020	2021-2020	
Formazione sulle politiche e procedure anticorruzione	n.	**20.074**	**26.660**	**(6.586)**	**-24,7%**
	%	30,3	40,0	(9,7)	-24,3%
Formazione sulle politiche e procedure anticorruzione per area geografica					
Italia	%	34,5	47,7	(13,2)	-27,7%
Iberia	%	37,4	20,2	17,2	85,1%
America Latina	%	17,8	26,8	(9,0)	-33,6%
Europa	%	21,0	80,7	(59,7)	-74,0%
Asia e Oceania	%	27,7	28,4	(0,7)	-2,5%
Nord e Centro America	%	75,9	56,7	19,2	33,9%

Policy sui Diritti Umani

La Società ha adottato nel corso del 2013 una Policy sui Diritti Umani, che successivamente è stata approvata da tutte le società controllate del Gruppo, che, nel recepire le "Linee Guida su Business e Diritti Umani" dettate dall'ONU, definisce i princípi che tutti i collaboratori di Enel SpA e delle società da essa controllate si impegnano a rispettare in ragione della loro rilevanza nell'ambito delle proprie attività e relazioni di business in ogni Paese in cui opera, pur in considerazione delle diversità locali di tipo culturale, sociale ed economico, e richiedendo che ogni suo stakeholder adotti una condotta in linea con tali princípi.
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.
In considerazione dell'evoluzione del contesto di riferimento e del contesto operativo, organizzativo e gestionale di Enel, incluso l'allineamento al Codice Etico aggiornato a inizio anno, nel corso del 2021 è stata avviata una revisione della Policy sui Diritti Umani.

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 nuovo testo, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA il 4 novembre 2021, identifica dodici 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, orientato su cicli triennali e definito in linea con i principali riferimenti internazionali, quali i princípi guida su impresa e diritti umani delle Nazioni Unite, le linee guida dell'OCSE e le migliori pratiche internazionali, permette di individuare opportunità di miglioramento e sviluppare piani di azione specifici per ciascun Paese di presenza, che vengono accompagnati da un piano di miglioramento a livello centrale al fine di armonizzare e integrare processi e politiche definite a livello globale e applicate a livello locale. La totalità di tali piani di miglioramento viene anche integrata nel Piano di Sostenibilità.

Nel ciclo 2020-2022 sono state individuate circa 170 azioni che coprono il 100% delle operazioni e dei siti.

Per quanto riguarda, in particolare, la sostenibilità della catena di fornitura, la valutazione in materia di diritti umani avviene su tutti i potenziali fornitori attraverso un questionario dedicato in cui si analizzano le caratteristiche in merito a inclusione e diversity, tutela della privacy dei lavoratori, verifica della propria catena di fornitura, lavoro forzato o minorile, libertà di associazione e contrattazione collettiva e applicazione di condizioni di lavoro eque (tra cui salari adeguati e ore lavorate). Come sancito dalla Policy sui Diritti Umani, infatti, oltre a garantire i necessari standard qualitativi, le prestazioni dei fornitori devono andare di pari passo con l'impegno di adottare le migliori pratiche in termini di diritti umani e condizioni di lavoro (tra cui orari di lavoro adeguati, lavoro forzato o minorile, rispetto per la dignità personale, non-discriminazione e inclusione delle diversità, libertà di associazione e contrattazione collettiva), salute e sicurezza sul lavoro, responsabilità ambientale e rispetto della privacy by design e by default. Inoltre, le condizioni generali di contratto prevedono espressamente che i fornitori si impegnino ad adottare e attuare, tra gli altri, i princípi contenuti nella Policy sui Diritti Umani e nel Codice Etico di Gruppo e a rispettare le convenzioni "International Labour Organization" o la normativa vigente nel Paese in cui le attività devono eseguirsi, se più restrittive, e i princípi del Global Compact cui Enel aderisce garantendo che questi siano soddisfatti nello svolgimento di tutte le loro attività, eseguite sia dai propri dipendenti sia dai subappaltatori.

3. Strategia del Gruppo e gestione del rischio

Pianificazione di lungo periodo

Il decennio che stiamo vivendo sarà quello dell'elettrificazione: un passaggio fondamentale, assieme allo sviluppo delle rinnovabili, per accelerare sul processo di decarbonizzazione e conseguire gli ambiziosi obiettivi climatici.

Il nuovo Piano Industriale 2022-2024

All'interno delle più ampie ambizioni espresse per il posizionamento del Gruppo al 2030, il Piano Industriale 2022-2024 si pone idealmente all'inizio di un percorso di crescita che abbraccia tutto il decennio.

Gli scenari di riferimento

Valutare gli impatti di cambiamenti climatici e transizione energetica è cruciale per una pianificazione di lungo termine. A tal fine il Gruppo ha creato un framework complessivo e un processo capace di tradurre i dati in informazioni utili a massimizzare le opportunità e mitigare i rischi.



La strategia del Gruppo

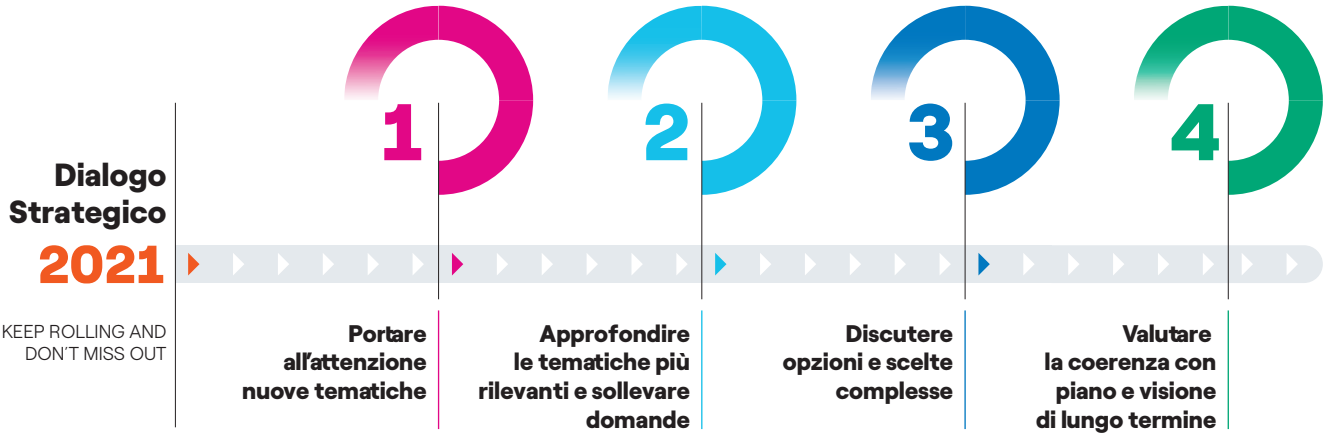
La definizione della strategia di lungo periodo del Gruppo si basa sulla valutazione di opzioni che permettano la generazione di valore sostenibile per tutti gli stakeholder sul lungo termine.

Fondamentale è la valutazione del contesto esterno e della sua evoluzione: per definire il quadro di riferimento, viene sviluppato un framework completo di scenario planning, 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, unita al purpose del Gruppo e alla missione di Open Power, 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, unita 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 seguenti principali attività:

- **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. Tale processo, coordinato a livello di Gruppo, prevede dapprima l'individuazione dei topic, condivisi e integrati dal top management e approvati dal CEO. La fase successiva del processo di dialogo strategico prevede la strutturazione di gruppi di lavoro agili, all'interno dei quali vengono inserite tutte le professionalità necessarie alla corretta analisi di ogni topic, finalizzati alla preparazione di workshop dedicati o di opzioni strategiche da discutere.



La governance del processo è centrale e prevede milestone e deadline, definite anche sulla base della propedeuticità di alcune decisioni rispetto ad altre. In particolare, nel corso del 2021 i gruppi di lavoro creati su diversi topic sono stati organizzati per priorità strategiche (Elettrificazione, Valore per tutto il Sistema, Decarbonizzazione, Piattaforme e Transizione Digitale ecc.). Tale processo permette la corretta definizione delle opportunità legate a ciascun topic strategico (compresi gli eventuali impatti operativi, economici, finanziari) e l'eventuale roadmap di implementazione delle iniziative necessarie. Gli output vengono poi discussi dal top management all'interno di incontri dedicati. Tra gli incontri ce n'è uno in particolare, denominato "Top Team Offsite", dove si trattano i topic prioritari con tutto il top management; le conclusioni più rilevanti vengono poi inserite nella pianificazione di lungo termine del Gruppo. Segue, poi, il Vertice Strategico, organizzato solitamente nel mese di ottobre al fine di condividere con il Consiglio di Amministrazione

le linee dell'aggiornamento annuale del Piano Strategico. Questo framework garantisce la governance nel trattamento dei temi strategici, assicurando contemporaneamente rapidità nell'individuazione dei trend emergenti e il necessario coinvolgimento cross-business per una completa analisi di temi complessi e interdipendenti in presenza di una struttura organizzativa basata sulla matrice Paese/Linea di Business/Funzione di Servizio;
- **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 active portfolio management. 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 e delle policy;
- **il posizionamento di lungo termine**: dalle analisi e decisioni descritte ai punti precedenti si traggono le evidenze per un posizionamento di lungo termine su molteplici argomenti, nonché sulla valutazione di ambizioni e target per il Gruppo;
- **le analisi dei fattori ESG e valutazione della materialità in ambito di sostenibilità**: Enel svolge analisi ESG e di materialità con una metodologia sviluppata prendendo in considerazione le linee guida di numerosi standard internazionali (per es., Global Reporting Initiative - GRI, UN Global Compact, SDG Compass ecc.), con l'obiettivo di identificare e valutare le priorità per gli stakeholder e integrarle nella strategia di Gruppo.

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.
Il Gruppo è tra le aziende leader che guidano la transizione energetica, attraverso la decarbonizzazione della produzione elettrica e di altre attività e l'elettrificazione dei consumi, che rappresentano opportunità sia per aumentare la creazione di valore per tutti sia per concorrere positivamente a un più rapido raggiungimento degli Obiettivi di Sostenibilità Globale definiti dall'ONU (Sustainable Development Goals) nell'Agenda 2030.

Il Piano Strategico

Il decennio dell'elettrificazione – 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 rispetto ai livelli preindustriali). Gli scenari pubblicati più di recente sono concordi nell'indicare che il raggiungimento di obiettivi climatici ambiziosi richiede un'accelerazione dell'elettrificazione dei consumi energetici, combinata al processo di decarbonizzazione nella generazione di energia elettrica. I clienti saranno parte attiva e principali beneficiari di tale processo.

Negli ultimi 10 anni le rinnovabili sono diventate il trend dominante nella generazione di energia, grazie alla riduzione dei costi, consentendo alla decarbonizzazione di procedere a un ritmo più spedito: è stato un decennio di profondi cambiamenti nel mix di generazione di energia elettrica, destinato a proseguire a velocità sempre crescente. Il prossimo decennio sarà cruciale per il conseguimento degli obiettivi fissati dall'Accordo di Parigi nel 2015. Questo periodo sarà, al contempo, caratterizzato anche da crescenti interventi a favore dell'elettrificazione, attraverso la quale i clienti convertiranno gradualmente i propri consumi energetici verso il vettore elettricità, con miglioramenti a livello di spesa, efficienza, emissioni e stabilità dei prezzi.

Al fine di rispondere più efficacemente alla prevista accelerazione degli investimenti, e contribuire a un più rapido raggiungimento dei principali obiettivi necessari alla lotta al cambiamento climatico, il Gruppo Enel intende far leva sui suoi progressi nell'ambito della digitalizzazione nonché sul suo posizionamento come:
- primo operatore privato nel settore delle rinnovabili a livello mondiale, con 53,4 GW di capacità totale a livello globale;
- principale gestore privato di reti al mondo, con oltre 75 milioni di clienti di rete;
- operatore privato con la più grande base di clienti retail a livello mondiale, oltre 69 milioni in tutto il mondo.

Il modello di business – Per poter beneficiare pienamente di tutte le opportunità emergenti dal contesto di mercato in cui opera, il Gruppo ha identificato due modelli di business, Ownership e Stewardship. A seconda della geografia di interesse e del contesto operativo viene identificato il modello di business più opportuno ed efficace:

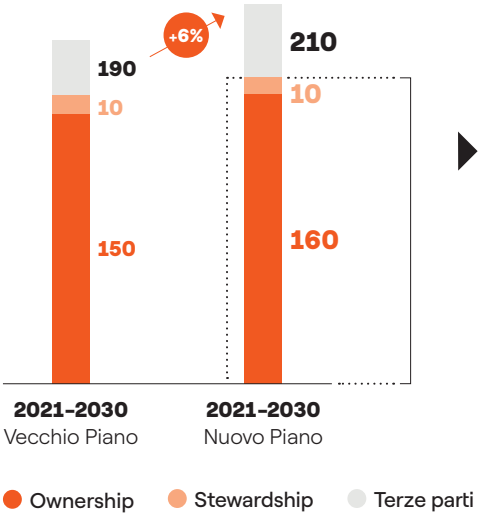
- il modello di business di Ownership, in cui il Gruppo effettua direttamente investimenti in rinnovabili, reti e clienti. Tale modello viene utilizzato quando si opera in Paesi in cui si può già far leva sull'intera catena del valore, dalla generazione all'integrazione con i clienti finali. Si tratta quindi dei Paesi che si definiscono "Tier 1", quali Italia, Spagna e Romania in Europa e Stati Uniti, Brasile, Cile, Colombia e Perù nelle Americhe;
- il modello di business di Stewardship, in cui il Gruppo investe capitale in joint venture esistenti, di nuova costituzione o acquisendo partecipazioni di minoranza, al fine di massimizzare il valore del know-how sviluppato nei diversi business di presenza. Ciò attraverso l'attivazione di specifici servizi contrattuali verso i partner o anche attraverso la valorizzazione successiva degli asset. Questo modello si concentra principalmente, ma non esclusivamente, su Paesi "non Tier 1", dove la presenza del Gruppo non è integrata e si cerca di costruire partnership con terze parti per esplorare nuove aree geografiche oppure per valorizzare l'esperienza operativa del Gruppo in contesti alternativi.

Le azioni strategiche – In tale prospettiva, il Gruppo ha fissato come segue le proprie linee guida strategiche.

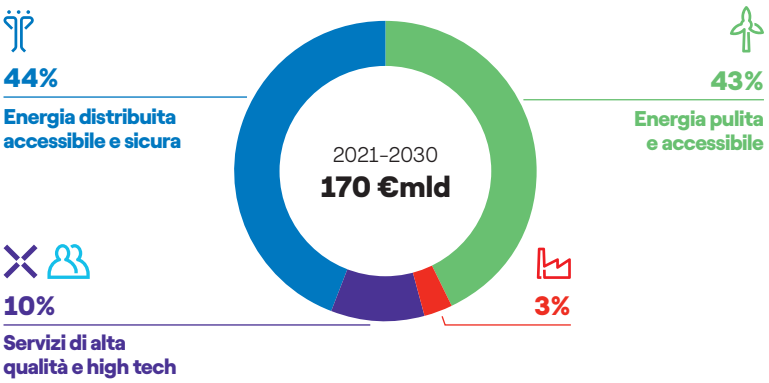
I. *Allocare capitale a supporto di una fornitura di elettricità decarbonizzata*

Il Gruppo prevede di mobilitare 210 miliardi di euro tra il 2021 e il 2030. Di tale importo il Gruppo prevede di investire direttamente circa 170 miliardi di euro (+6% rispetto al Piano precedente) attraverso i modelli di business di Ownership e di Stewardship, con ulteriori 40 miliardi di euro catalizzati da quest'ultimo attraverso terzi.
Si prevede che tale allocazione di capitale accelererà il conseguimento degli obiettivi di elettrificazione e decarbonizzazione del Gruppo.

Totale investimenti[(1)]
(€mld)



Capex per Linea di Business e per necessità dei clienti



(1) Vecchio Piano 2021-2030 include Capex consolidate in Stewardship di Enel X.

Entro il 2030 il Gruppo Enel prevede di raggiungere una capacità rinnovabile gestita complessiva di circa 154 GW, triplicando il suo portafoglio al 2020, nonché di aumentare la base clienti della rete di 12 milioni e di promuovere l'elettrificazione dei consumi energetici, aumentando di quasi il 30% i volumi di elettricità venduta e concentrandosi al contempo sullo sviluppo di servizi "beyond commodity", quali il potenziamento della rete di ricarica per la mobilità elettrica o quelli relativi al behind-the-meter storage e ai bus elettrici, in collaborazione con partner.

	Capacità RES (GW) 2020	Capacità RES (GW) 2030	Clienti delle reti (mln) 2020	Clienti delle reti (mln) 2030	Energia venduta[2] (TWh) 2020	Energia venduta[2] (TWh) 2030
Ownership	45	129[1]	74	81	~430	~550
	+84 GW		+7 mln		+28%	
Stewardship	~4	25	0	5		
	+21 GW		+5 mln			
Totale	~49	154	74	86		
	+105 GW		+12 mln			

Sistemi di accumulo (MW) 2020	Sistemi di accumulo (MW) 2030
6	>600
Autobus elettrici (k)	
0,4	>20

(1) Include capacità RES e BESS.
(2) Energia venduta su mercato libero + regolato + wholesale + PPA.

II. *Abilitare l'elettrificazione della domanda di energia dei clienti*

Le azioni strategiche del Gruppo avranno l'obiettivo di incrementare il valore per i clienti nei segmenti Business to Consumer (B2C), Business to Business (B2B) e Business to Government (B2G), mediante l'aumento del livello di elettrificazione di tali clienti e il contestuale miglioramento dei servizi offerti.

Nei Paesi "Tier 1" si prevede che questa strategia mirata, abbinata a investimenti nell'asset base, produca un incremento del margine integrato di Gruppo pari a 2,6 volte tra il 2021 e il 2030, con il supporto di una piattaforma unificata in grado di gestire la più grande base di clienti al mondo tra gli operatori privati.

Il Gruppo valorizzerà il proprio posizionamento integrato nei Paesi "Tier 1", dove si prevede:

- un incremento dell'80% dei ricavi rispetto al 2021;
- un calo del 40% del costo totale dell'energia venduta ai clienti da tutte le fonti energetiche rispetto al 2021.

2030

~40%
Riduzione della spesa energetica delle famiglie[1]

>85%
Vendite coperte da produzione RES[2] (%)

~80%
Riduzione delle emissioni GHG delle famiglie[1]

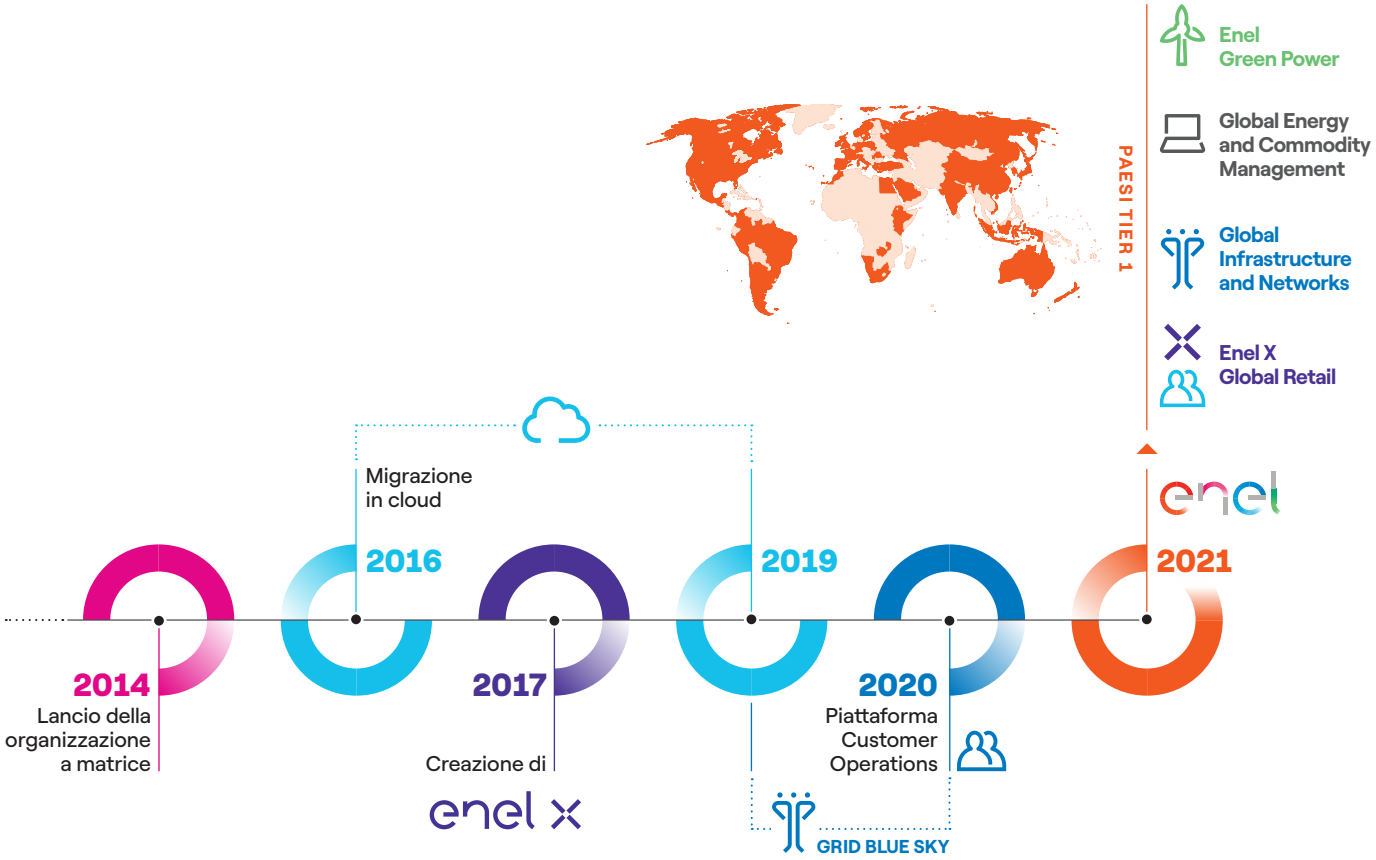
(1) *Vs* 2020. Basato su portafoglio clienti Enel in Italia e Spagna.
(2) Basato su Paesi Tier 1; mercato libero.

L'aumento dei volumi dell'elettricità venduta e la crescita dei servizi "beyond commodity" si accompagneranno a una generale diminuzione dei costi. Nello specifico, si prevede che il costo totale della produzione si ridurrà del 50% circa, per effetto del maggiore ricorso alla produzione propria nelle vendite di energia oltre che dell'incremento della quota di rinnovabili nel mix di generazione del Gruppo, che passerà da circa il 60% nel 2021 a più dell'85% nel 2030 nei Paesi "Tier 1".

Si prevede che il valore creato dal Gruppo per i clienti potrebbe condurre a una riduzione fino al 40% della loro spesa energetica totale, unitamente a una riduzione fino all'80% della loro carbon footprint entro il 2030.

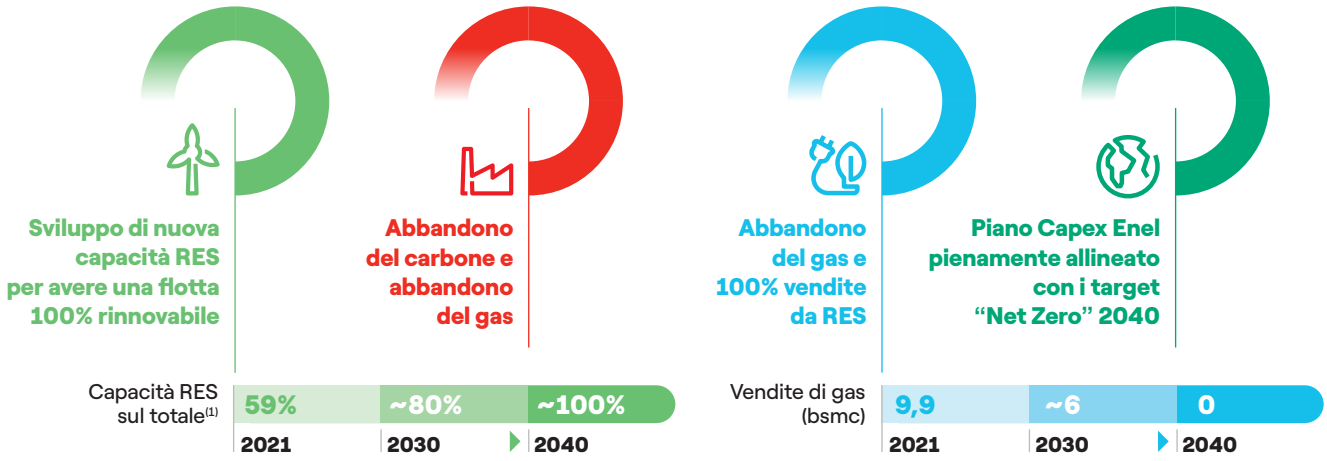
III. *Fare leva sulla creazione di valore lungo tutta la value chain*
Al fine di rafforzare la strategia di focalizzazione sul cliente mediante l'impiego di piattaforme, il Gruppo ha creato la Linea di Business Global Customer Operations, responsabile della definizione della strategia commerciale e di indirizzare l'allocazione del capitale verso le esigenze dei clienti, facendo leva sull'elettrificazione e migliorando ulteriormente la qualità dei servizi offerti.

La rifocalizzazione del Gruppo si accompagnerà alla semplificazione e al ribilanciamento del suo portafoglio, mediante (i) focus su Paesi "Tier 1", (ii) risorse rese disponibili attraverso la dismissione di asset non più funzionali alla strategia del Gruppo e (iii) operazioni straordinarie mirate a migliorare il posizionamento, acquisire competenze o generare sinergie.



IV. *Anticipare gli obiettivi di "Net Zero" sostenibile al 2040*
La strategia definita e il posizionamento del Gruppo previsto al 2030 consentono di poter affermare l'impegno del Gruppo ad anticipare di 10 anni, dal 2050 al 2040, l'impegno "Net Zero" degli accordi di Parigi sia per le emissioni dirette sia per quelle indirette. Enel si è impegnata a raggiungere un valore di zero emissioni, senza l'utilizzo di alcuna tecnologia di rimozione del carbonio o soluzioni nature-based, relativamente alla generazione di energia e alla vendita di elettricità e gas naturale ai clienti finali.

Il piano tramite il quale il Gruppo prevede di anticipare tale ambizioso traguardo si basa sull'implementazioni di alcuni fondamentali step strategici: (i) la previsione di accelerare il processo di decarbonizzazione delle attività di generazione, sostituendo progressivamente il portafoglio termoelettrico con nuova capacità rinnovabile oltre ad avvalersi dell'ibridazione delle rinnovabili con soluzioni di accumulo; (ii) entro il 2040 l'elettricità venduta dal Gruppo sarà prodotta al 100% da rinnovabili ed entro lo stesso anno il Gruppo uscirà dall'attività di vendita retail di gas.



(1) Include 3,3 GW di capacità rinnovabile gestita.

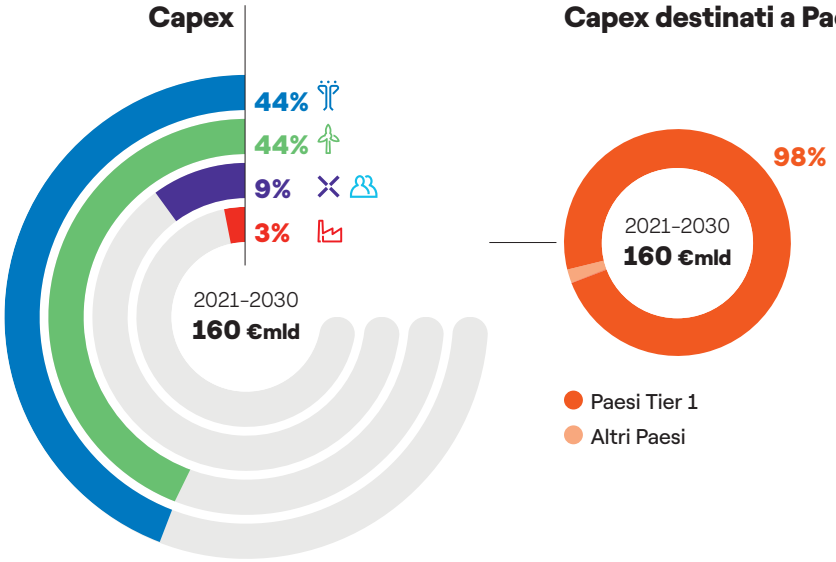
Il piano investimenti

Il piano di investimenti del Gruppo è pienamente allineato al suo obiettivo di essere "Net Zero" entro il 2040 (in linea con l'obiettivo dell'Accordo di Parigi di limitare il riscaldamento globale a 1,5 °C). Di conseguenza investimenti in asset o prodotti ad alta intensità carbonica andranno via via decrescendo fino ad azzerarsi entro il 2040.

Coerentemente con questa visione, nel decennio il Gruppo prevede di investire direttamente circa 160 miliardi di euro mediante il modello di business di Ownership, principalmente nei Paesi "Tier 1".
In dettaglio:

- quasi la metà (circa 70 miliardi di euro) sarà dedicata alle Rinnovabili, per le quali è previsto – rispetto al 2020 – un incremento di circa 84 GW di capacità, dei quali 9 GW di accumulo, portando a 129 GW la capacità installata rinnovabile a livello consolidato entro il 2030. Si prevede che tale risultato sarà raggiunto valorizzando una pipeline in crescita, pari a circa 370 GW e più che raddoppiata rispetto a quella presentata l'anno scorso, unitamente a tre piattaforme globali per le attività di Business Development, Engineering and Construction e Operation and Maintenance;
- un ulteriore investimento di circa 70 miliardi di euro è previsto per il business Infrastrutture e Reti, in aumento di 10 miliardi di euro rispetto al Piano precedente e concentrato in Europa, con l'obiettivo di rafforzare la posizione del Gruppo come operatore globale in termi-

ni di dimensioni, qualità, efficienza e resilienza. Si prevede che tale investimento porti a una RAB (Regulatory Asset Base) di 65 miliardi di euro nel 2030, insieme alla completa digitalizzazione dell'intera base clienti della rete tramite gli smart meter. Lo sviluppo delle attività del Gruppo in tale settore beneficerà dell'implementazione di "Grid Blue Sky", una piattaforma digitale per la gestione degli asset della rete nel quadro di un modello globale unificato che pone il cliente al centro della catena del valore.



Nel quadro del modello di business di Stewardship, il Gruppo prevede di investire circa 10 miliardi di euro, catalizzando al contempo ulteriori investimenti per circa 40 miliardi di euro da parte di terzi.

Obiettivo "Net Zero" al 2040

Nel 2019 Enel, rispondendo alla richiesta di azione da parte delle Nazioni Unite, ha sottoscritto l'impegno ad agire per limitare l'aumento delle temperature globali a 1,5 °C ed essere "Net Zero" entro il 2050 su tutta la sua catena del valore, incluse sia le emissioni dirette (Scope 1) sia quelle indirette (Scope 2 e 3).
Nel 2021 Enel ha annunciato l'anticipo del target "Impatto Net Zero" al 2040. In particolare, tale impegno comprende: (i) la riduzione del 100% delle emissioni dirette (Scope 1) e delle emissioni indirette legate alla vendita di gas (Scope 3 Gas); (ii) la riduzione di almeno il 90% di tutte le altre emissioni indirette (Scope 2 e 3). Tale obiettivo richiede non solo una forte accelerazione su rinnovabili ed efficienza energetica, ma anche un completo ripensamento del modello economico e della pianificazione degli investimenti. Con riferimento a questi ultimi per i prossimi 10 anni, il Piano Strategico presentato da Enel a novembre 2021 descrive come i cospicui investimenti previsti attraverso il modello di business di Ownership siano coerenti con l'obiettivo di riduzione delle emissioni dirette (Scope 1) di 82 gCO_{2eq}/kWh al 2030, obiettivo che è stato certificato dalla Science Based Targets initiative (SBTi) in linea con lo scenario di 1,5 °C definito con l'Accordo di Parigi. In particolare, gli investimenti in nuova capacità rinnovabile consentiranno il raggiungimento di determinati Key Performance Indicators (KPI): le fonti rinnovabili peseranno per più dell'80% della capacità totale e per circa l'80% della produzione di energia elettrica nel 2030. Questo consentirà alla quota di produzione "emission-free" di crescere dal 65% nel 2020 a circa oltre l'85% nel 2030 e, conseguentemente, di tagliare le emissioni dirette da 211 gCO_{2eq}/kWh nel 2020 a 82 gCO_{2eq}/kWh nel 2030.
L'obiettivo di raggiungere una totale decarbonizzazione entro il 2040 richiede un completo ripensamento del modello economico anche in termini di circolarità.
In questa direzione, Enel sta agendo sulla leva principale delle emissioni dirette e allo stesso tempo ripensando in senso ampio il proprio modello di business per intervenire su tutte le altre dimensioni.

Il Gruppo ha aumentato la propria consapevolezza nonché la trasparenza riguardo a tutte le categorie di emissioni indirette. Nonostante queste siano rilevabili su base volontaria, Enel ha eseguito un bilancio più approfondito delle emissioni provenienti da estrazione/trasporto di combustibile, perdite di rete, autoconsumo e rapporti con fornitori.

Net-zero commitment

Enel, in qualità di firmataria della campagna "Business Ambition for 1.5 °C" promossa dalle Nazioni Unite e da altre istituzioni, si impegna a fissare un obiettivo di lungo termine per raggiungere emissioni "Net Zero" su tutta la catena del valore entro il 2040 (anticipando il precedente obiettivo al 2050), incluse sia le emissioni dirette (Scope 1) sia le emissioni indirette (Scope 2 e 3), insieme agli obiettivi scientifici in tutti gli ambiti pertinenti e in linea con i criteri e le raccomandazioni della Science Based Targets initiative (SBTi).

	GHG Target	Ambito	Scenario climatico	Principali driver e azioni per raggiungere l'obiettivo
Breve termine (2024)	140 gCO_{2eq}/kWh al 2024	**100% delle emissioni** GHG Scope 1[1]	1,5 °C[2]	• Uscire gradualmente dalla capacità a carbone nel periodo 2022-2024 (peso percentuale della capacità a carbone sulla capacità consolidata dal 7% nel 2021 a circa il 4% nel 2024) • Investire 17,3 miliardi di euro per accelerare lo sviluppo delle energie rinnovabili installando 17 GW di nuova capacità rinnovabile nel periodo 2022-2024, raggiungendo i 67 GW di capacità rinnovabile consolidata entro il 2024
	21,3 mln tCO_{2eq} al 2024	**100% delle emissioni** Scope 3 relative alla vendita di gas naturale nel mercato finale	1,5 °C[2]	• Promuovere il passaggio dei clienti dal gas all'elettricità (soprattutto clienti residenziali) • Ottimizzare il portafoglio gas dei clienti (specialmente clienti industriali)
	≤130 gCO_{2eq}/kWh al 2024	**100% delle emissioni** Scope 1 e Scope 3 relative alla vendita di elettricità nel mercato finale	1,5 °C[2]	• Aumentare la quota di energia rinnovabile venduta ai clienti, incrementando la produzione rinnovabile del Gruppo
Medio termine (2030)	82 gCO_{2eq}/kWh al 2030 (80% di riduzione rispetto all'anno base 2017)	**100% delle emissioni** GHG Scope 1[1]	1,5 °C, certificato SBTi	• Uscire dalla generazione a carbone (eliminazione graduale di 16 GW di capacità di carbone) • Investire 65 miliardi di euro per accelerare lo sviluppo delle energie rinnovabili installando 75 GW di capacità rinnovabile nel periodo 2021-2030, raggiungendo 120 GW di capacità rinnovabile consolidata entro il 2030 (3 volte la capacità rinnovabile installata nell'anno base 2017)
	11,4 mln tCO_{2eq} al 2030 (55% di riduzione rispetto all'anno base 2017)	**100% delle emissioni** Scope 3 relative alla vendita di gas naturale nel mercato finale	1,5 °C[3]	• Aggiornamento target precedente, corrispondente a una riduzione del 46% rispetto al precedente obiettivo al 2030 • Promuovere il passaggio dei clienti dal gas all'elettricità (soprattutto clienti residenziali) • Ottimizzazione del portafoglio gas dei clienti (specialmente clienti industriali)
	≤73 gCO_{2eq}/kWh al 2030 (80% di riduzione rispetto all'anno base 2017)	**100% delle emissioni** Scope 1 e Scope 3 relative alla vendita di elettricità nel mercato finale	1,5 °C[3]	• Aumentare la quota di energia rinnovabile venduta ai clienti, incrementando la produzione rinnovabile del Gruppo

	GHG Target	Ambito	Scenario climatico	Principali driver e azioni per raggiungere l'obiettivo
Lungo termine (2040)[4]	~0 gCO_{2eq}/kWh entro il 2040	**100% delle emissioni** GHG Scope 1[1]	1,5 °C[3]	• Uscire gradualmente dalla capacità termica e raggiungimento di un mix energetico rinnovabile al 100% • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal
	~0 mln tCO_{2eq} entro il 2040	**100% delle emissioni** Scope 3 relative alla vendita di gas naturale nel mercato finale	1,5 °C[3]	• Uscire dal business della vendita di gas al cliente finale, attraverso la promozione dell'elettrificazione dei consumi • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal
	~0 gCO_{2eq}/kWh entro il 2040	**100% delle emissioni** GHG Scope 1 e Scope 3 relative alla vendita di elettricità nel mercato finale	1,5 °C[3]	• Puntare a raggiungere la vendita di elettricità 100% rinnovabile ai clienti finali entro il 2040 • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal
	Zero emissioni nette entro il 2040	**Tutte le restanti emissioni** (Scope 1+2+3)	1,5 °C[3]	• Possibile ricorso a tecnologie di carbon removal

(1) Anche se Enel monitora costantemente le emissioni Scope 2 e si impegna attivamente per la loro riduzione, il Gruppo non ha fissato uno specifico target di riduzione, in quanto rappresentavano meno del 4% delle emissioni di Scope 1 e Scope 2 totali nel 2017 (anno base del target certificato dalla SBTi). Pertanto, sono considerate marginali e rientrano nei criteri di esclusione secondo la metodologia SBTi, che fissa un margine del 5% sulle emissioni totali di Scope 1 e Scope 2.
(2) Non si è potuto validare ufficialmente il target da SBTi perché "i target devono coprire un minimo di 5 anni e un massimo di 15 anni dalla data in cui il target viene presentato alla SBTi per una convalida ufficiale". Tuttavia soddisfano il percorso di 1,5 °C stabilito dalla SBTi per il settore dei servizi elettrici (approccio di decarbonizzazione settoriale, SDA).
(3) Si prevede di richiedere certificazione SBTi del target a giugno 2022 e, comunque, in funzione delle tempistiche accordate da SBTi.
(4) Nel rispetto dell'impegno "Net Zero" del Gruppo, che include sia le emissioni dirette sia quelle indirette, verranno presi in considerazione target puntuali anche sulle ulteriori componenti di emissioni Scope 2 e Scope 3 in linea con il "Net Zero Standard" che la SBTi ha pubblicato a ottobre 2021.

La strategia del Gruppo Enel rispetto allo scenario IEA "Net Zero"

Lo scenario "Net Zero" dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA NZE) delinea uno dei possibili percorsi per raggiungere l'azzeramento delle emissioni globali nette entro il 2050. È lo scenario più ambizioso tra quelli definiti dall'Agenzia, sviluppato con l'obiettivo di ottenere una riduzione delle emissioni del sistema energetico in linea con l'obiettivo di contenere l'aumento medio delle temperature globali entro +1,5 °C. Rispetto agli altri scenari previsti dalla IEA, esiste un gap di riduzioni di emissioni da colmare attraverso una forte accelerazione in termini di policy, di tasso di elettrificazione e di sviluppo di capacità rinnovabile. Anche questo scenario, come tutti quelli sviluppati dalla IEA, si basa su processi industriali e modelli di consumo a oggi noti e su tecnologie a oggi esistenti, mentre non include eventuali disruption tecnologiche che potrebbero emergere nei prossimi anni.

Lo scenario IEA NZE è particolarmente utile per gli operatori di business allo scopo di valutare la sostenibilità delle proprie strategie rispetto a uno scenario "Net Zero" al 2050. La roadmap verso emissioni nette zero delineata in questo scenario, in particolare, fornisce utili signpost a livello globale e regionale rispetto all'evoluzione della penetrazione delle tecnologie ritenute necessarie per raggiungere l'obiettivo. Tuttavia, non sono sempre disponibili dettagli a livello locale per testare assunzioni e ipotesi di business di maggiore granularità.

Rispetto alla strategia di Enel, i principali punti da rilevare sono relativi a:

- uscita dalla generazione a gas entro il 2040, con una roadmap che non prevede nessun ricorso a tecnologie o soluzioni di cattura della CO_2, non compatibili con il posizionamento strategico e tecnologico del Gruppo. Ciò prefigura pertanto un obiettivo zero, non "net" zero, sulle emissioni dirette, caratterizzato da una generazione di elettricità totalmente rinnovabile;
- prospettive di elettrificazione dei consumi finali, che secondo la roadmap IEA NZE prevedono milestone che lascerebbero spazio a ulteriori opportunità di business dovute in particolare ai settori trasporto (per es., 60% delle vendite di auto a livello globale deve essere elettrico; nessuna nuova immatricolazione di auto a combustione interna dal 2035 ecc.) e riscaldamento/raffrescamento.

Il Piano di Sostenibilità

La centralità delle persone è uno dei pilastri della strategia sostenibile di Enel.

Il Gruppo si impegna a fornire le migliori condizioni e opportunità per le persone che lavorano in azienda, con l'obiettivo di affrontare le sfide della transizione energetica, in linea con l'impegno promosso dalle Nazioni Unite sulla "just transition" e sottoscritto nel 2019. Programmi di upskilling e reskilling e formazione specifica sulle competenze digitali sono affiancati da piani di azione dedicati allo sviluppo dei dipendenti e alla valorizzazione delle diversità, diretti a creare un ambiente di lavoro più inclusivo mediante obiettivi puntuali, anche in merito all'ascolto dei dipendenti e alla valutazione delle performance. In questo contesto, il Gruppo ha incrementato, rispetto all'anno precedente, gli obiettivi relativi alla percentuale di donne manager e middle manager, per raggiungere rispettivamente il 26,8% e il 33,4% al 2024.

Allo stesso tempo, uno dei pilastri della strategia sostenibile si fonda sull'importanza del rapporto con le comunità locali in cui il Gruppo opera, impegnandosi a raggiungere, nel periodo 2015-2030: 5 milioni di beneficiari di un'istruzione di qualità (SDG 4); 20 milioni di beneficiari per quanto riguarda l'energia pulita e accessibile (SDG 7); 8 milioni di beneficiari in termini di lavoro dignitoso e crescita economica duratura, inclusiva e sostenibile (SDG 8).

A sostegno della strategia di sostenibilità del Gruppo, continua a essere centrale l'attenzione nei confronti della salute e sicurezza lungo l'intera catena del valore, resa possibile attraverso un costante e crescente monitoraggio. Il Gruppo si impegna a promuovere attraverso la catena di fornitura aspetti di sostenibilità e qualità nella relazione con i fornitori; risultano inoltre fondamentali una gestione ambientale orientata alla riduzione delle emissioni, dei consumi di acqua e delle risorse naturali e alla preservazione della biodiversità; una struttura di governance solida continua a rappresentare una delle fondamenta della strategia del Gruppo.

La transizione energetica non può, infine, prescindere da elementi abilitatori quali il digitale e la cyber security, per mezzo dei quali il Gruppo si impegna nella diffusione delle più avanzate soluzioni e azioni di verifica delle stesse (ethical hacking,vulnerability assessment e cyber exercise che coinvolgono impianti e siti industriali).

L'adozione di un modello di business pienamente sostenibile richiede un completo ripensamento anche in termini di circolarità. L'economia circolare è fondamentale in particolare per due ragioni: da un lato rappresenta una leva indispensabile per raggiungere gli obiettivi di decarboniz-

zazione agendo lungo tutta la catena del valore[5], oltre a contribuire positivamente a risolvere una serie di ulteriori criticità ambientali in termini di consumo di suolo, consumo d'acqua, generazione di rifiuti ecc.; dall'altro l'adozione su grande scala di tecnologie come fotovoltaico, batterie e mobilità elettrica richiede fin da subito un approccio circolare per quanto riguarda le materie prime, quelle critiche in particolare, lungo tutta la catena del valore.
Con questa consapevolezza, da diversi anni Enel ha incluso l'economia circolare tra i propri driver strategici:

- attraverso un crescente ingaggio con i fornitori per misurare la circolarità di quanto acquista (per es., il progetto EPD che oggi copre le categorie strategiche del Gruppo e rappresenta circa il 55% dei prodotti acquistati a livello globale), l'implementazione di un sistema di tracciamento delle materie prime approvvigionate, e la co-innovazione con i fornitori puntando anche a soluzioni di chiusura dei cicli sviluppando con loro progetti *ad hoc*;
- per quanto riguarda gli asset, puntando su nuovi modelli di utilizzo ed estensione della vita utile per gli asset in esercizio e potenziando il proprio focus attraverso progetti di rimanifattura e riciclo per quanto riguarda gli asset che vanno a fine vita;
- per quanto riguarda i clienti, da un lato aumentando la circolarità delle soluzioni offerte da Enel X per i clienti finali e dall'altro supportando i clienti in termini di misurazione e miglioramento della loro circolarità attraverso attività di reporting e consulenza.

Una transizione di questo tipo richiede non solo un cambiamento in termini di tecnologie e di modelli di business ma anche in termini di modalità di interazione all'interno della catena del valore e di funzionamento del modello economico nel senso più ampio, e a questo fine Enel sta collaborando con Istituzioni, aziende e stakeholder in tutti i Paesi di presenza. Tutto questo comporterà inoltre una forte trasformazione in termini di competenze e professionalità inducendo a puntare molto sulla formazione e su nuove modalità di collaborazione tra le varie aree del Gruppo.
Si è inoltre assistito a un crescente interesse del settore finanziario al tema negli ultimi anni ed Enel sta da tempo integrando le proprie attività con una vista finanziaria per far sì che le nuove iniziative siano concepite fin da subito economicamente competitive (e quindi scalabili) e che possano contribuire in termini di redditività e derisking alle prestazioni complessive del Gruppo.

Il Piano Industriale 2022-2024

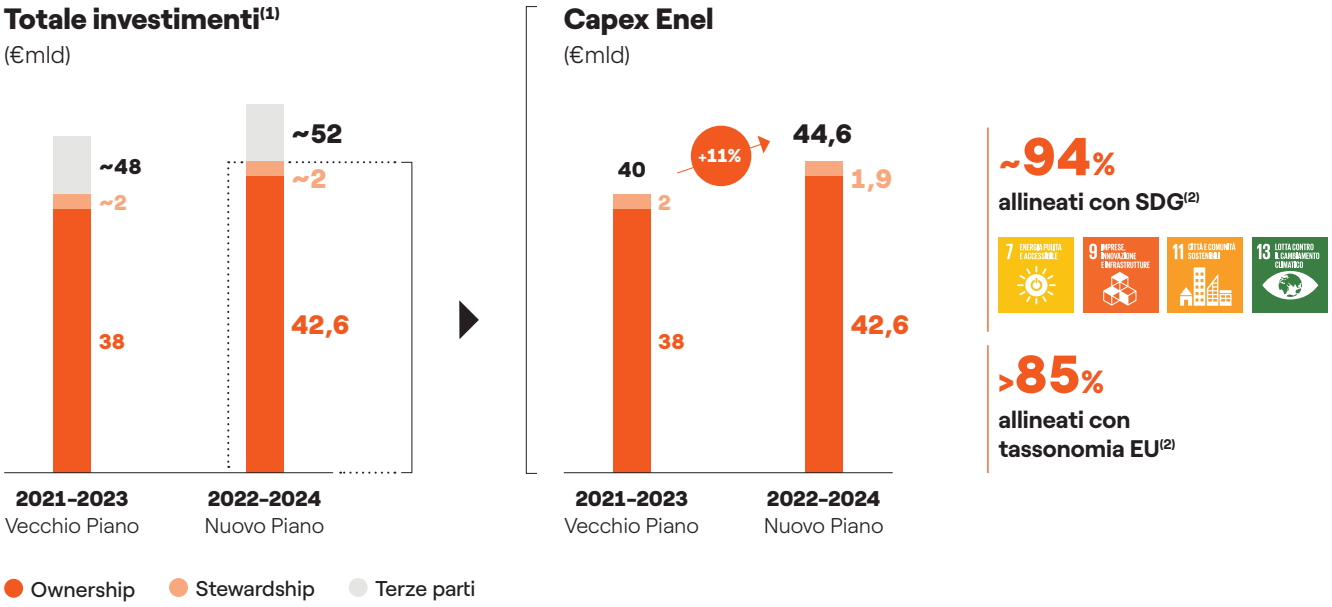
All'interno delle più ampie ambizioni espresse per il posizionamento del Gruppo al 2030, il Piano Industriale 2022-2024 si pone idealmente all'inizio di un percorso di crescita che abbraccia tutto il decennio.
Nei prossimi tre anni il Gruppo si posizionerà nel quadro degli obiettivi fissati per il 2030. In particolare, le strategie a medio e lungo termine sono pienamente allineate con le azioni strategiche di seguito descritte.

I. *Allocare capitale a supporto di una fornitura di elettricità decarbonizzata*

Il Gruppo prevede di investire direttamente un totale di circa 45 miliardi di euro nel periodo 2022-2024, pari a un incremento del 12% rispetto al Piano precedente, mobilitando al contempo ulteriori 8 miliardi di euro circa provenienti da terzi nel quadro del modello di business di Stewardship.

Nel periodo 2022-2024 il Gruppo prevede di investire circa 43 miliardi di euro tramite il modello di business di Ownership, con un allineamento del 94% agli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) delle Nazioni Unite; in particolare, saranno diretti al raggiungimento degli obiettivi previsti dall'SDG 7 ("Affordable and Clean Energy"), SDG 9 ("Industry, Innovation and Infrastructure") ed SDG 11 ("Sustainable Cities and Communities"), contribuendo tutti in tal modo alla lotta al cambiamento climatico (SDG 13 - "Climate Action").
L'allineamento degli investimenti previsti dal Piano Strategico del Gruppo con gli obiettivi di decarbonizzazione e riduzione delle emissioni di gas serra viene definito sulla base di una specifica metodologia attraverso la quale gli investimenti in rinnovabili e in power retail sono per natura riferibili all'SDG 7, gli investimenti nella rete di distribuzione sono riferibili all'SDG 9 e gli investimenti in Enel X sono riferibili all'SDG 11. Il 94% sopra menzionato esclude quindi gli investimenti in generazione convenzionale e in gas retail.
Inoltre, si stima che gli investimenti previsti a Piano saranno allineati ai criteri della tassonomia UE in una percentuale compresa tra l'80% e il 90%, visto il sostanziale contributo alla mitigazione del cambiamento climatico.

(5) A oggi si stima che circa il 45% delle emissioni a livello Pianeta sia associato a estrazione e produzione di materiali, manifattura e dismissione.



~94%
allineati con SDG(2)

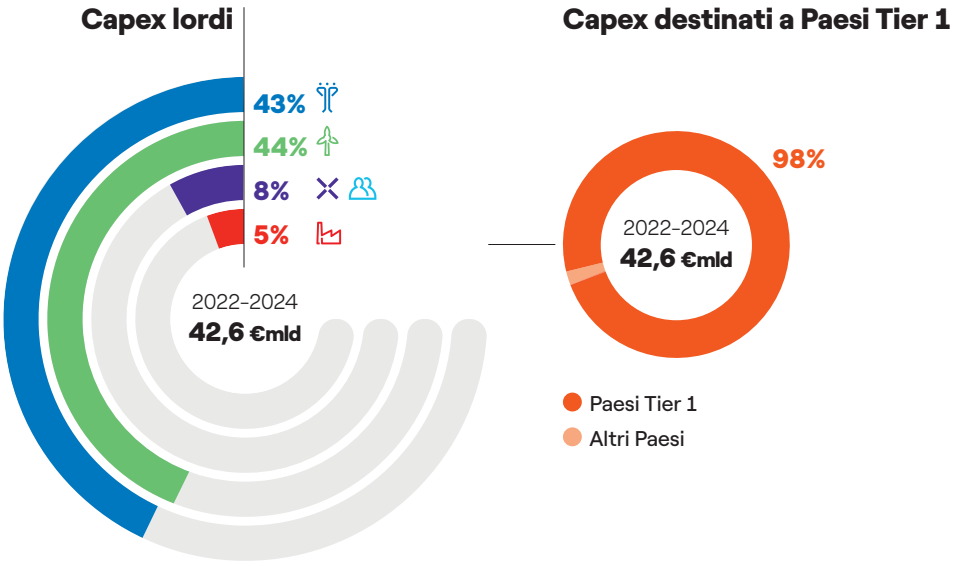
>85%
allineati con tassonomia EU(2)

(1) Vecchio Piano 2021-2030 include Capex consolidate in Stewardship di Enel X.
(2) Si riferisce solo a Capex relative al modello di Ownership.

Nel medesimo periodo il Gruppo prevede inoltre di investire circa 2 miliardi di euro (di cui il 27% in rinnovabili, il 17% nella rete di distribuzione e il restante 56% per abilitare l'elettrificazione dei clienti) nel quadro del modello di business di Stewardship mediante apporti di capitale e acquisizioni di partecipazioni di minoranza, mobilitando al contempo ulteriori 8 miliardi di euro circa di investimenti provenienti da terzi. Gli investimenti in generazione convenzionale sono previsti in riduzione progressiva nell'arco di piano.

Sul totale degli investimenti del Gruppo previsti dai modelli di Ownership e di Stewardship per il 2022-2024:

- circa 19 miliardi di euro si prevede siano destinati alle Rinnovabili, in particolare in Paesi dove il Gruppo beneficia di un business integrato con i clienti finali. Si prevede che la capacità rinnovabile totale del Gruppo aumenti a 77 GW dai 53 GW installati alla fine del 2021. Di conseguenza, si stima che la produzione a zero emissioni raggiunga il 77% nel 2024 e che nello stesso periodo le emissioni di CO_2 per kWh diminuiscano di oltre il 35% rispetto al 2021, posizionando il Gruppo verso il conseguimento dei propri obiettivi "Net Zero" nei tempi previsti;
- circa 18 miliardi di euro si prevede siano destinati al business Infrastrutture e Reti, con un aumento del 12% rispetto al Piano precedente, come risultato di maggiori investimenti in Europa, che è previsto facciano leva anche sulle opportunità create dai Piani Nazionali di Ripresa e Resilienza lanciati nell'UE. Grazie a questi investimenti, che hanno l'obiettivo di migliorare ulteriormente i livelli qualitativi e di resilienza della rete, si stima che la RAB del Gruppo raggiunga i 49 miliardi di euro, in crescita di quasi il 14% rispetto al 2021.



II. *Abilitare l'elettrificazione della domanda di energia dei clienti*

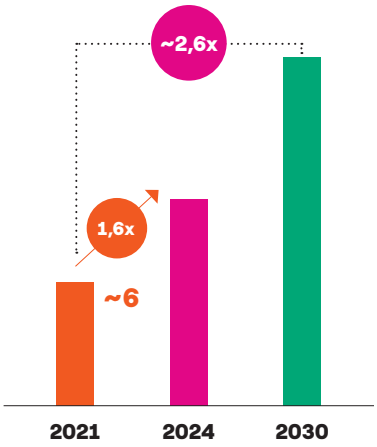
Grazie al nuovo modello del Gruppo incentrato sui clienti, il margine integrato è atteso in crescita di 1,6 volte entro il 2024 rispetto al 2021. Nei prossimi tre anni si prevede che i ricavi da clienti aumentino del 26% e le vendite di elettricità crescano del 25%. Ciò sarà accompagnato da una diminuzione di circa il 15% del costo complessivo dell'energia venduta rispetto al 2021, che è anche frutto di una riduzione di circa il 23% nel costo medio di produzione.

III. *Fare leva sulla creazione di valore lungo tutta la value chain*

La gestione attiva degli asset verrà utilizzata per completare il processo di semplificazione del Gruppo Enel e rendere disponibili risorse che saranno impiegate per cogliere ulteriori opportunità di crescita. Si prevede che queste azioni producano un incremento degli utili di 300 milioni di euro a regime.

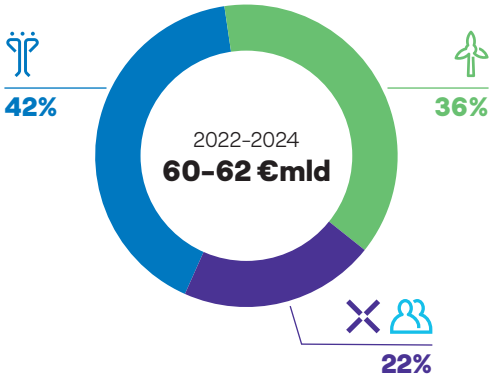
Margine integrato in Paesi Tier 1

(€mld)



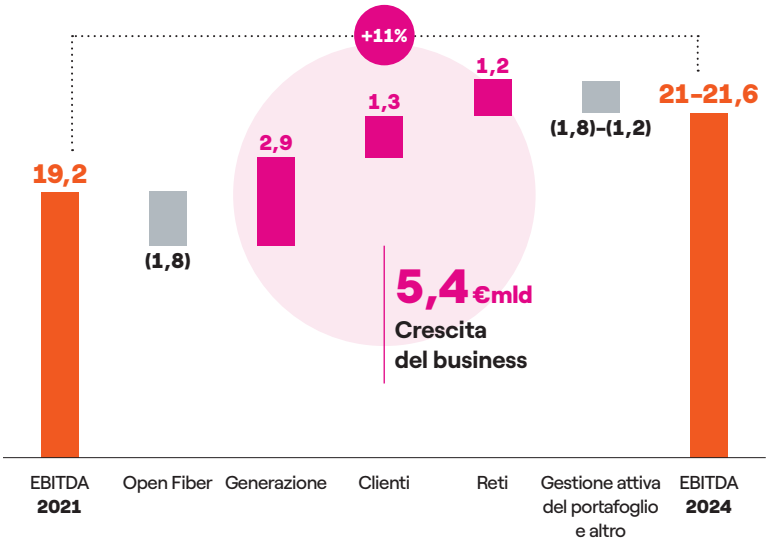
A livello di Gruppo, si prevede che l'EBITDA ordinario cresca del 11% dai 19,2 miliardi di euro del 2021 a un valore compreso fra 21,0 e 21,6 miliardi di euro nel 2024.

EBITDA cumulato per GBL



Evoluzione EBITDA nel periodo 2021-2024

(€mld)



Si prevede che alla crescita dell'EBITDA ordinario di Gruppo contribuiscano i seguenti fattori:

- la crescita delle Rinnovabili è il principale driver del periodo, con un contributo previsto di circa 2,0 miliardi di euro, su un totale contributo del business della generazione di 2,9 miliardi di euro; si prevede che l'evoluzione del portafoglio di generazione si traduca in una crescita del 45% dell'EBITDA di Enel Green Power[6] nel periodo di Piano, nello specifico dai 6,0 miliardi di euro nel 2021 a 8,7 miliardi di euro nel 2024;
- l'EBITDA del business Clienti è previsto in crescita di circa il 40% nel periodo di Piano, raggiungendo 4,9 miliardi di euro nel 2024 dai 3,4 miliardi di euro del 2021. Tale crescita è guidata dalle iniziative del Gruppo per una strategia integrata a livello commerciale e di capacità di generazione, dall'apporto di volumi di elettricità nel mercato libero e dai bisogni incrementali di servizi aggiuntivi;
- l'EBITDA del business Infrastrutture e Reti è previsto in aumento del 16% a 8,7 miliardi di euro nel 2024 dai 7,7 miliardi di euro del 2021. I principali fattori di crescita sono l'aumento della RAB, trainato dai maggiori investimenti, i programmi di efficientamento, gli aumenti tariffari per effetto dell'indicizzazione all'inflazione, soprattutto in America Latina, e l'incremento dei volumi di energia distribuita.

(6) Incluse le attività di generazione convenzionale.

Si prevede che l'utile netto ordinario aumenti di circa il 20% dai 5,6 miliardi di euro del 2021 a un valore compreso fra 6,7 e 6,9 miliardi di euro nel 2024, grazie alle dinamiche operative sopra descritte e alla continua ottimizzazione della gestione finanziaria di Gruppo. Questa ottimizzazione sarà conseguita soprattutto mediante l'aumento delle fonti di finanziamento sostenibili, che si prevede rappresenteranno circa il 65% del debito lordo totale nel 2024, portando a un costo dell'indebitamento lordo che si prevede diminuisca al 2,9% nel 2024 rispetto al 3,5% del 2021.

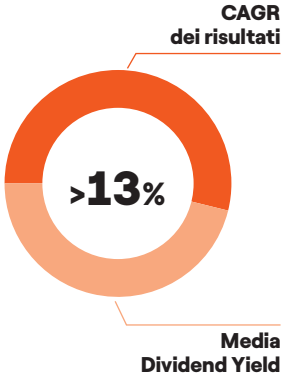
Si prevede che la leva finanziaria si mantenga stabile, con un rapporto net debt/EBITDA del Gruppo pari a 2,9 volte nel periodo di Piano e un indebitamento netto di Gruppo previsto a 61-62 miliardi di euro nel 2024 da 52 miliardi di euro nel 2021.

La politica dei dividendi di Enel per il periodo resta semplice, prevedibile e interessante. È previsto che gli azionisti ricevano un dividendo per azione (DPS) fisso che si prevede cresca del 13% dal 2021 al 2024, fino a raggiungere 0,43 euro/azione. Si stima che la crescita attesa a livello di utili, sommata al rendimento sottostante del dividendo ("Dividend Yield"), si tradurrà in un rendimento totale di circa il 13%.

		2021	2022	2023	2024
Crescita dei risultati	**EBITDA ordinario (€mld)**	**19,2**	**19-19,6**	**20-20,6**	**21-21,6**
	Utile netto ordinario (€mld)	**5,6**	**5,6-5,8**	**6,1-6,3**	**6,7-6,9**
Creazione di valore	**DPS Fisso (€/azione)**	**0,38**	**0,40**	**0,43**	**0,43**
	Dividend Yield implicito(1)	**5,4%**	**5,7%**	**6,1%**	**6,1%**

(1) Prezzo azione Enel: 7 €/azione.

Rendimento totale



Scenario di riferimento

Il contesto macroeconomico

Il contesto economico mondiale nel 2021 è stato caratterizzato da una generalizzata ripresa economica con una crescita del PIL mondiale di circa il 5,8% su base annuale nel 2021, a seguito di una netta caduta di circa il 3,5% nell'anno precedente. Tale recupero è stato reso possibile, soprattutto nei Paesi più sviluppati, attraverso un significativo supporto fiscale dei Governi e a una rapida ed efficace vaccinazione che ha limitato, specialmente nel secondo semestre, l'introduzione di significative restrizioni sulle attività e sulla mobilità. Tuttavia, la diversa velocità di copertura vaccinale tra Paesi sviluppati e in via di sviluppo si è anche riflesso in modo sostanziale sui tassi di crescita del PIL definendo una chiara eterogeneità sulle tendenze di recupero delle economie.

Le generalizzate riaperture a inizio 2021 grazie alle prime somministrazioni dei vaccini hanno generato elevati squilibri tra domanda e offerta su scala globale causando forti distorsioni sulle catene di approvvigionamento e, di conseguenza, spingendo verso l'alto i prezzi delle materie prime. Tali pressioni inflattive si sono riversate anche sui prezzi dei beni intermedi e di consumo, creando spirali inflazionistiche che, accompagnate da severi colli di bottiglia dovuti a interruzioni logistiche, sono attese anche nel 2022.

Nei Paesi avanzati, il secondo semestre è stato caratterizzato da un inatteso rallentamento dell'economia a causa di fattori tra loro collegati, come le riacutizzazioni dei contagi da COVID-19 innescate dal propagarsi di nuove varianti su scala mondiale e colli di bottiglia dovuti a interruzioni logistiche. Con una domanda in ripresa supportata dalle riaperture, i limiti nella produzione accompagnata dai già crescenti prezzi delle materie prime hanno generato severe pressioni inflattive facendo raggiungere livelli record d'inflazione.

Il PIL degli Stati Uniti, in aumento del 5,7% su base annuale nel 2021, è cresciuto nel secondo semestre meno delle attese di inizio anno a causa di rallentamenti generali dei consumi privati e della produzione industriale dovuti alle diverse ondate di contagi da COVID-19, alla riduzione di supporto fiscale ai privati caratteristico nei primi mesi della crisi pandemica, alla mancanza di offerta di materie prime e a prezzi dell'energia in forte crescita. Per il 2022, le proiezioni confermano un rallentamento dell'economia, poiché il supporto dei risparmi privati in eccesso, che hanno rappresentato un fattore trainante per la ripresa di inizio 2021, andrà a scemare, oltre che una politica monetaria meno accomodante, con l'annuncio del tapering sugli acquisti di titoli da parte della Federal Reserve e possibili aumenti dei suoi principali tassi di interesse di riferimento già nel corso di quest'anno. Persistono, inoltre, rischi significativi legati alla situazione pandemica, pressioni inflattive almeno fino a fine anno e incertezza politica per le elezioni di metà mandato a novembre 2022.

In Eurozona, l'economia reale ha segnato una netta ripresa sia nel secondo sia nel terzo trimestre 2021, con il PIL annuale in crescita del 5,2%. Tuttavia, la ripresa economica ha rallentato nel quarto trimestre a causa di repentini aumenti dei prezzi energetici e di nuove ondate di casi per la variante Omicron che hanno spinto molti Paesi a reintrodurre chiusure delle attività e restrizioni sulla mobilità. Gli aumenti dei prezzi del comparto energia rappresentano un fattore di rischio cruciale soprattutto per la produzione industriale, più sensibile dei consumi privati, e quindi per le prospettive di crescita nel 2022. Tuttavia, tali pressioni inflattive per gli alti prezzi dell'energia e del gas naturale avranno impatti eterogenei sull'Eurozona, e gli investimenti saranno significativamente supportati dal piano di recupero Next Generation EU. Infine, la politica monetaria decisa dalla Banca Centrale Europea rimarrà accomodante nel 2022, anche se è stato annunciato che l'imponente programma di acquisto di titoli per l'emergenza pandemica (PEPP) andrà a ridursi gradualmente, ma non prima di marzo.

In America Latina, il progresso delle campagne vaccinali nazionali ha portato a un drastico calo dei casi di COVID-19 nel secondo semestre 2021. L'associata riapertura delle economie nazionali è coincisa con un aumento globale dei prezzi del cibo e dell'energia, un contesto di valute locali deboli e periodi di siccità grave in numerose zone rilevanti dell'area. Questi fenomeni hanno comportato un generale aumento del livello dei prezzi con l'inflazione attestatasi, in molti casi, ben al di sopra dei target delle banche centrali locali. L'economia dell'Argentina ha mostrato segnali di ripresa con il PIL in crescita del 9,8% su base annuale nel 2021. Persistono problemi strutturali riguardanti principalmente inflazione e finanze pubbliche ma proseguono le trattative con il Fondo Monetario Internazionale su una ristrutturazione del debito per evitare il default nel 2022. In Brasile, la maggioranza dei settori economici ha recuperato i livelli pre-pandemia con una crescita del PIL stimata intorno al 4,7% su base annuale nel 2021. Gli alti livelli d'inflazione hanno comportato una politica monetaria restrittiva che, unita a un contenuto contributo alla crescita delle riaperture, scaturite dal processo di vaccinazione, proietta il Paese verso un 2022 di stagflazione. Ulteriori rischi al ribasso sono dati dall'incertezza politica con il precedente presidente Lula favorito per le prossime elezioni. L'economia cilena è stata trainata nel 2021 dalla ripresa del consumo privato e degli investimenti che hanno comportato un aumento del PIL su base annuale del 12%. I rischi

attuali provengono principalmente dalle incertezze legate alle scelte che farà il neo-eletto candidato di sinistra Gabriel Boric che, in un contesto di inflazione oltre il target nazionale e un deficit delle partite correnti in crescita, potrebbe portare avanti programmi troppo radicali con conseguenze sugli asset cileni tra cui la valuta locale, che ha avuto ripercussioni negative all'inizio del 2022. In Colombia, pressioni valutarie e inflazionistiche hanno comportato un aumento generalizzato dei prezzi con l'inflazione annuale attestatasi al 3,5% nel 2021. Per il 2022 rischi al ribasso sono rappresentati da un rallentamento dei prezzi del petrolio e della domanda globale nonostante una crescita del PIL su base annuale pari al 9,6% nel 2021. In Perù, per effetto delle riaperture e di una politica monetaria accomodante, il PIL è cresciuto su base annuale del 12,9% nel 2021. Per il 2022 i rischi di una crescita bassa o moderata sono riconducibili principalmente alla rimozione degli attuali stimoli fiscali e monetari e alla forte incertezza politica, con il presidente Castillo sopravvissuto a un tentativo di impeachment dopo soli quattro mesi dall'insediamento.

PIL e inflazione[(1)]

%	PIL		Inflazione		
	2021	2020	2021	2020	2021-2020
Italia	**6,5**	**-9,0**	**2,0**	**-0,1**	**2,1**
Spagna	5,0	-10,8	3,0	-0,3	3,3
Portogallo	4,9	-8,4	-	-	-
Grecia	8,8	-8,8	-	-	-
Argentina	9,8	-9,9	48,1	42,0	6,1
Romania	6,3	-3,7	4,1	2,6	1,5
Russia	4,4	-3,0	6,7	3,4	3,3
Brasile	4,7	-4,2	8,3	3,3	5,0
Cile	12,0	-6,0	4,5	3,0	1,5
Colombia	9,6	-6,8	3,5	2,5	1,0
Messico	5,2	-8,4	5,7	3,4	2,3
Perù	12,9	-11,0	4,0	1,8	2,2
Canada	4,7	-5,2	3,4	0,8	2,6
Stati Uniti	5,7	-3,4	4,7	1,2	3,5
Sudafrica	4,7	-6,4	4,5	3,3	1,2
India	-	-	5,1	6,8	-1,7

(1) I valori di PIL e inflazione sono la migliore stima disponibile alla data di pubblicazione e saranno soggetti a revisioni da parte degli istituti di statistica nazionali nei prossimi mesi.

Fonte: Istituti Nazionali di Statistica ed elaborazioni Enel su dati ISTAT, INE, EUROSTAT, IMF, OECD, Global Insight.

Tassi di cambio

	2021	2020	2021-2020
Euro/Dollaro statunitense	1,18	1,14	3,39%
Euro/Sterlina britannica	0,86	0,89	-3,49%
Euro/Franco svizzero	1,08	1,07	0,93%
Dollaro statunitense/Yen giapponese	110	107	2,80%
Dollaro statunitense/Dollaro canadese	1,25	1,34	-7,20%
Dollaro statunitense/Dollaro australiano	1,33	1,45	-9,02%
Dollaro statunitense/Rublo russo	73,71	72,29	1,93%
Dollaro statunitense/Peso argentino	95,16	70,68	25,73%
Dollaro statunitense/Real brasiliano	5,40	5,16	4,44%
Dollaro statunitense/Peso cileno	760,72	791,61	-4,06%
Dollaro statunitense/Peso colombiano	3.747,97	3.692,87	1,47%
Dollaro statunitense/Sol peruviano	3,88	3,50	9,79%
Dollaro statunitense/Peso messicano	20,29	21,48	-5,86%
Dollaro statunitense/Lira turca	8,90	7,02	21,12%
Dollaro statunitense/Rupia indiana	73,93	74,08	-0,20%
Dollaro statunitense/Rand sudafricano	14,79	16,46	-11,29%

Il settore dell'energia

Il contesto energetico – Commodity 2021

Nel corso del 2021 il mercato petrolifero ha visto una marcata crescita dei propri indici, dovuta all'ottimismo per la ripresa dell'attività economica, unita alle misure cautelari dell'OPEC+ in materia di tagli alla produzione, che hanno determinato tensioni sugli indici di prezzo nel secondo e terzo trimestre. Dopo aver raggiunto un picco nel mese di ottobre, anche a seguito della diffusione di nuove varianti di COVID-19, i prezzi hanno iniziato ad assestarsi, attestandosi al di sotto dei 75 $/barile nel mese di dicembre.

Durante il 2021 il mercato del gas europeo ha registrato una elevata volatilità, determinata da fattori sia di domanda sia di offerta. Nel primo semestre dell'anno le temperature più basse della media e una heating season protrattasi fino a maggio hanno determinato un progressivo depauperamento degli stoccaggi gas in Europa, con conseguente aumento della domanda durante i mesi estivi.
Sul fronte dell'offerta, invece, le esportazioni di GNL dagli Stati Uniti sono state attirate sul mercato asiatico, acuendo la scarsità della commodity.

Il rialzo dei prezzi del gas, unito alla forte domanda cinese, ha determinato a sua volta l'incremento dei prezzi del carbone, che hanno raggiunto un picco di 231 $/t nel mese di ottobre, per poi diminuire già a novembre al di sotto dei 150$/t a seguito alla riapertura di alcuni giacimenti in Cina, che ha determinato un allentamento della tensione lato offerta.

		2021	2020	2021-2020
Brent	$/bbl	71	43	65,1%
API2	$/t	120	50	140,0%
TTF	€/MWh	46	9	411,1%
CO_2	€/t	53	25	112,0%
Rame	$/t	9.310	6.177	50,7%
Alluminio	$/t	2.472	1.704	45,1%
Nichel	$/t	18.461	13.787	33,9%

In aumento anche le quotazioni dell'ETS CO_2, a seguito del forte commitment espresso dalle autorità europee, culminato nell'approvazione a luglio del pacchetto "Fit for 55", in cui si esprime la volontà di abbattere le emissioni di CO_2 di almeno il 55% entro il 2030. Le aspettative di prezzi in crescita, unite alla tensione sul mercato gas e all'aumento di posizioni speculative su questo mercato, hanno determinato il rialzo del prezzo della commodity, che alla fine di dicembre si attestava al di sopra degli 80 €/t.

Analogamente a quanto accaduto per le commodity energetiche, il 2021 è stato un anno molto volatile e caratterizzato da forti rialzi anche per i prezzi dei principali metalli industriali. La ripresa delle attività economiche post COVID-19, da un lato, e l'avvio dei piani di investimento e ripresa a livello globale incentrati sulla transizione energetica, dall'altro, hanno spinto in forte rialzo la domanda di metalli. In parallelo l'offerta, intrinsecamente poco elastica e appesantita sia da criticità legate alla disponibilità sia da colli di bottiglia di natura logistica e di trasporto, non è riuscita a seguire il ritmo di crescita della domanda generando scarsità sul mercato con conseguente forte rialzo dei prezzi.

Per quanto riguarda rame e alluminio, dopo i massimi raggiunti durante l'anno (oltre 10.000 $/t a maggio per il rame e intorno ai 3.000 $/t a ottobre per l'alluminio), i prezzi sembrano essersi stabilizzati durante l'ultimo trimestre, anche se su livelli elevati, con fondamentali di mercato meno tesi anche all'orizzonte.

Similmente, per quanto concerne l'acciaio, dopo i picchi registrati nel terzo trimestre 2021, abbiamo assistito a un calo della domanda derivante sia dal rallentamento dell'economia cinese, sia dalle limitazioni di natura ambientale ed energetica che hanno frenato la produzione delle fonderie in Estremo Oriente. Tutto ciò ha consentito una sostanziale stabilizzazione dei prezzi negli ultimi mesi dell'anno.

Per quanto riguarda infine i metalli per le batterie, in particolare nichel, litio e cobalto, abbiamo assistito a prezzi in continua ascesa durante tutto l'arco dell'anno, trascinati da fondamentali di mercato tesi e in particolare da una domanda dal settore dei veicoli elettrici ed energetico in generale che non ha visto rallentamenti.

Si rimanda al capitolo "Lotta al cambiamento climatico e sostenibilità ambientale" per un approfondimento relativo alla gestione circolare delle materie prime legate alla transizione energetica.

I mercati dell'energia elettrica e del gas naturale

La domanda di energia elettrica

Andamento della domanda di energia elettrica[1]

TWh

	2021	2020	2021-2020
Italia	**319,3**	**302,8**	**5,4%**
Spagna[2]	256,4	250,1	2,5%
Romania	62,2	59,3	4,9%
Russia[3]	820,1	778,6	5,3%
Argentina	138,7	131,7	5,3%
Brasile	609,0	586,6	3,8%
Cile	81,5	77,7	4,9%
Colombia	74,1	70,4	5,3%

(1) Al lordo delle perdite di rete.
(2) Dato nazionale
(3) Europa/Urali.
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.

Il 2021 è stato caratterizzato da una generalizzata ripresa dei consumi elettrici, tornati nella maggior parte dei Paesi di presenza a livelli pre-pandemici.
In Italia la domanda elettrica è cresciuta del 5,4%, complice la progressiva riapertura di vari settori dell'economia. In recupero anche la Spagna, che registra una crescita del 2,5% rispetto al 2020, anche se si attesta al di sotto dei livelli pre-pandemici (-2,9% *vs* 2019). Questa differenza è dovuta alla più lenta ripresa dalla normale attività economica, che ha pesato sulla domanda del settore terziario, unita a temperature estive al di sotto della media stagionale.
Gli alti prezzi dell'energia elettrica registrati in Europa nel quarto trimestre hanno comunque avuto un impatto sui consumi industriali, e si prevedono fenomeni di demand destruction anche sul primo trimestre 2022, stante l'attuale tensione sui mercati europei.
In aumento anche i consumi in Russia e Romania, rispettivamente del 5,3% e del 4,9%.
Dinamiche analoghe sono state registrate in America Latina, in cui la domanda elettrica è cresciuta in media del 4,8%. Particolarmente sostenuta è stata la crescita registrata in Argentina (+5,3%), in Colombia (+5,3%) e in Cile (+4,9%); in quest'ultimo Paese la domanda era cresciuta anche nel 2020, seppur in misura molto lieve (+0,8%).

I prezzi dell'energia elettrica

Prezzi dell'energia elettrica

	Prezzo medio baseload 2021 (€/MWh)	Variazione prezzo medio baseload 2021-2020	Prezzo medio peakload 2021 (€/MWh)	Variazione prezzo medio peakload 2021-2020
Italia	**125,0**	**86,1**	**139,8**	**95,2**
Spagna	111,5	77,5	120,8	84,8

Rispetto al 2020, i prezzi dell'energia elettrica in Italia e Spagna sono fortemente aumentati, a causa delle dinamiche rialziste registrate nel 2021 sui mercati delle commodity.
In particolare, il forte aumento del prezzo del gas, congiuntamente a una minor produzione delle fonti rinnovabili e ad alcune manutenzioni di centrali nucleari in Europa, ha portato i prezzi dell'energia elettrica di Italia e Spagna ad aumentare di oltre il 220% rispetto al 2020, raggiungendo nel

corso del quarto trimestre 2021 veri e propri massimi storici. Si ritiene che la tensione sui prezzi dell'energia elettrica registrata alla fine del 2021, continuerà anche nel 2022.

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

	2021	2020	2021-2020
Mercato finale (residenziale)[1]			
Italia	0,1432	0,1357	5,5%
Romania	0,1115	0,1043	6,9%
Spagna	0,1358	0,1219	11,4%
Mercato finale (industriale)[2]			
Italia	0,0939	0,0867	8,3%
Romania	0,0824	0,0869	-5,2%
Spagna	0,0931	0,0834	11,6%

(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

	2021	2020	2021-2020	
Italia	**75,0**	**70,0**	**5,0**	**7,1%**
Spagna	32,5	31,0	1,5	4,8%

La ripartenza di vari settori dell'economia, unita a un inverno particolarmente lungo e rigido nell'emisfero settentrionale, ha trainato la domanda globale di gas nel 2021.

In Italia e Spagna la domanda è cresciuta rispettivamente del 7,1% e del 4,8%.

Domanda di gas naturale in Italia

Miliardi di m^3

	2021	2020	2021-2020	
Reti di distribuzione	33,4	31,0	2,4	7,7%
Industria	14,0	13,0	1,0	7,7%
Termoelettrico	25,9	25,0	0,9	3,6%
Altro[1]	1,7	1,0	0,7	70,0%
Totale	**75,0**	**70,0**	**5,0**	**7,1%**

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

In Italia l'aumento della domanda rispetto al 2020 è stato pari al 7,1%, particolarmente forte nelle reti di distribuzione (+7,7%) e nell'industria (+7,7%), a causa della maggior domanda di gas per riscaldamento e produzione industriale; meno marcato, ma comunque significativo, il recupero del settore termoelettrico (+3,6%).

Cambiamento climatico e scenari di lungo termine

Enel promuove la trasparenza nella propria disclosure relativa al cambiamento climatico e lavora per mostrare ai propri stakeholder che sta affrontando il cambiamento climatico in modo diligente e determinato. Enel si è pubblicamente impegnata ad adottare le raccomandazioni della Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) del Financial Stability Board e a seguire tutti gli aggiornamenti pubblicati. Il Gruppo sta anche integrando le "Guidelines on reporting climate-related information" pubblicate dalla Commissione Europea nel giugno 2019, che, insieme alla TCFD e allo standard GRI, costituiscono il principale framework relativo alla divulgazione da parte del Gruppo delle tematiche legate al cambiamento climatico nel corso del 2021. In merito alle analisi di scenario, Enel è stata coinvolta in un gruppo di lavoro per sviluppare specifiche raccomandazioni a supporto dell'attuazione delle linee guida della TCFD su tale ambito. Il TCFD Advisory Council ha lavorato sugli scenari nel 2020 e da allora Enel è stata coinvolta in diverse iniziative riguardanti le analisi di scenario, condividendo la propria esperienza a supporto di un'implementazione sempre più diffusa e trasparente di tali pratiche in un numero crescente di aziende.

Analisi di scenario

La valutazione del contesto esterno e della sua evoluzione costituisce una parte fondamentale su cui si basa la definizione della strategia di Enel: in un mondo complesso e in condizioni di incertezza rispetto al futuro, definire una strategia solida e resiliente è di cruciale importanza per alimentare la creazione di valore per tutti gli stakeholder. Il processo di pianificazione strategica di Enel parte quindi dall'analisi dell'evoluzione dell'ambiente esterno, con particolare riferimento al cambiamento climatico e al processo di transizione energetica. A tal fine, il Gruppo adotta un approccio strutturato per l'analisi di scenario, con l'obiettivo di massimizzare le opportunità e mitigare i rischi.

La pianificazione tramite l'utilizzo di scenari si basa sulla definizione di "futuri alternativi", definiti da alcune variabili di incertezza chiave quali, per esempio, il raggiungimento degli obiettivi definiti nell'Accordo di Parigi o lo sviluppo tecnologico. Rispetto a un approccio di forecasting, gli scenari offrono maggiore flessibilità e permettono di prepararsi ad affrontare rischi e cogliere opportunità. Infatti, l'approccio di forecasting comprende proiezioni basate su tendenze passate, che quindi non anticipano cambiamenti, rischi o incertezze significative.

In Enel gli scenari vengono utilizzati nei processi di pianificazione, allocazione di capitale, posizionamento strategico e valutazione dei rischi e della resilienza della strategia. L'elaborazione di scenari aiuta le aziende a prendere decisioni strategiche in condizioni complesse e incerte, esplorando futuri plausibili alternativi, consentendo di disegnare diversi percorsi, tempistiche e opzioni di mitigazione ed eseguire analisi basate sui rischi chiave per sfidare il pensiero strategico.

Nel corso del 2021 la definizione del framework di scenario è stata oggetto di un workstream specifico a supporto del processo decisionale ("dialogo strategico"). La tematica è stata analizzata con workshop dedicati con il top management, che hanno riguardato l'identificazione dei principali trend, disruption, incertezze future e possibili narrative di scenario.

Nell'ambito del processo per la definizione degli scenari Enel di lungo termine, i trend di medio e lungo termine identificati sono stati analizzati in modo approfondito e i risultati dell'analisi sono confluiti in un documento di sintesi della visione industriale a uso interno ("Industry View"). Tale documento, elaborato a supporto del processo decisionale, fornisce una panoramica delle forze strutturali, delle macro-tendenze, delle potenziali disruption e delle tecnologie che incidono sullo sviluppo dell'industria e dell'economia, e ne descrive i potenziali impatti sull'attività aziendale. Rappresenta quindi una base di riferimento per la definizione di azioni volte a guidare, prevenire e adattarsi a cambiamenti ed evoluzioni sui business di riferimento, nonché a cogliere le opportunità a essi associate, sviluppando anche una consapevolezza dei rischi connessi.

Forze strutturali

3 fattori strutturali di macro-livello

- Persone
- Pianeta
- Prosperità

Trend emergenti e disruption

10 elementi chiave

che delineano il futuro a lungo termine del nostro settore. Possono contenere aspetti con una maggiore o minore incertezza, ma ciò che hanno tutti in comune è l'alto impatto atteso

Narrative di scenario

3 narrative

per cogliere l'evoluzione di trend e incertezze. Sono la base per la nostra pianificazione a lungo termine e per valutare rischi e opportunità relativi a scenari alternativi. Possono essere il punto di partenza per analisi what-if

Tecnologie
10 schede

Idee per il futuro
5 spunti per altri approfondimenti

È stata inoltre condotta un'attività di analisi e benchmarking degli scenari esterni energetici di transizione che, insieme all'analisi di report rilevanti sugli andamenti macroeconomici, di commodity e climatici, ha alimentato la modellistica interna per la definizione delle assunzioni degli scenari di lungo termine.

Analisi dei trend e delle incertezze



Analisi delle tendenze e delle disruption rilevanti che guidano gli scenari, fornendo una "biblioteca" di tendenze che alimentano il "dialogo strategico" e la pianificazione degli scenari.

Analisi degli scenari esterni e benchmarking



Raccolta e analisi degli scenari disponibili più rilevanti, confrontando gli elementi principali.

Analisi e forecasting macroeconomica, finanziaria e climatica



Elaborazione di dati da utilizzare per la pianificazione dello scenario basata su modelli interni e sull'analisi di dati e indicatori di performance provenienti da report rilevanti.

Scenari interni Enel

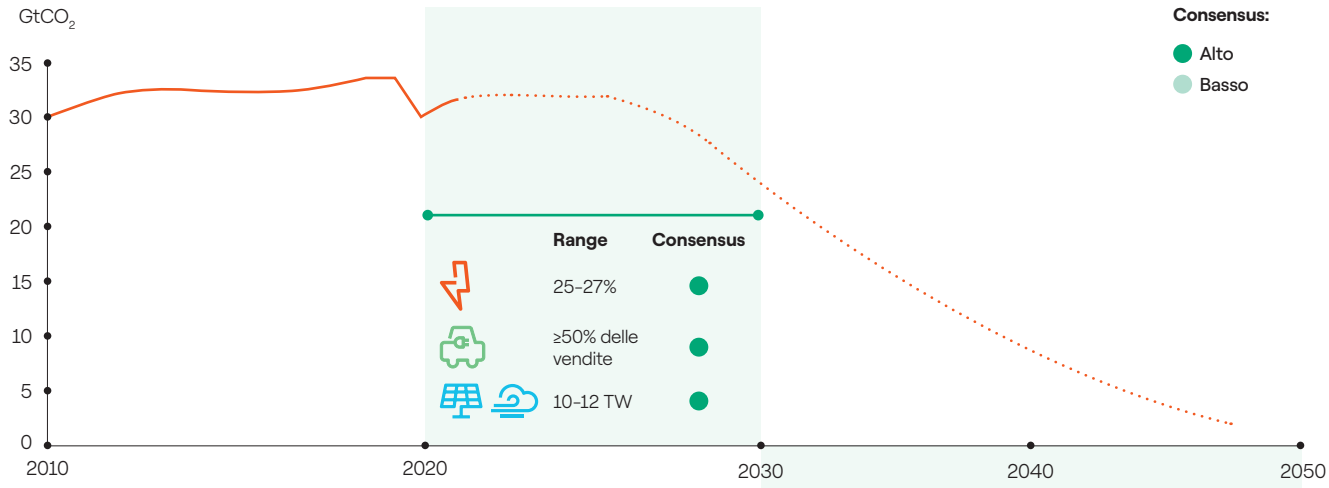
Visione completa sulle varianti macroeconomiche, finanziarie, energetiche e climatiche.



All'interno di questo framework, ogni narrativa di scenario è stata elaborata in modo da assicurare coerenza tra gli scenari di transizione energetica e gli scenari climatici, sulla base dei quali sono analizzati i fenomeni fisici acuti e cronici.

L'attività di benchmarking degli scenari esterni sopracitata rappresenta un punto di partenza fondamentale per costruire scenari interni robusti. Esistono molti scenari energetici globali di transizione, pubblicati da vari provider e progettati per una vasta gamma di scopi, dalla pianificazione governativa al supporto dei processi decisionali aziendali. L'attività di benchmarking consiste nell'analisi degli scenari prodotti da enti e organizzazioni esterne al fine di confrontarne i risultati in termini di mix energetici, trend emissivi e scelte tecnologiche, e di identificare per ciascuno di essi i principali driver della transizione energetica.
Gli scenari energetici globali sono tipicamente classificati per famiglie di scenario in funzione del livello di ambizione climatica.

- Business as usual/Stated policies: scenari energetici basati su business as usual/politiche correnti. Forniscono un punto di riferimento piuttosto conservativo per il futuro, rappresentando l'evoluzione del sistema energetico in mancanza di politiche climatiche ed energetiche aggiuntive. Questi scenari non arrivano a raggiungere gli obiettivi dell'Accordo di Parigi.
- Paris Aligned: scenari energetici allineati all'Accordo di Parigi, ovvero che includono un obiettivo di contenimento dell'aumento di temperatura media globale "ben al di sotto di 2 °C" rispetto ai livelli preindustriali. Per raggiungere tale obiettivo, gli scenari di questa categoria considerano nuove e più ambiziose politiche per l'elettrificazione degli usi finali e per lo sviluppo delle rinnovabili.
- Paris Ambitious: scenari energetici globali che tracciano un percorso verso emissioni nette di gas serra pari a zero entro il 2050, coerente con l'obiettivo più ambizioso dell'Accordo di Parigi, ovvero la stabilizzazione dell'aumento medio delle temperature globali entro 1,5 °C. Tutti gli scenari di questa famiglia concordano che i driver principali della transizione energetica verso "Net Zero" entro il 2050 siano il processo di elettrificazione degli usi finali e l'aumento di generazione elettrica da rinnovabili sia nel medio sia nel lungo termine. Differiscono invece tra loro per le soluzioni aggiuntive necessarie nel lungo termine per colmare il gap verso l'obiettivo emissioni nette zero, assegnando diversa rilevanza ai contributi di differenti tecnologie e ai cambiamenti comportamentali dei consumatori.



Scenari considerati:

Bloomberg NEW ENERGY FINANCE

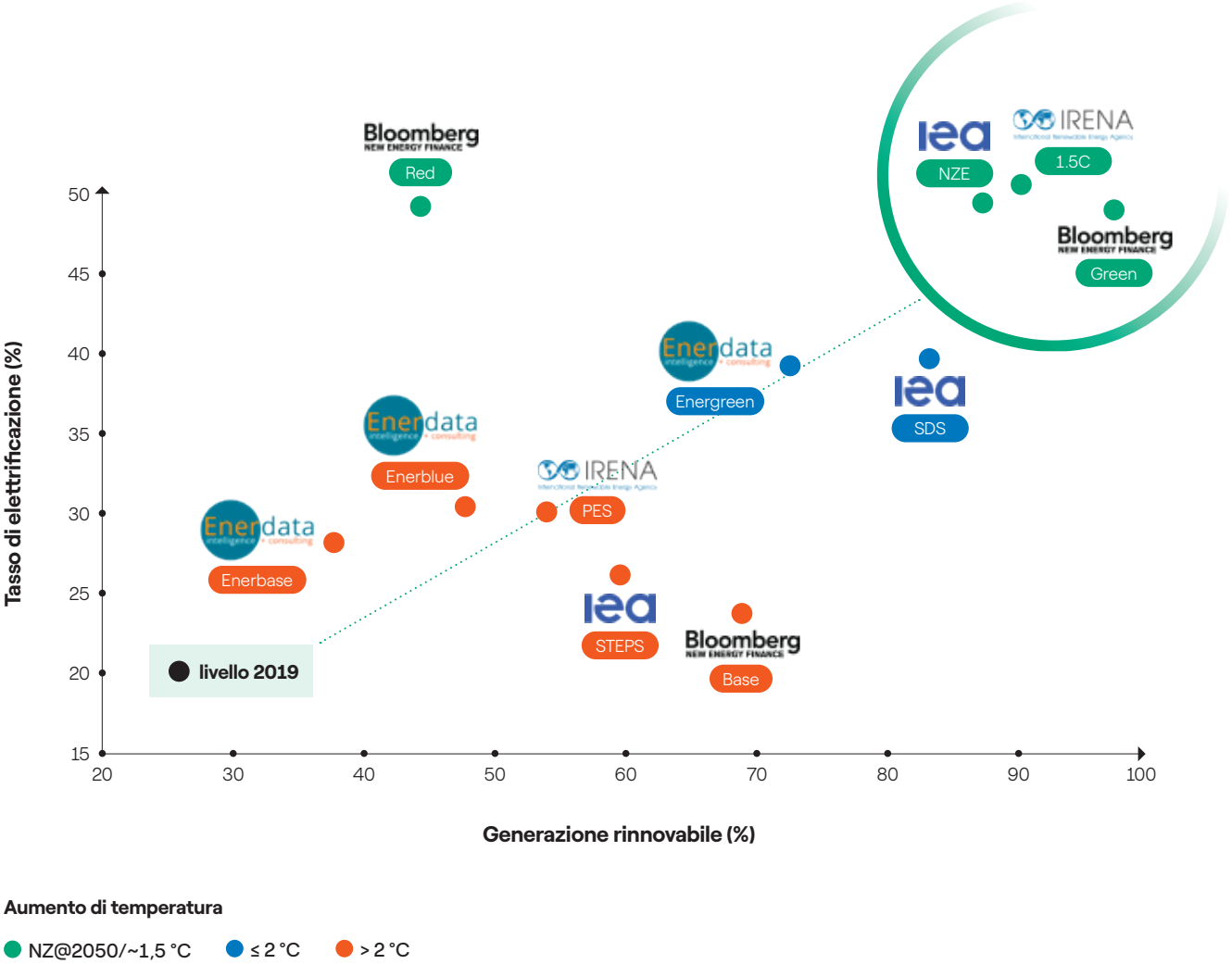
IRENA

iea

	Range	Consensus
	~50%	
	~100% vendite EV	
	25-46 TW	
Domanda di idrogeno	500-1.000 MtH_2	
Cambiamenti comportamentali e circolarità	Nessuno - Impatto alto	
CCS/CCUS, DAC	0-7 $GtCO_2$/anno	
Nucleare	0,4-7 TW	

Fonti: IEA (2021) Net-Zero by 2050; BNEF (2021), New Energy Outlook; IRENA (2021); 1.5 Scenario.

In generale, quello che emerge dall'analisi sistematica dei diversi scenari è che quelli maggiormente sfidanti dal punto di vista della mitigazione del cambiamento climatico sottendono una maggiore penetrazione del vettore elettrico e della generazione rinnovabile.



Al 2050 | Fonte grafico: elaborazione interna basata su IEA (2021), World Energy Outlook 2021 | BNEF (2021), New Energy Outlook | IRENA (2020), Global Renewables Outlook | IRENA (2021), World Energy Transition Outlook.

Uno scenario climatico, più scenari di transizione energetica

Uno scenario di transizione energetica rappresenta una possibile evoluzione del contributo delle diverse fonti energetiche in uno specifico contesto economico, sociale, regolatorio, di policy, e in funzione delle opzioni tecnologiche disponibili. Le assunzioni macroeconomiche e sociali determinano la domanda di servizio, mentre i vincoli regolatori, di policy e di costo definiscono il mix ottimale di tecnologie per soddisfare tale domanda. A ciascuno scenario è associato un trend di emissioni di gas serra.
Un determinato risultato di lungo periodo di innalzamento della temperatura può essere invece associato a differenti trend di emissioni di gas serra e pertanto a più di uno scenario di transizione. Infatti, ogni scenario energetico è associato, in maniera più o meno stringente, a una specifica traiettoria climatica definita dall'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) e di conseguenza a un range di

incremento di temperatura, stimata con un certo grado di probabilità in un arco temporale definito[7]. A loro volta, diversi aumenti della temperatura terrestre mondiale al 2100, e, quindi, diversi scenari futuri di surriscaldamento globale, modificano l'andamento anche delle altre variabili climatiche (precipitazioni, vento ecc.), causando variazioni nell'intensità e nella frequenza dei fenomeni fisici (ondate di calore, piogge estreme ecc.). Occorre sottolineare che questi cambiamenti riguardano l'intero globo, ma i fenomeni si manifestano in maniera differenziata a livello regionale e locale.

Ciò premesso, uno scenario globale energetico è allineato all'Accordo di Parigi quando il risultato complessivo, in termini di trend di emissioni di gas serra, è associabile a un incremento di temperatura media globale in linea con l'obiettivo di mantenere "l'aumento della temperatura media mondiale ben al di sotto di 2 °C rispetto ai livelli preindustriali" e di proseguire "l'azione volta a limitare tale aumento a 1,5 °C"[8].

Gli scenari Enel di lungo termine

I temi della transizione industriale ed economica verso soluzioni che possano ridurre le concentrazioni di CO_2 in atmosfera sono gli elementi caratteristici dello "scenario di transizione energetica", mentre le tematiche connesse ai trend futuri delle variabili climatiche (in termini di fenomeni acuti e cronici) definiscono il cosiddetto "scenario fisico". Gli scenari sono costruiti nell'ottica di un framework complessivo che assicuri la coerenza tra le assunzioni di transizione e le proiezioni climatiche.

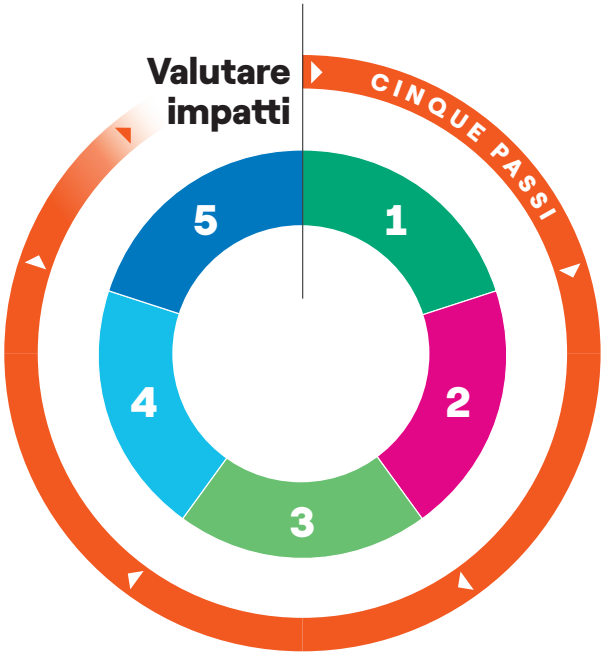
	Granularità e copertura geografica estesa	Metriche prospettiche e KPI	Automatizzazione e tecniche analitiche avanzate	Integrazione delle interdipendenze	Database aperti disponibili per gli stakeholder
Macroeconomia e finanza	**Oltre 150 Paesi monitorati** per analisi di Country Risk e scenari macroeconomici 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 esterni sia con quelli interni. Per valutare gli effetti dei fenomeni di transizione e fisici sul sistema energetico, per esempio, il Gruppo si avvale di modelli che, per ogni Paese analizzato, descrivono il sistema energetico tenendo conto delle specificità a livello tecnologico, socioeconomico, di policy e regolatorio.

(7) Per esempio, lo scenario SSP1-1.9 (che include le assunzioni dello scenario SSP1 e delle proiezioni climatiche RCP 1.9), che prevede un declino immediato delle emissioni climalteranti fino a raggiungere emissioni nette zero intorno al 2050, seguito da emissioni nette negative, conduce a una stima di un aumento medio delle temperature globali di 1,4 °C al 2081-2100, con una possibilità stimata in "molto probabile" (ovvero con un grado di probabilità tra il 90 e il 100%) che l'aumento di temperatura media si collochi tra 1,0 e 1,8 °C. Lo scenario SSP1-2.6 considera una riduzione delle emissioni più lenta, con il raggiungimento delle emissioni nette nulle nella seconda metà del secolo, ed è associato a una stima dell'incremento medio della temperatura globale di 1,8 °C al 2081-2100 (best estimate), che sarà molto probabilmente compreso nell'intervallo 1,3 °C-2,4 °C (very likely range).

(8) Accordo di Parigi, traduzione in italiano pubblicata nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:22016A1019(01)&from=IT.

L'adozione degli scenari descritti e la loro integrazione nei processi aziendali tengono conto delle linee guida della TCFD ed è un fattore abilitante alla valutazione dei rischi e delle opportunità connessi 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 descrive come produzione e consumo di energia evolvono nei vari settori in uno specifico contesto economico, sociale, di policy e regolatorio; a esso corrisponde un trend di emissione di gas serra (GHG).
Le principali assunzioni considerate nella definizione degli scenari di transizione energetica riguardano:

- le policy e i provvedimenti regolatori locali per contrastare il cambiamento climatico, quali le misure per ridurre le emissioni di anidride carbonica e il consumo di combustibili fossili, per incrementare l'efficienza energetica e la decarbonizzazione del settore elettrico;
- il contesto globale macroeconomico ed energetico (per es., in termini di prodotto interno lordo, popolazione e prezzo delle commodity), considerando benchmark internazionali tra cui l'International Energy Agency (IEA), Bloomberg New Energy Finance (BNEF), International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA)[9], e altri;
- l'evoluzione delle tecnologie di produzione, conversione e consumo di energia, in termini sia di parametri tecnici di funzionamento sia di costi.

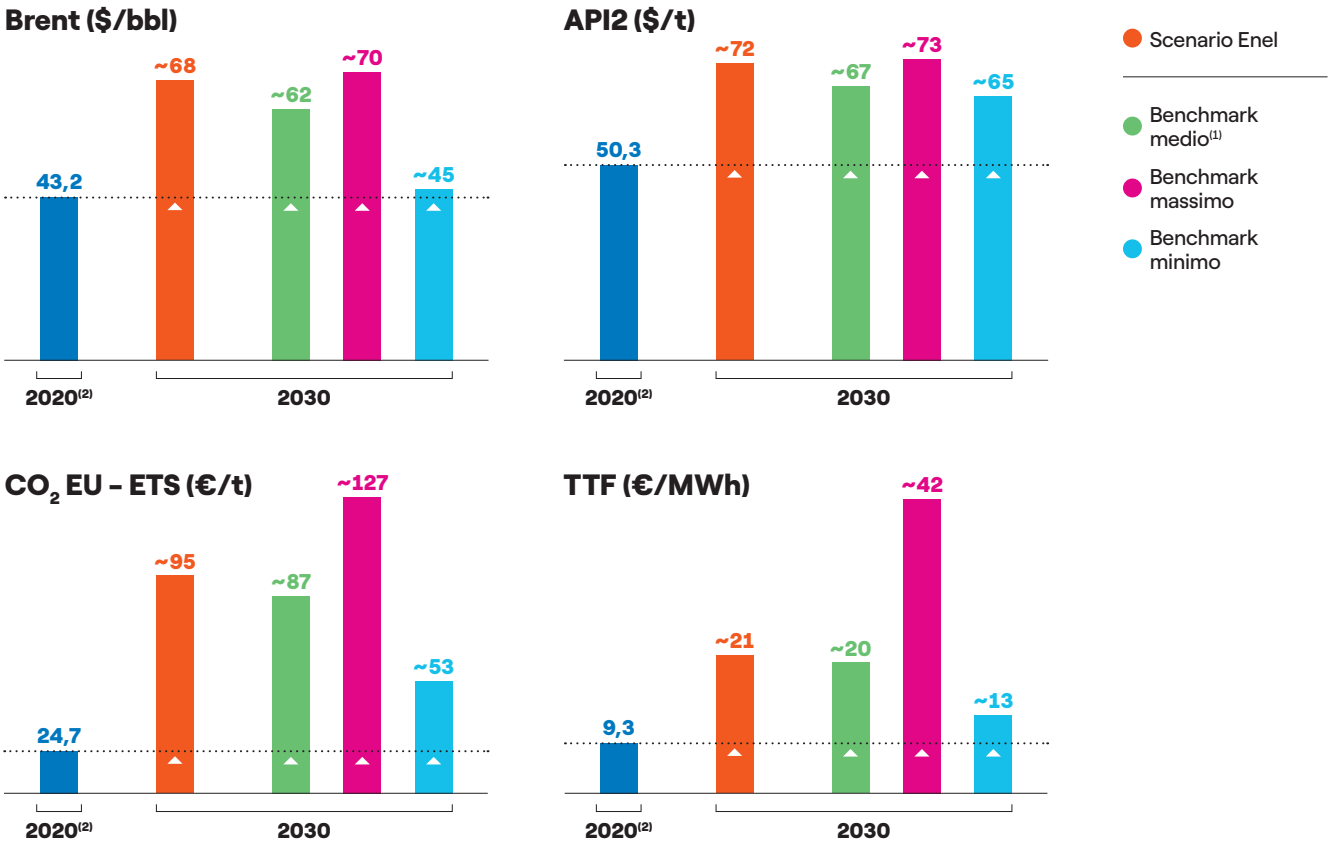
Nel 2021 Enel ha rivisto il framework degli scenari di transizione energetica di medio-lungo termine, definendo tre narrative di scenario alternative.

- Scenario *Paris* - Prevede il raggiungimento degli obiettivi dell'Accordo di Parigi, quindi un livello di ambizione climatica significativamente più elevato del business as usual. L'incremento di ambizione è supportato da una maggiore elettrificazione dei consumi e da un crescente sviluppo delle rinnovabili.
- Scenario *Slow Transition* - Scenario caratterizzato da una transizione energetica più lenta, che non consente di raggiungere gli obiettivi dell'Accordo di Parigi. Questo scenario comporta un incremento minore delle rinnovabili e un processo di elettrificazione meno sostenuto rispetto allo scenario *Paris*, soprattutto nel breve termine (ritardo nell'attuazione della transizione).
- Scenario *Best Place* - È costruito per testare ipotesi migliorative rispetto allo scenario *Paris*. Anche in questo scenario gli obiettivi dell'Accordo di Parigi sono raggiunti, ma si considera un ventaglio più ampio di opzioni tecnologiche: per esempio, una maggiore penetrazione dell'idrogeno verde, ovvero prodotto tramite elettricità rinnovabile, usato in maniera più diffusa nei settori hard-to-abate, facilitando il processo di decarbonizzazione verso emissioni nette zero.

(9) Per quanto riguarda lo IIASA, per esempio, sono stati presi in considerazione i fondamentali relativi alla domanda di commodity e alla popolazione sottostante gli "Shared Socioeconomic Pathways (SSPs)", in cui si proiettano differenti scenari che descrivono l'evoluzione socioeconomica e delle policy in coerenza con gli scenari climatici. Le informazioni derivanti dagli "SSPs" sono utilizzate, unitamente alla modellistica interna, a supporto delle previsioni di lungo periodo, come per esempio quelle della domanda elettrica e dei prezzi delle commodity.

Enel ha scelto come riferimento per la pianificazione di lungo termine lo scenario *Paris*, che prevede il raggiungimento degli obiettivi dell'Accordo di Parigi, diversamente dallo scorso anno in cui lo scenario di riferimento era a politiche correnti. Ciò nella convinzione che, a livello globale, Governi, imprese, organizzazioni e cittadini parteciperanno efficacemente al comune sforzo di mitigazione delle emissioni di gas serra. L'aumento degli impegni "Net Zero" degli Stati nel corso del 2021, che attualmente coprono l'88% delle emissioni globali[10], e il risultato della COP26 supportano la scelta di eleggere come riferimento di lungo termine per Enel uno scenario che raggiunga gli obiettivi di Parigi. Rispetto alla possibilità di assumere come scenario di riferimento per la pianificazione di lungo termine il raggiungimento dell'obiettivo più sfidante dell'Accordo di Parigi, ovvero di stabilizzare la temperatura media globale entro +1,5 °C, permane evidentemente l'incertezza che alcuni Paesi potrebbero mantenersi su traiettorie inerziali, ritardando il processo di decarbonizzazione verso emissioni nette zero entro il 2050. Data questa premessa rispetto al contesto esterno, il Gruppo Enel opera un modello di business 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. Enel ha fissato un obiettivo a lungo termine 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).

Le assunzioni sugli andamenti dei prezzi delle commodity in input allo scenario *Paris* 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 stabilizzazione dei prezzi del carbone, dovuta alla domanda in decrescita. Per quanto riguarda il gas, si ritiene che le tensioni sul prezzo si allenteranno 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.
Di seguito, i valori indicati come "Scenario Enel" rappresentano le assunzioni dello scenario di riferimento del Gruppo, utili per diverse applicazioni, quali quelle relative ad attività di pianificazione e valutazioni di impairment.



(1) Fonte: IEA, Sustainable Development Scenario e Net Zero 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.
(2) Consuntivo.

(10) Al 28 dicembre 2021.

I due scenari alternativi *Slow Transition* e *Best Place* vengono utilizzati per gli stress test strategici, la valutazione dei rischi e l'identificazione di opportunità di business.

Analisi dei principali elementi degli scenari di transizione

Il Gruppo elabora scenari di transizione energetica a fronte della definizione delle assunzioni riguardo all'evoluzione delle policy, delle tecnologie e di altre variabili di contesto macroeconomico e di commodity.

Lo scenario di riferimento Enel – lo scenario *Paris* – prevede un'ambizione in termini di decarbonizzazione coerente con il raggiungimento dell'Accordo di Parigi, sostenuta da una crescente elettrificazione dei consumi finali di energia e dallo sviluppo di capacità rinnovabile.

La definizione dello scenario *Paris* a livello locale è stata impostata secondo due approcci differenti, a seconda della disponibilità di modelli fondamentali per la simulazione dell'equilibrio di lungo termine dell'intero sistema energetico. In particolare, nei principali Paesi di presenza per cui si dispone di tali modelli (Italia, Spagna e Brasile per il momento) è stato utilizzato un approccio "bottom up", imponendo esplicitamente al sistema Paese un vincolo sull'evoluzione delle emissioni di CO_2. La valorizzazione delle variabili di scenario rilevanti per le attività del Gruppo (tra cui la domanda elettrica, il tasso di elettrificazione, la capacità rinnovabile e di generazione distribuita, il numero di veicoli elettrici e la produzione di idrogeno verde) è stata dunque determinata dal modello con un orizzonte temporale fino al 2050, in coerenza con il vincolo sulle emissioni e in un'ottica di minimizzazione dei costi per il sistema. Per il resto del mondo l'approccio è stato di tipo "top down", ovvero le variabili di interesse sono state determinate attraverso analisi di consenso rispetto a scenari esterni allineati agli obiettivi dell'Accordo di Parigi, messi a disposizione da enti e provider internazionali accreditati. I due differenti approcci sono stati utilizzati anche per la definizione a livello locale degli scenari alternativi *Slow Transition* e *Best Place*.
Nello scenario *Paris*, i Paesi europei hanno un trend di decrescita delle emissioni coerente con il pacchetto europeo "Fit for 55", grazie a una maggiore elettrificazione dei consumi finali, supportata da un crescente contributo delle rinnovabili nel mix di generazione elettrica. Più in particolare, in Italia, lo scenario *Paris*, più ambizioso rispetto al piano nazionale in vigore, vede un aumento dell'elettrificazione al 28% al 2030 (rispetto al 22% del 2021), con un livello di generazione rinnovabile tale da soddisfare il 70% della domanda elettrica (rispetto a circa il 55% del piano nazionale alla stessa data). Anche la Romania vede un incremento dell'elettrificazione dei consumi e del ruolo delle rinnovabili per perseguire una riduzione delle emissioni più spinta rispetto a quanto previsto dall'attuale piano nazionale. Per la Spagna, il livello di ambizione definito nel piano nazionale è in linea con il raggiungimento degli obiettivi dell'Accordo di Parigi; in considerazione di ciò, lo scenario *Paris* prevede al 2030 un tasso di elettrificazione del 29% e uno sviluppo di capacità rinnovabile tale da portare a oltre l'80% la quota della domanda di elettricità soddisfatta con generazione rinnovabile. Per il Brasile, lo scenario *Paris* è stato definito assumendo il raggiungimento del target di emissioni nette zero entro il 2050. Per i restanti Paesi di interesse del Gruppo, lo scenario *Paris*, così come gli scenari alternativi, è stato definito a partire da un'analisi di consensus degli scenari esterni disponibili.

Lo scenario *Slow Transition* vede un minore livello di ambizione nella lotta al cambiamento climatico, che si traduce in un minore sviluppo di rinnovabili e in una minore crescita dell'elettrificazione a tutti i livelli. Questo scenario è costruito ipotizzando che i Paesi rimangano sostanzialmente ancorati agli attuali piani nazionali, qualora questi non esprimano un'ambizione climatica coerente con il raggiungimento degli accordi di Parigi, o che l'ambizione, se alta, non sia supportata da politiche implementative adeguate. Quest'ultimo caso vale per esempio per la Spagna, che nello scenario *Slow Transition* disattende l'ambizione del piano nazionale per un ritardo nell'implementazione delle politiche abilitanti una maggiore penetrazione di rinnovabili e tecnologie elettriche.

Lo scenario *Best Place* assume una più rapida riduzione dei costi delle tecnologie di produzione dell'idrogeno verde. Questa dinamica si traduce in una sua maggiore penetrazione nei settori hard-to-abate, a discapito dell'idrogeno blu e grigio (idrogeno prodotto da gas, rispettivamente con e senza l'utilizzo di tecnologie CCS), comportando un aumento della domanda elettrica e delle installazioni di capacità rinnovabile nei Paesi oggetto dell'analisi rispetto allo scenario *Paris*.

Con l'ausilio dei modelli fondamentali di sistema è stato possibile stimare anche l'impatto di misure di efficienza energetica sia sui consumi energetici sia sull'andamento della domanda elettrica. Inoltre, è stato quantificato il beneficio dell'elettrificazione degli usi domestici e di trasporto per la famiglia media in termini di minore bolletta energetica e contributo emissivo. La stessa valutazione è stata realizzata in relazione a un cliente medio Enel, che è risultato essere più elettrificato rispetto alla media nazionale del rispettivo Paese, in conseguenza della strategia di elettrificazione di Enel.
Infine, è stato valutato l'impatto di ciascuno scenario in termini di riduzione dei consumi complessivi di combustibili fossili e di dipendenza energetica.

Nell'ambito del processo di definizione dello scenario è stata sviluppata anche un'analisi specifica sulla mobilità elettrica in America Latina per individuare i principali driver di elettrificazione dei consumi finali. Alcuni Paesi in particolare stanno lavorando per promuovere la mobilità elettrica nella regione: Cile e Colombia, per esempio, hanno fissato obiettivi specifici legati alla mobilità elettrica e i Governi stanno implementando politiche chiare per favorire lo sviluppo di questo mercato. La maggior parte degli scenari prevede che la mobilità elettrica privata dovrebbe decollare nella regione tra il 2025 e il 2030, quando i costi diventeranno più competitivi.

Lo scenario climatico fisico

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 (ondate di calore, alluvioni, uragani ecc.) e il loro potenziale impatto sugli asset industriali;
- 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.

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 con il 44% di probabilità di restare al sotto 1,5 °C e il 78% di restare sotto i +2 °C[11]); nelle analisi che considerano sia variabili fisiche sia variabili di transizione, il Gruppo associa lo scenario SSP1-RCP 2.6 agli scenari *Paris* e *Best Place*.
- 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 un riscaldamento globale coerente con l'intorno delle stime di incremento di temperatura che considerano le policy correnti a livello globale[12]; nelle analisi che considerano sia variabili fisiche sia variabili di transizione, il Gruppo associa lo scenario SSP2-RCP 4.5 allo scenario *Slow 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 (certamente al di sopra dei 3 °C e con il 62% di probabilità > +4 °C secondo le stime IPCC).

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. 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 cinque simulazioni, selezionate come rappresentative dell'*ensemble* di modelli climatici attualmente presenti in letteratura. L'output dell'*ensemble* è rappresentativo dei vari modelli climatici, mediati tra loro. Questa tecnica è solitamente utilizzata nella comunità

(11) IPCC Fifth Assessment Report, Working Group 1, "Long-term Climate Change: Projections, Commitments and Irreversibility".
(12) Climate Action Tracker Thermometer, stime di riscaldamento globale al 2100 considerando le attuali "policies & actions" e "2030 targets only" (aggiornamento novembre 2021).

scientifica per ottenere un'analisi più robusta e scevra da eventuali bias e mediata sulle diverse assunzioni che potrebbero caratterizzare il singolo modello.
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, 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 il Nord America.
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[13] e CORDEX[14]. 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 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

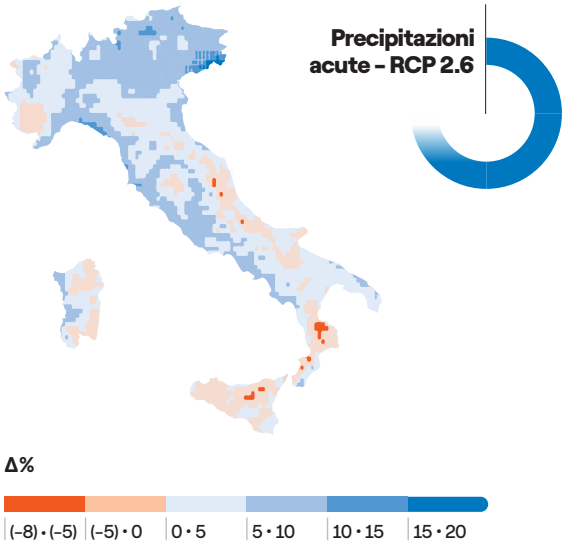
Oltre all'utilizzo dei dati ad alta risoluzione per effettuare analisi puntuali sull'impatto dei fenomeni fisici, il Gruppo ha elaborato anche un framework di analisi di più alto livello, che consente di ottenere una valutazione a livello Paese dell'evoluzione di alcuni hazard climatici a livello globale, 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. 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 gli aspetti 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 nella sezione "Tendenze macroeconomiche e geopolitiche".

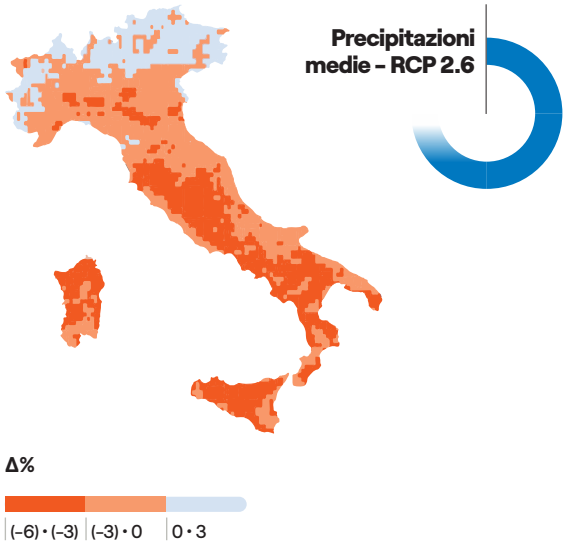
Analisi scenari fisici – Italia

Fenomeni acuti: per l'Italia è stato innanzitutto analizzato il fenomeno delle precipitazioni acute, studiando la variazione delle piogge giornaliere al di sopra del novantacinquesimo percentile, calcolate come millimetri annuali medi nei periodi di riferimento. Come si evince dalla figura sottostante a sinistra, confrontando il periodo 2030-2050 con il periodo storico 1990-2020, nello scenario RCP 2.6 le precipitazioni intense aumenteranno soprattutto a nord-est e sulla costa tirrenica in modo significativo. È interessante notare come, sempre nell'RCP 2.6, questo generale aumento delle piogge estreme sia accompagnato da una lieve diminuzione della somma annuale delle precipitazioni giornaliere escluse quelle acute (figura a destra). Anche negli altri scenari (RCP 4.5 e 8.5) si può osservare la stessa dicotomia tra piogge intense e medie.

(13) https://www.wcrp-climate.org/wgcm-cmip/wgcm-cmip6.
(14) https://cordex.org/.

Precipitazioni acute e precipitazioni medie (ovvero piogge totali al netto di quelle acute): differenziale tra RCP 2.6 (2030-2050) e periodo storico (2000-2020)

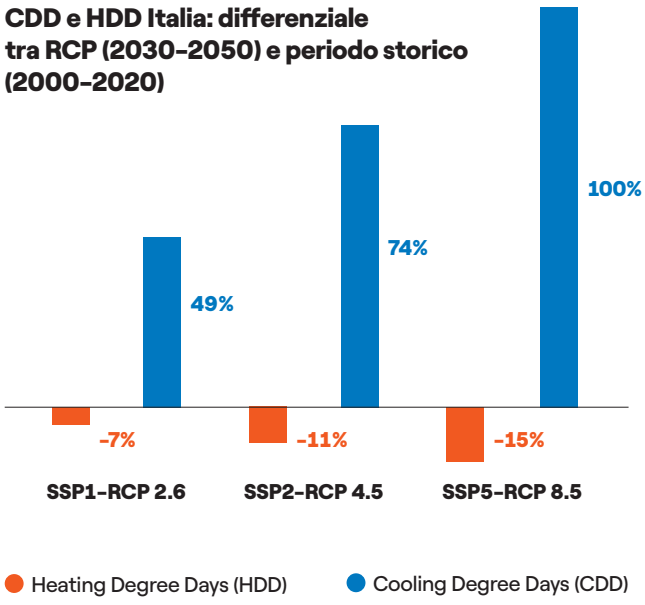




Come già emerso dalle analisi pubblicate precedentemente dal Gruppo, anche le ondate di calore e il rischio incendio subiranno variazioni importanti, aumentando entrambi nei vari scenari climatici considerati. In particolare, il rischio incendio è descritto tramite il Fire Weather Index (FWI), un indicatore ampiamente utilizzato a livello internazionale che tiene in conto la temperatura, l'umidità, la pioggia e il vento al fine di stimare un indice di rischio incendio. I dati, forniti dall'ICTP, possono essere utili a caratterizzare l'andamento del rischio incendio per supportare il business nella sua corretta gestione. Gli studi condotti, che esaminano la variazione nelle proiezioni al 2030-2050 rispetto al 1990-2010, evidenziano come in tutti gli scenari si riscontri un aumento del numero di giorni ad alto rischio (valore dell'indice > 45) nella stagione estiva. Questo cambiamento interessa principalmente le isole e le regioni meridionali del Paese, dove l'aumento dei giorni a rischio estremo va da circa +6 a +8 giorni rispetto allo storico.

Fenomeni cronici: 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. Analogamente a quanto fatto nel 2020, 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. L'analisi per l'Italia è stata affinata sia aumentando il numero di modelli considerati, che passano da 3 a 6, sia aumentando la risoluzione dei dati, da circa 50 km x 50 km a circa 12 km x 12 km. 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. Nel periodo 2030-2050 si osserva una riduzione di fabbisogno di riscaldamento dal 7% al 15% rispetto al periodo 2000-2020 nei diversi scenari, mentre i CDD risultano sempre maggiori rispetto al periodo storico, con un andamento crescente passando dallo scenario RCP 2.6 (+~50%) all'RCP 8.5 (+~100%).

CDD e HDD Italia: differenziale tra RCP (2030-2050) e periodo storico (2000-2020)

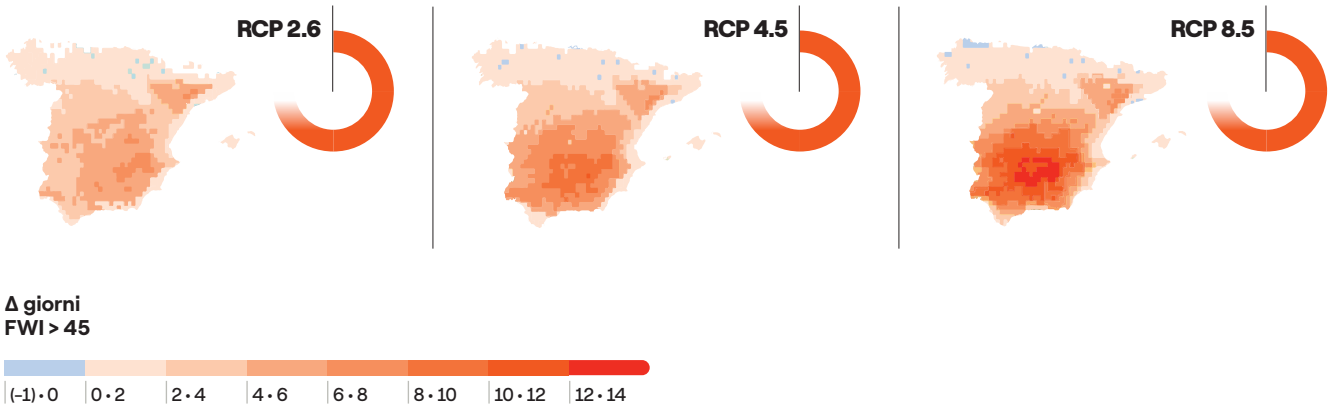


Per quanto riguarda le piogge, sono state analizzate le variazioni nei bacini di interesse per la produzione idroelettrica del Gruppo. Da un'analisi preliminare non emergerebbero cambi significativi, con una tendenza generale di lieve diminuzione nel sud Italia e di lieve aumento nel nord del Paese negli scenari RCP 2.6 e RCP 4.5.

Analisi scenari fisici – Spagna

Fenomeni acuti: per quanto riguarda il rischio incendio, il numero di giorni a rischio estremo (cioè con l'indice del Fire Weather Index > 45) risulta maggiore nello scenario RCP 8.5 rispetto allo scenario RCP 2.6, e sempre in aumento rispetto alla media storica. In particolare, la zona della Spagna che vedrà aumentare di più il numero medio di giorni all'anno, nella stagione estiva, caratterizzati da alto rischio incendio è il centro-sud in tutti gli scenari futuri.

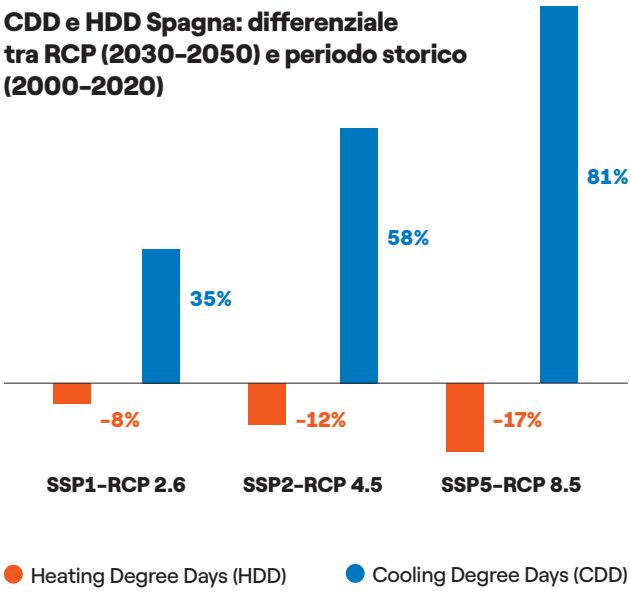
Aumento del numero medio di giorni all'anno, nella stagione estiva, caratterizzati da alto rischio incendio nei diversi RCP rispetto al valore storico (2000-2020)



Le ondate di calore, come già evidenziato dalle analisi pubblicate precedentemente dal Gruppo, saranno più diffuse geograficamente e più frequenti nel periodo 2030-2050, in particolar modo nella parte meridionale del Paese.
Le precipitazioni estreme, infine, subiranno variazioni di frequenza nella maggior parte del territorio spagnolo. Da un'analisi preliminare, considerando i millimetri medi annui relativi a giornate di pioggia con intensità superiore al novantacinquesimo percentile, è emersa una riduzione in alcune aree a sud del Paese già nello scenario RCP 2.6.

Fenomeni cronici: l'analisi sulla potenziale richiesta di raffrescamento e riscaldamento è stata affinata e aggiornata in maniera analoga a quanto fatto per l'Italia. In termini di Heating Degree Days (HDD) e di Cooling Degree Days (CDD), nel periodo 2030-2050, rispetto al periodo 1990-2020, si stima una riduzione degli HDD in tutti gli scenari, da -8% nell'RCP 2.6 a -17% nell'RCP 8.5. I dati confermano anche l'aumento dei CDD (+35%) nello scenario RCP 2.6 e una loro variazione rispettivamente pari a +58% e +81% negli scenari RCP 4.5 e RCP 8.5.

CDD e HDD Spagna: differenziale tra RCP (2030-2050) e periodo storico (2000-2020)

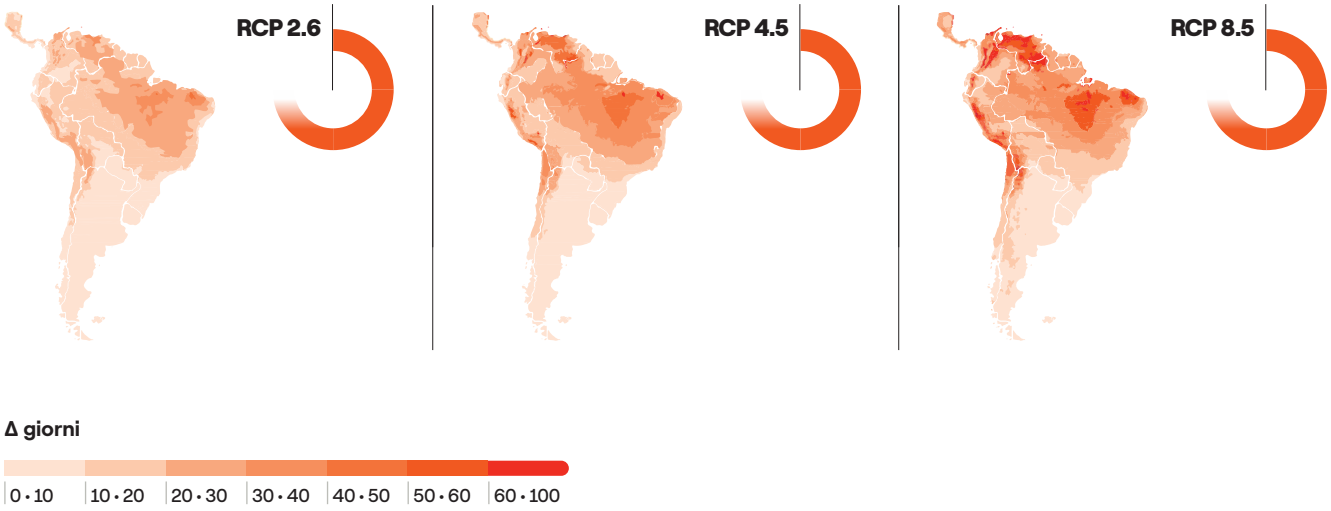


Per quanto riguarda le piogge, sono state analizzate le variazioni nei bacini di interesse per la produzione idroelettrica del Gruppo. Da un'analisi preliminare, i dati non evidenziano variazioni sensibili confrontando il periodo 2030-2050 e il periodo 1990-2009, con una tendenza generale di lieve diminuzione nel sud della Spagna in tutti gli scenari.

Analisi scenari fisici - America Latina

Fenomeni acuti: in Paesi molto estesi come il Brasile, il trend dei fenomeni acuti può mostrare andamenti sensibilmente differenti nelle varie zone. Per avere una visione di insieme su tutto il continente e individuare le aree di maggiore interesse su cui approfondire gli studi, sono stati analizzati alcuni fenomeni acuti utilizzando metriche standard. Le analisi sono state condotte elaborando dati di un ensemble di 6 modelli climatici con una risoluzione spaziale di 25 km x 25 km.
Al fine di studiare il fenomeno delle temperature estreme è stato utilizzato il Warm Spell Duration Index (WSDI), che considera ondate di calore caratterizzate da almeno 6 giorni consecutivi con una temperatura giornaliera massima superiore al novantesimo percentile. Confrontando il periodo 2030-2050 con il periodo 1990-2020, i dati mostrano un incremento significativo dei giorni caratterizzati da ondate di calore già nello scenario RCP 2.6, specialmente in alcune aree del Brasile, in Colombia, in Perù e nel Cile settentrionale. Questo aumento delle temperature estreme sarà ancora più accentuato negli altri scenari, specialmente nell'RCP 8.5.

Warm Spell Duration Index (Heat stress): differenziale tra RCP (2030-50) e periodo storico (2000-2020)

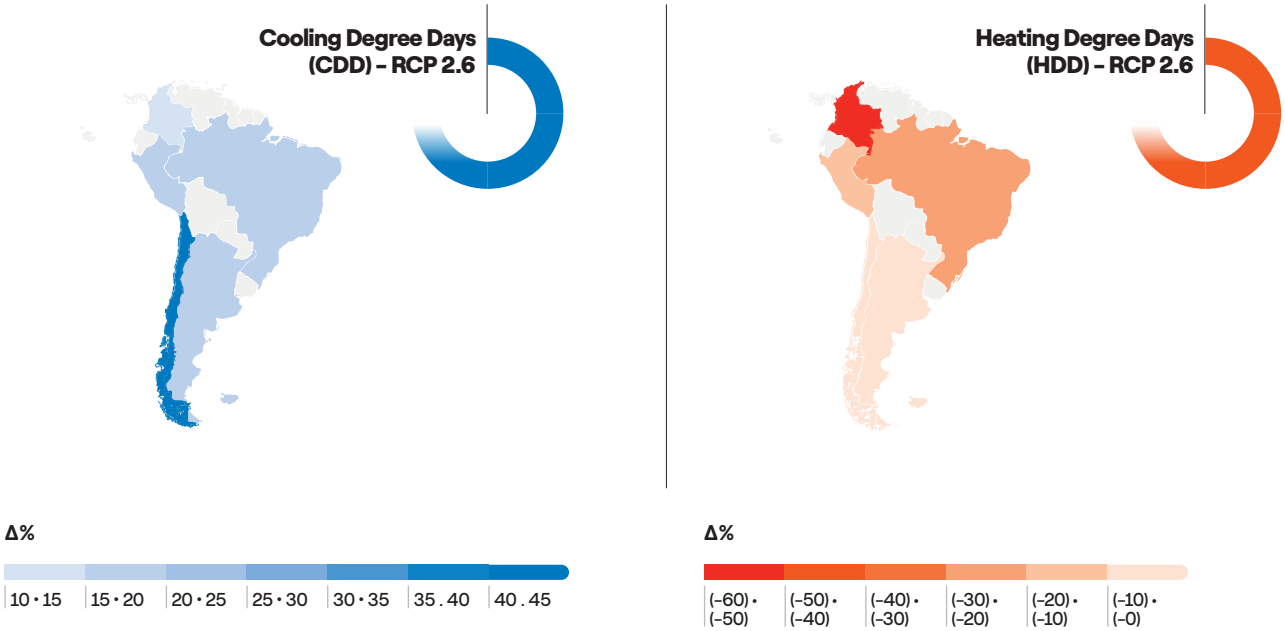


Per quanto riguarda le precipitazioni estreme, sono state considerate le piogge giornaliere superiori al novantacinquesimo percentile, analogamente a quanto fatto per Italia e Spagna. I cambiamenti futuri per questo fenomeno sono meno omogenei. Nello scenario RCP 2.6 in alcune aree, come per esempio a nord del Brasile e nell'Argentina settentrionale, sono proiettate riduzioni, mentre in altre zone, come nella parte ovest della Colombia e in alcune aree di Brasile e Perù, sono attesi incrementi delle piogge estreme.

Fenomeni cronici: per i principali Paesi di presenza è stato effettuato lo studio delle potenziali variazioni nella richiesta di riscaldamento e raffrescamento legate ai cambiamenti cronici delle temperature. Anche in questo caso sono state calcolate le variazioni di Heating Degree Days (HDD) e di Cooling Degree Days (CDD) nel periodo 2030-2050 rispetto al periodo 1990-2020, a partire dai dati di 6 modelli, con una risoluzione di 25 km x 25 km. 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. In ogni Paese studiato, i CDD aumentano progressivamente in tutti gli scenari: nello scenario RCP 2.6 aumentano del 42% in Cile, mentre l'incremento è tra il 14% e il 19% negli altri Paesi considerati. Nello scenario RCP 4.5 tale aumento diventa del 108% in Cile e poco superiore al 25% per Argentina, Brasile e Perù, mentre si attesta al 20% per la Colombia. L'incremento dei CDD rispetto al periodo storico è ancora più marcato nello scenario RCP 8.5. Per quanto riguarda gli HDD, nello scenario RCP 2.6 si stima una riduzione considerevole in Colombia (-51%), Brasile (-21%) e Perù (-15%). Tale trend si intensifica nello scenario RCP 4.5: ~-61% in Colombia, ~-28% in Brasile e ~-20% in Perù.

E-MARKET SDIR CERTIFIED

CDD e HDD nei Paesi di interesse per il Gruppo: differenziale tra RCP 2.6 e periodo storico (2000-2020)



Per quanto riguarda le piogge, sono state analizzate le variazioni nei bacini di interesse per la produzione idroelettrica del Gruppo. Le prime analisi, che confrontano le proiezioni 2030-2050 nei tre scenari rispetto al periodo storico 1990-2009, mostrano prevalentemente un trend di riduzione cronica delle piogge. Le diminuzioni medie più significative sono previste in Cile e in Colombia, con valori di poco inferiori al 10%. Un approfondimento dei dati medi in Cile mostra che nei bacini considerati le piogge attese nel periodo 2030-2050 sono in linea con quelle già sperimentate nell'ultimo decennio (2010-2019); tali dati evidenziano come in questi bacini si stia già sperimentando il cambiamento climatico rispetto al periodo storico considerato come riferimento.

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

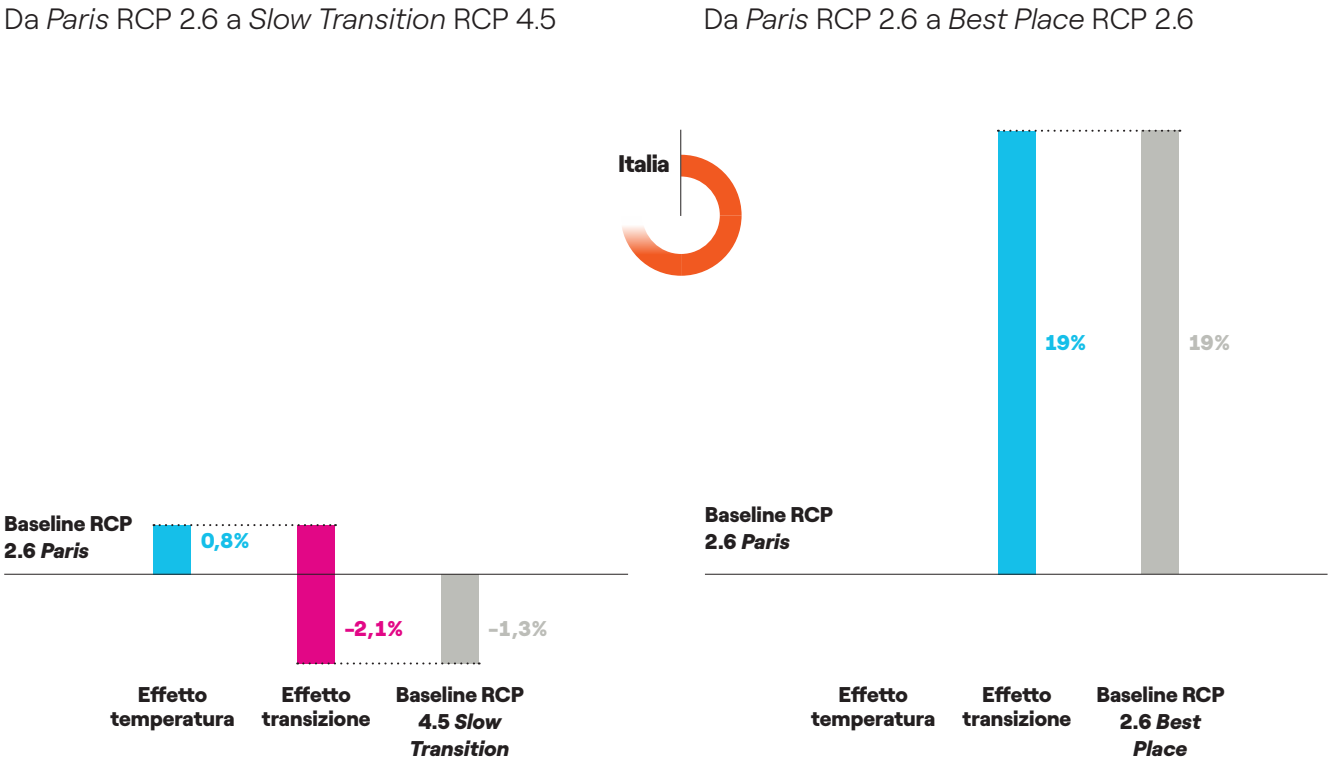
Italia e Spagna

Tramite l'utilizzo di modelli di sistema energetico integrati è possibile quantificare le singole domande di servizio di un Paese. Tale livello di dettaglio consente quindi di discriminare gli specifici effetti che un cambiamento della temperatura può avere sul fabbisogno energetico. Per tale scopo, gli scenari di transizione *Paris*, *Slow Transition* e *Best Place* descritti precedentemente sono stati espansi per includere l'effetto che l'aumento di temperatura, quantificato attraverso la metrica degli Heating Degree Days (HDD) e dei Cooling Degree Days (CDD) come descritto in precedenza, ha sulle domande di energia (totale, non solo elettrica) per scopi di raffrescamento e riscaldamento nei settori residenziale e commerciale. La definizione di uno scenario base strategico in linea con il raggiungimento degli obiettivi di Parigi e con gli impegni di riduzione delle emissioni di gas serra assunti a livello europeo[15] ci ha consentito di associare HDD e CDD coerenti con l'RCP 2.6 agli scenari *Paris* e *Best Place*, mentre quelli coerenti con l'RCP 4.5 allo scenario *Slow Transition*; per stressare ulteriormente le analisi, quest'ultimo scenario è stato anche associato a un RCP 8.5. Viste le policy correnti e il forte focus dell'Unione Europea sul tema della Carbon Neutrality entro il 2050, tutti e tre gli scenari (*Paris, Slow Transition* e *Best Place*) per l'Italia e la Spagna convergono a tale risultato; tuttavia, allo scenario *Slow Transition* è associato, come sopra specificato, un RCP diverso e più alto, perché a esso corrisponde un trend di riduzione delle emissioni di gas serra più lento.

(15) Commissione Europea - Fit for 55: https://www.consilium.europa.eu/it/policies/green-deal/eu-plan-for-a-green-transition/.

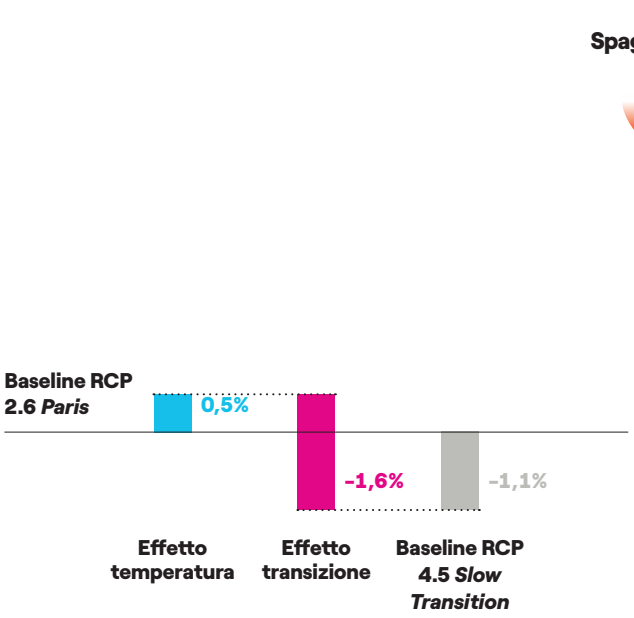
Per quanto riguarda l'effetto della transizione considerata singolarmente, la maggiore velocità nel raggiungimento della Carbon Neutrality dello scenario *Paris* ne fa uno scenario mediamente più elettrificato rispetto allo scenario *Slow Transition*, che vede nel periodo 2031-2050 valori mediamente inferiori della domanda elettrica di circa il 2% per l'Italia e circa l'1,5% per la Spagna. A sua volta, come anticipato, il ruolo fondamentale che l'idrogeno verde gioca nella caratterizzazione dello scenario *Best Place* porta a valori di domanda elettrica ben maggiori rispetto allo scenario *Paris*, del 19% per Italia e del 15% per Spagna.
In maniera analoga a quanto evidenziato lo scorso anno, 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: le politiche di decarbonizzazione, insieme all'innovazione tecnologica, alla responsabilità sociale e al conseguente mutamento del comportamento dei consumatori, avranno un ruolo attivo nell'evoluzione della domanda elettrica e del mix energetico in generale. In ogni caso, però, dall'analisi risulta evidente come un aumento della temperatura derivante dal cambiamento climatico determini un incremento della domanda elettrica, seppur contenuto nel range del punto percentuale sia per l'Italia sia per la Spagna.
Considerando la vista integrata, l'effetto potenziale di scenari di transizione più ambiziosi ha un impatto più significativo sulla domanda elettrica rispetto all'incremento di temperatura conseguente al cambiamento climatico.
Se da un lato i trend relativi ai gradi giorno (HDD e CDD) sono simili, per quanto riguarda la domanda elettrica le differenze percentuali della Spagna tra i tre scenari sono inferiori rispetto all'Italia. La differenza sostanziale riguarda il sistema energetico al 2030: per la Spagna, infatti, il piano energetico nazionale già in essere risulta molto ambizioso e in linea con un pathway climatico RCP 2.6, pertanto lo scenario di transizione lenta risulta più vicino allo scenario *Paris*. Di conseguenza, ci si attende meno variabilità in termini di evoluzione del sistema energetico e quindi di domanda elettrica nel periodo 2031-2050.

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

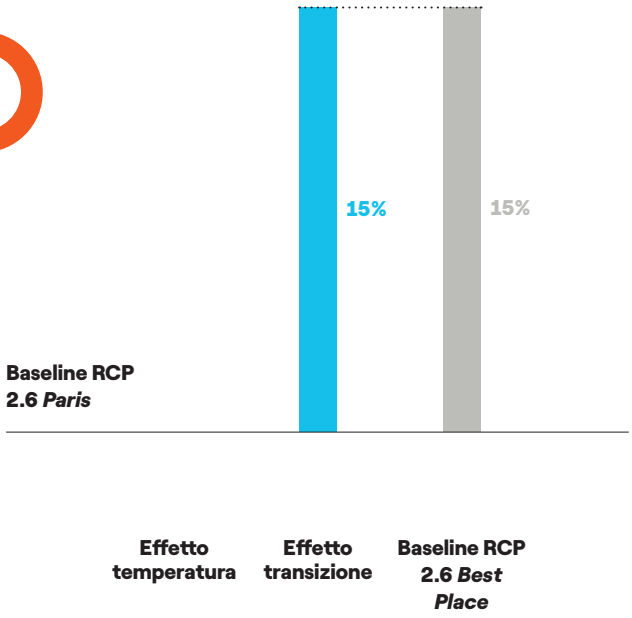


Spagna – Effetto medio sulla domanda elettrica (2031-2050) dei tre scenari di transizione accoppiati ai relativi RCP 2.6 e 4.5

Da *Paris* RCP 2.6 a *Slow Transition* RCP 4.5



Da *Paris* RCP 2.6 a *Best Place* RCP 2.6



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. Assumere un tale ulteriore incremento della temperatura, a parità di transizione energetica, porta a una variazione più contenuta della domanda pari a -0,8% per l'Italia e -0,6% per la Spagna.

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

		Paris vs Slow Transition RCP 4.5			*Paris vs Slow Transition* RCP 8.5			*Paris vs Best Place*		
		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	2022-2030	-1,3%	0,0%	-1,3%	-1,3%	0%	-1,3%	2,7%	0,0%	2,7%
	2031-2050	-2,1%	0,8%	-1,3%	-2.1%	1,3%	-0,8%	19,0%	0,0%	19,0%
Spagna	2022-2030	-0,9%	0,0%	-0,9%	-0,9%	0,0%	-0,9%	3,1%	0,0%	3,1%
	2031-2050	-1,6%	0,5%	-1,1%	-1,6%	0,9%	-0,6%	15,2%	0,0%	15,2%

Come considerazione finale è tuttavia doveroso evidenziare che, negli anni futuri, un'elettrificazione del servizio di riscaldamento sul settore residenziale superiore a quella stimata potrebbe cambiare in entrambi i Paesi sia il segno sia 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.

Effetto della variazione delle temperature sulla domanda elettrica nei principali Paesi del Gruppo in 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 attraverso modelli econometrici di previsione basati sull'elasticità storica.
Dalle analisi effettuate si evince che il Brasile potrebbe riscontrare un aumento della domanda significativo a causa dell'incremento della temperatura, aumento stimato tra lo 0,8% e l'1,5% della domanda prospettica (calcolata come media delle previsioni di domanda nel periodo 2030-2050). Il fattore trainante sarebbe la maggior domanda per raffrescamento prevista nel Paese; tale variazione viene confermata anche utilizzando un approccio modellistico di sistema. Tali stime sono comunque soggette a un rilevante grado di incertezza data la volatilità della crescita economica brasiliana.
Anche in Argentina rileviamo un possibile aumento della domanda legato a un aumento della temperatura, stimato tra lo 0,3% e lo 0,6% della domanda prospettica; analogamente al Brasile, tale stima è ampiamente dipendente dalla componente macroeconomica di questo Paese in termini di domanda elettrica.
Stesse considerazioni possono essere estese anche agli altri Paesi di presenza del Gruppo. In particolare, nel resto del Sud America, dove analogamente osserviamo un'elasticità positiva della domanda elettrica alle temperature, l'atteso innalzamento delle temperature risulterebbe comunque meno impattante rispetto alle dinamiche legate alla crescita economica. In Cile e Colombia, infatti, le evidenze storiche mostrano ancora un forte coupling tra la crescita della domanda elettrica e la crescita del PIL, con la domanda del settore industriale che arriva a pesare circa il 50% sui consumi elettrici. Inoltre, la variabilità del contesto macroeconomico potrebbe avere ripercussioni sull'elettrificazione dei settori residenziali e terziario, che rappresentano i driver più immediati dell'incremento della domanda elettrica in caso di aumento delle temperature.
Riportiamo di seguito una tabella di sintesi con i range dei principali effetti di temperatura per i Paesi del Sud America ottenuti applicando un intervallo di confidenza del 95% al nostro caso base.

Limite superiore

Paese	Effetto di temperatura (medio annuo)			
	Da RCP 2.6 a RCP 4.5		Da RCP 2.6 a RCP 8.5	
	TWh	%	TWh	%
Argentina	0,68	0,3	1,37	0,6
Brasile	7,92	0,8	15,83	1,5
Cile	0,05	0,0	0,10	0,1
Colombia	0,08	0,1	0,17	0,1

Limite inferiore

Paese	Effetto di temperatura (medio annuo)			
	Da RCP 2.6 a RCP 4.5		Da RCP 2.6 a RCP 8.5	
	TWh	%	TWh	%
Argentina	0,57	0,3	1,15	0,5
Brasile	2,48	0	4,96	0
Cile	0,01	0,0	0,01	0,0
Colombia	0,02	0,0	0,05	0,0

Effetto della variazione delle temperature sulla domanda elettrica di Paesi del Gruppo in America Latina (media 2030-2050).

Valutazione dei rischi e delle opportunità legati al Piano Strategico

Il processo di definizione delle strategie 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 affrontare in modo integrato l'orizzonte di Piano.
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, dipendendo da variabili non controllabili dal management e le cui 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 legati 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 rischi legati alla competizione.
In base alla natura dei fattori di rischi e opportunità, si sceglie la modalità di analisi che ne rappresenti al meglio la volatilità. In pratica si opta per un'analisi di natura scenaristica, per tutte quelle variabili la cui serie storica dei mercati fornisce una stima robusta per ipotizzare i livelli di correlazione e volatilità rappresentativa per la rischiosità futura, e un'analisi di tipo deterministico, basate su what-if relative alle possibili evoluzioni del business rispetto ai principali fattori di rischio per l'execution del Piano Industriale.
Viene inoltre monitorata la validità dei risultati attraverso analisi *ex post* per cluster di rischio. Nel 2021, gran parte degli upside e downside realmente accaduti sono ampiamente rientrati nei limiti stimati dai modelli di rischio del Piano Strategico presentato a fine 2020.
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 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. Tuttavia, l'assetto del Gruppo è tale che l'impatto della volatilità delle monete sudamericane impatta sull'utile nettoper percentuali poco rilevanti. Per le volatilità dei prezzi dell'energia e delle fluttuazioni delle commodity sui margini, l'Italia e la Spagna ne 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 alle 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 eventi "acuti" viene gestito nell'ambito degli investimenti di adattamento al cambiamento climatico e della strategia assicurativa di Gruppo.
Per quanto riguarda i fattori di rischio stimati in modalità deterministica, il monitoraggio di tutti i possibili aspetti regolatori, risulta essere determinante per gli eventuali upside e downside sul Gruppo.
In generale, le correlazioni fra tutti i fattori di rischio creano effetti diversificazione che mitigano sensibilmente le esposizioni totali.



Risk management

Il Gruppo adotta un modello di risk governance supportato da princípi (Risk Governance Pillars) e da una omogenea tassonomia dei rischi per il Gruppo (Risk Catalogue).
Il governo dei rischi di Gruppo è fondato su un set di elementi strutturato e formalizzato definito e aggiornato periodicamente in coerenza con le evoluzioni del Gruppo, con lo standard internazionale di gestione del rischio ISO 31000 e con le migliori pratiche di gestione dei rischi.

I pilastri della Risk Governance

I pilastri della Risk Governance prevedono:

1 Comitato Rischi di Gruppo
istituito ai massimi livelli e guidato dall'Amministratore Delegato del Gruppo Enel.

2 Comitati rischi localizzati
sulle principali Linee di Business e perimetri geografici (Paesi e Regioni), guidati dal Responsabile della Funzione di competenza (Responsabile Linea di Business/Paese/Regione) e coordinati con il Comitato Rischi di Gruppo.

3 Risk Appetite Framework
espressamente formalizzata nel catalogo dei rischi di Gruppo.

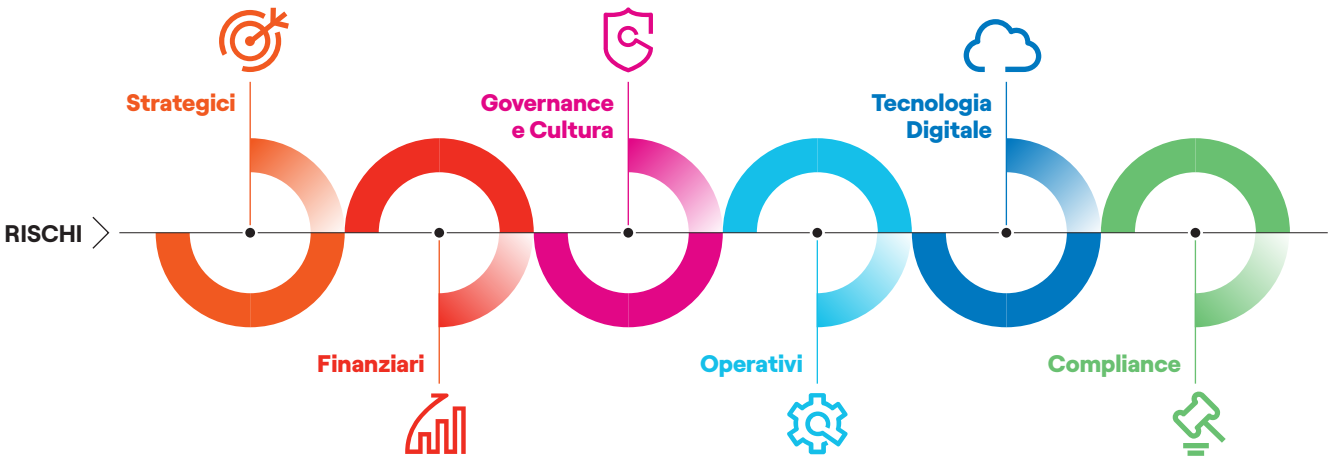
4 Tre linee di difesa
Assegnazione chiara e definita di ruoli e responsabilità sulla base del principio "3 linee di difesa"
(1 = Management, 2 = Controllo, 3 = Internal Audit).

5 Sistema di procedure organizzative e policy di rischio
per definire i processi relativi a misurazione, gestione, monitoraggio e controllo dei rischi più significativi.

6 Sistema di reporting
continuo e strutturato rivolto ai decision-maker relativo a esposizioni a rischio e metriche, fornite a livello di Gruppo, Linee di Business e aree geografiche rilevanti.

Catalogo dei rischi

Enel, in considerazione della propria operatività, adotta una classificazione dei rischi ai quali è esposto che prevede sei categorie: Strategici, Finanziari, connessi alla Tecnologia Digitale, Operativi, di Compliance e di Governance e Cultura.



Il catalogo dei rischi fa da riferimento per tutte le aree del Gruppo e per tutte le strutture interessate nei processi di gestione e di monitoraggio. L'adozione di un linguaggio comune agevola la mappatura e la rappresentazione organica dei rischi all'interno del Gruppo permettendo così l'identificazione di quelli che impattano i processi di Gruppo e dei ruoli delle unità organizzative coinvolte nella loro gestione.

Di seguito vengono descritte le sei categorie di rischio in relazione agli impatti sul Gruppo previsti nel catalogo dei rischi.

Categoria	Rischio	Definizione
Strategici	Cambiamenti climatici	Rischi legati a iniziative strategiche e operative di adattamento e mitigazione ai cambiamenti climatici non tempestive o non adeguate.
	Panorama competitivo	Rischi legati a tendenze evolutive del mercato che possono influire sul posizionamento competitivo sui mercati, sulla crescita e redditività del Gruppo.
	Innovazione	Rischi derivanti dall'inadeguatezza dello scouting tecnologico, analisi errate o incomplete su incertezza, complessità e grado di fattibilità di progetti innovativi.
	Evoluzioni legislative e regolatorie	Rischi dovuti ad evoluzioni avverse del panorama legislativo o regolamentare, non prontamente identificati, valutati e gestiti.
	Tendenze macroeconomiche e geopolitiche	Rischi derivanti dal deterioramento del contesto economico e geopolitico globale causato da crisi economiche, finanziarie, politiche, sociali o macroeconomiche.
	Pianificazione strategica e allocazione del capitale	Rischi imputabili a ipotesi di scenario che non colgono le tendenze emergenti compromettendo l'attuazione di azioni di mitigazione tempestive.
Governance e Cultura	Cultura ed etica aziendale	Rischi connessi a inadeguata integrazione, all'interno dei processi e delle attività aziendali, dei principi etici, di diversità e di pari opportunità definiti dal Gruppo.
	Governo aziendale	Rischio imputabile a regole di governo societario inefficaci e/o mancanza di integrità e trasparenza all'interno dei processi decisionali.
	Reputazione	Rischio di incidere negativamente sull'immagine pubblica del Gruppo e di pregiudicare il rapporto di fiducia con gli azionisti.
	Parti interessate	Rischio di coinvolgere in modo inefficace i principali stakeholder sul posizionamento strategico di Enel in materia di sostenibilità e obiettivi finanziari, con potenziali effetti negativi sulla sua reputazione e competitività.
Tecnologia Digitale	Efficacia IT	Rischi attribuibili a un supporto inefficace dei sistemi IT ai processi aziendali e alle attività operative.
	Cyber security	Rischi derivanti da attacchi informatici e furti di dati sensibili dell'azienda e dei clienti, ascrivibili alla mancanza di sicurezza di reti, sistemi operativi e database.
	Digitalizzazione	Rischio di gestire processi aziendali inefficaci e di sostenere 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.
	Continuità del servizio	Rischi dovuti a esposizione dei sistemi IT/OT a interruzioni del servizio e perdite di dati.

Categoria	Rischio	Definizione
Finanziari	Adeguatezza della struttura del capitale e accesso ai finanziamenti	Rischio che il rapporto debito/patrimonio netto del Gruppo o il mix tra il debito a lungo e breve termine possano non essere adeguati a supportare la flessibilità finanziaria, consentire il libero accesso a fonti di finanziamento e raggiungere gli obiettivi del costo del debito.
	Tasso di interesse	Rischi ascrivibili a fluttuazioni avverse dei tassi di interesse che incidono sugli oneri finanziari o sull'adeguamento di fair value di attività e passività finanziarie sensibili.
	Commodity	Rischi relativi ad andamenti avversi del mercato delle materie prime, a movimenti di volatilità dei prezzi o mancanza di domanda di materie prime e risorse naturali.
	Tasso di cambio	Rischi associati a variazioni sfavorevoli dei tassi di cambio che incidono su costi e ricavi denominati in valuta estera, sull'adeguamento di far value di attività e passività finanziarie sensibili e sul consolidamento di società controllate con diverse valute contabili.
	Credito e Controparte	Rischi causati dall'inadempienza agli obblighi contrattuali di pagamento e consegna, deterioramento del credito, esposizioni significative verso un'unica controparte o controparti operanti nello stesso settore o area geografica.
	Liquidità	Potenziali impatti dovuti all'incapacità di far fronte tempestivamente ai propri impegni finanziari di breve termine se non a condizioni economiche sfavorevoli o di liquidare attività sui mercati finanziari in presenza di vincoli al disinvestimento di attività.
Operativi	Protezione del patrimonio	Rischi derivanti da inefficaci attività di tutela sulle attività patrimoniali (furti, appropriazione indebita, gestione inadeguata) e finanziarie del Gruppo (assicurazioni, presídi legali).
	Interruzione del business	Rischio di interruzione parziale o totale dell'attività aziendale derivante da guasti tecnici, malfunzionamenti, errori umani, sabotaggi, indisponibilità di materie prime o eventi atmosferici avversi.
	Esigenze e soddisfazione dei clienti	Rischio legato al mancato o inadeguato soddisfacimento delle aspettative e dei bisogni dei clienti in termini di qualità, accessibilità, sostenibilità e innovazione.
	Ambiente	Impatti significativi sulla qualità dell'ambiente e sugli ecosistemi coinvolti a seguito di una violazione del rispetto delle leggi ambientali.
	Salute e sicurezza	Potenziali impatti sulle condizioni di salute e sicurezza dei dipendenti e delle parti coinvolte a seguito di violazione del rispetto di leggi in materia di salute e sicurezza.
	Proprietà intellettuale	Rischio legato a violazioni o frodi della proprietà intellettuale del Gruppo.
	Persone e organizzazione	Impatti riconducibili a strutture organizzative o competenze interne del personale per inefficaci processi di reclutamento, formazione e incentivazione.
	Efficienza del processo	Rischio dovuto a gestione e monitoraggio inadeguati dei processi e delle attività operative.
	Procurement, logistica e supply chain	Potenziali effetti causati da attività degli approvvigionamenti o di gestione dei contratti non adeguati.
	Gestione della qualità del servizio	Rischio imputabile all'incapacità di terzi/fornitori di servizi interni di soddisfare i livelli di servizio concordati.

Categoria	Rischio	Definizione
Compliance	Conformità contabile	Potenziali impatti per violazione del rispetto di leggi e regolamenti contabili internazionali e nazionali per errata applicazione e/o interpretazione dei princípi contabili internazionali adottati dal Gruppo.
	Conformità antitrust e diritti dei consumatori	Rischio legato alla violazione delle leggi e dei regolamenti antitrust sui diritti dei consumatori.
	Corruzione	Impatti negativi a seguito di dolo o corruzione da parte di soggetti all'interno o all'esterno del Gruppo al fine di ottenere un ingiusto o illecito vantaggio.
	Protezione dei dati personali	Rischi imputabili alla violazione del rispetto delle leggi applicabili in materia di protezione dei dati e della privacy.
	Divulgazione esterna	Rischio connesso a diffusione di segnalazioni, documenti contabili, comunicazioni o altri avvisi con informazioni errate, inesatte o incomplete.
	Conformità alla regolamentazione finanziaria	Rischi imputabili alla violazione delle leggi e dei regolamenti finanziari internazionali o nazionali.
	Conformità alla normativa fiscale	Rischio legato alla violazione delle leggi e dei regolamenti fiscali internazionali o nazionali.
	Conformità alle altre leggi e regolamenti	Rischio derivante dal mancato rispetto di altre leggi e regolamenti internazionali, nazionali o locali non precedentemente descritti (per es., rispetto a mercati elettrici, distribuzione, generazione, appalti, autorizzazioni, campi di Borsa e golden power ecc.).

Sistema di controllo interno e di gestione dei rischi

Per un governo efficace dei rischi aziendali, Enel si è dotata di un sistema di controllo interno e di gestione dei rischi (c.d. "SCIGR"), periodicamente aggiornato, che rafforza la consapevolezza del profilo di rischio con le relative opportunità. Tale sistema è costituito dall'insieme delle regole, delle procedure e delle strutture organizzative volte a consentire l'identificazione, la misurazione, la gestione e il monitoraggio dei principali rischi aziendali nell'ambito del Gruppo.
Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi permette di definire in maniera articolata – per ciascun rischio e secondo un approccio integrato – la strategia di rischio, gli opportuni presídi gestionali e di controllo, nonché lo sviluppo e l'aggiornamento di metriche, modelli per la misura dei rischi e limiti di rischio.
In relazione all'epidemia da COVID-19, diffusasi dagli inizi del 2020 e ancora in corso, le azioni intraprese in questi anni dal Gruppo per aumentarne la resilienza allo scenario possono far leva su una solida posizione finanziaria, sulla diversificazione geografica e su un modello di business integrato in grado di attenuare e fronteggiare eventi imprevisti ed effetti potenziali con azioni di mitigazione e piani di contingency.

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

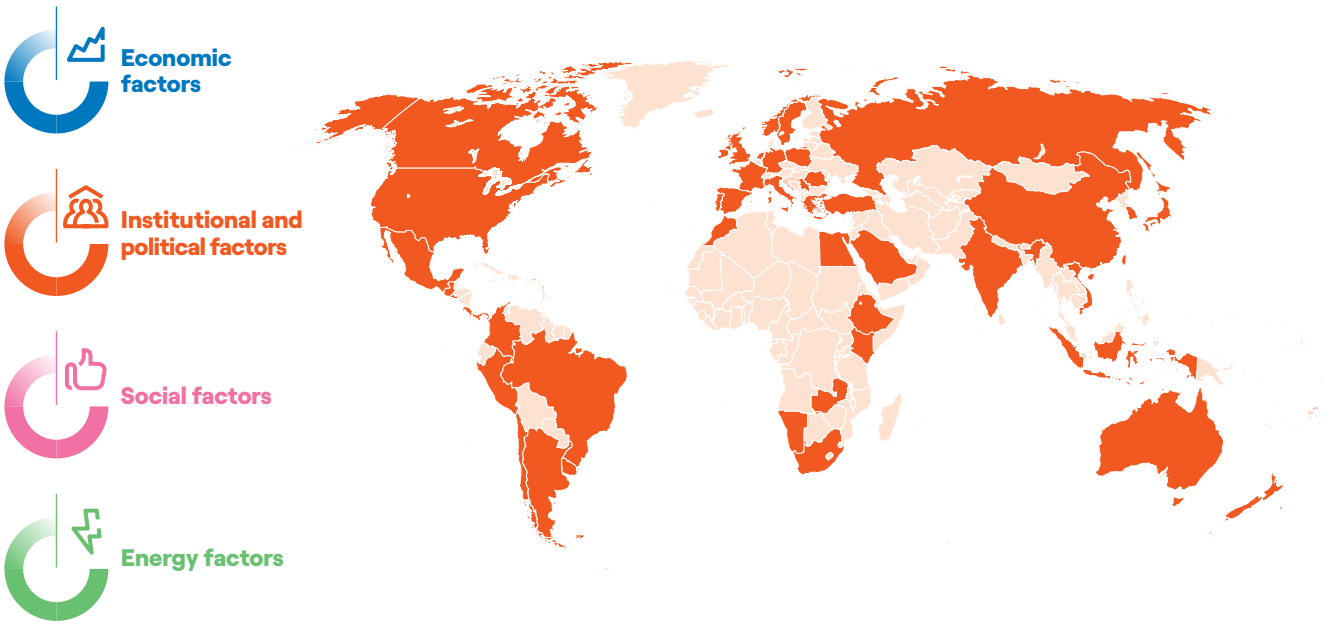
Il Gruppo si trova a operare in mercati regolamentati e il cambiamento delle regole di funzionamento dei vari sistemi, nonché le prescrizioni e gli obblighi che li caratterizzano, influiscono sull'andamento della gestione e dei risultati della Holding.
In questo senso le evoluzioni legislative e regolamentari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

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 Sud America, Nord America, Africa e Russia – sottopone Enel all'obbligo di considerare e valutare il cosiddetto "rischio Paese", consistente nei rischi di natura macroeconomica e finanziaria, istituzionale, sociale, climatica, e quelli associati al settore energetico, il cui verificarsi potrebbe determinare un significativo effetto negativo sia sui flussi reddituali sia 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 puntualmente la rischiosità dei Paesi all'interno del proprio perimetro.



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.

Il modello di Open Country Risk ambisce a superare la definizione più convenzionale di rischio Paese focalizzata sulla capacità di un Governo di ripagare il proprio debito emesso e 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.
Più nello specifico, 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 sua 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. Maggiori informazioni sugli scenari climatici e sul framework utilizzato all'interno del modello di Open Country Risk sono descritte nel capitolo "Rischi e opportunità strategiche legati al cambiamento climatico".
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.
Al fine di mitigare tale rischio, il modello supporta i processi di allocazione del capitale e di valutazione degli investimenti. A ulteriore sostegno del processo di valutazione degli investimenti, Enel ha adottato una metodologia, denominata "Total Societal Impact", che, con un approccio integrato fondato su modelli economici avanzati, esprime in maniera chiara e robusta gli impatti diretti, indiretti e indotti degli investimenti a livello nazionale, regionale o locale delle iniziative di investimento. Attraverso la quantificazione di metriche standard a livello internazionale, il Total Societal Impact copre una vasta gamma di indicatori economici, sociali e ambientali che risultano strategici per una corretta valutazione del contributo sociale e ambientale dei progetti di Enel. Considerando, infatti, alcuni degli indicatori analizzabili, come il contributo al PIL, l'incremento di reddito delle fasce sociali più deboli, il calcolo delle emissioni evitate di anidride carbonica e il recupero dei materiali a fine vita in un'ottica di economia circolare, risulta chiaro come ormai sia indispensabile avere una visione d'insieme per valutare un determinato progetto in un determinato Paese nell'ottica di creazione di valore condiviso per tutti.

Il 2021 rappresenta il secondo anno di fila in cui il mondo affronta la crisi sanitaria causata da COVID-19. Tuttavia, quest'anno le economie di molti Paesi sia maturi sia in via di sviluppo hanno conseguito una significativa ripresa dopo il netto declino verificatosi nel 2020, con una crescita stimata del PIL mondiale di circa il 5,8% su base annuale nel 2021. Tale risultato è stato principalmente raggiunto grazie ad alti tassi di vaccinazione, anche se rimane tuttora un elevato livello di eterogeneità nella copertura vaccinale tra Paesi ad alto e basso reddito, e attraverso politiche fiscali e monetarie espansive adottate dai Governi e dalle banche centrali.
I recenti dati mostrano che le prospettive di crescita nel 2022 sono meno ottimistiche e destinate a decelerare rispetto all'anno precedente, con una crescita stimata del PIL mondiale di circa il 4% su base annuale, a causa di possibili fattori come riacutizzazioni dei contagi da COVID-19 innescate dal propagarsi di nuove varianti su scala mondiale, pressioni inflattive ancora sostenute con prezzi più elevati di cibo ed energia che possono sfociare in un generale disancoraggio delle aspettative d'inflazione dai target perseguiti dalle banche centrali, e nuove interruzioni di approvvigionamento.
Infine, in America Latina sono presenti diversi fattori di rischio sia economici sia sociopolitici da monitorare con attenzione. Il riacuirsi della pandemia, causato dalla diffusione di nuove varianti, può per esempio mettere a dura prova i sistemi sanitari dei Paesi dell'area. Le banche centrali sono state tra le più reattive ad alzare i tassi di interesse in risposta agli elevati livelli d'inflazione, e potrebbero anche nel 2022 continuare ad adottare tali strategie restrittive rappresentando un rischio al ribasso sulla ripresa economica. Sono presenti, infine, rischi connessi a elevati livelli di indebitamento pubblico accumulati da parte dei Governi in questi due anni di crisi pandemica, e incertezza politica legata alle elezioni in Brasile e Colombia e a una possibile agenda politica troppo radicale perseguita dal nuovo presidente del Cile Gabriel Boric.

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

I cambiamenti climatici e la transizione energetica, 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 della Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) 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, 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 delle variabili fisiche e quelle derivanti dall'evoluzione degli scenari di transizione. Il framework descritto è realizzato in un'ottica di coerenza complessiva, che consente di analizzare e valutare l'impatto dei fenomeni fisici e di transizione 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.
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: potenziale indisponibilità più o meno prolungata di asset e infrastrutture, 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 riferimento al processo di transizione energetica verso un modello più sostenibile e caratterizzato da una progressiva riduzione delle emissioni di CO_2, esistono rischi e opportunità legati sia al mutamento del contesto regolatorio e normativo, sia ai trend di sviluppo tecnologico e competitivo, di elettrificazione e alle conseguenti dinamiche di mercato.

Coerentemente con gli scenari climatici e di transizione utilizzati da Enel per la definizione di rischi e opportunità, emerge come i principali fenomeni legati alla transizione comincino a essere visibili in funzione dell'adozione di comportamenti da parte dei clienti, strategie industriali da parte di tutti i settori economici, e politiche di regolamentazione. Entro il 2030 i trend di transizione saranno visibili in funzione dell'evoluzione del contesto: il Gruppo Enel ha scelto di guidare e rendere possibile la transizione preparandosi a coglierne tutte le opportunità. 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	Categoria di rischio e opportunità	Descrizione	Descrizione impatto	Modalità di gestione
Fisico acuto	A partire dal breve periodo (1-3 anni)	Eventi estremi	**Rischio:** eventi meteoclimatici particolarmente estremi per intensità.	Gli eventi estremi possono causare impatti in termini di danni agli asset e mancata operatività.	Il Gruppo adotta le migliori practiche 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	A partire dal lungo periodo (2030-2050)	Mercato	**Rischio/opportunità:** maggiore o minore domanda elettrica; maggiore o minore produzione.	La domanda elettrica è influenzata anche dalla temperatura, le cui oscillazioni possono provocare impatti sul business. Anche la produzione da fonti rinnovabili 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.
Transizione	A partire dal breve periodo (1-3 anni)	Policy & Regulation	**Rischio/opportunità:** politiche su prezzo ed emissioni CO_2, incentivi alla transizione energetica, maggiore spazio per investimenti in rinnovabili e regolazione in materia di resilienza.	Gli effetti delle policy in materia di transizione energetica e resilienza possono impattare su volumi e marginalità degli investimenti.	Il Gruppo minimizza l'esposizione ai rischi attraverso la progressiva decarbonizzazione della sua flotta di produzione. Le azioni strategiche del Gruppo, che concentra gli investimenti su rinnovabili, reti e clienti, consentono di mitigare i potenziali rischi e 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 denominate "Energy Transition Roadmaps" mirate a esplorare nei diversi Paesi dove Enel opera scenari di decarbonizzazione nazionale in termini ambientali, economici e sociali.
Transizione	A partire dal medio periodo (2025-2029)	Mercato	**Rischio/opportunità:** cambiamenti nei prezzi di commodity, raw material ed energia, evoluzione del mix energetico, cambiamenti nei consumi retail, modifica dell'assetto competitivo.	Considerando due scenari di transizione alternativi, il Gruppo valuta gli impatti di differenti trend di aumento del peso delle fonti rinnovabili nel mix energetico e dell'elettrificazione dei consumi finali.	Il Gruppo massimizza le opportunità grazie a una strategia orientata alla transizione energetica, all'elettrificazione dei consumi e al forte sviluppo della produzione rinnovabile.
Transizione	A partire dal medio periodo (2025-2029)	Product & Services	**Opportunità:** maggiori margini e maggiore spazio per investimenti come conseguenza della transizione in termini di penetrazione del trasporto elettrico e di nuove tecnologie per l'elettrificazione ed efficientamento dei consumi finali.	Considerando due scenari di transizione alternativi, il Gruppo valuta l'impatto di differenti trend di elettrificazione dei consumi.	Il Gruppo massimizza le opportunità grazie a un forte posizionamento strategico su nuovi business e servizi "beyond commodity".
	A partire dal medio periodo (2025-2029)	Technology		A fronte del trend di penetrazione di tecnologie di elettrificazione ed efficienza, considerando due scenari di transizione alternativi, il Gruppo valuta le potenziali opportunità per scalare i business correnti.	Il Gruppo massimizza le opportunità grazie a un forte posizionamento strategico sulle reti a livello globale.

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 2021; il medio periodo (fino al 2029), nel quale è possibile apprezzare gli effetti della transizione energetica; il lungo periodo (2030-2050), nel quale 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 pubblicata 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 condiviso 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 es., dati sulla variazione delle risorse rinnovabili) all'operatività del business (per es., 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 es., 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, 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. Come la TCFD dichiara, il processo di disclosure dei rischi e opportunità legati ai cambiamenti climatici sarà graduale e incrementale di anno in anno.

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 determinano una crescente importanza di definire strategie aziendali resilienti, ovvero 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. 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 94% 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, 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 hazard fisici a livello di singolo sito. L'approccio vale sia per il portafoglio esistente sia per i nuovi investimenti. La valutazione della vulnerabilità degli asset consente di individuare delle azioni prioritarie per incrementare la resilienza.



Fenomeni fisici acuti e cronici: ripercussioni 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 prova a valutare 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 non emergono certezze di variazioni strutturali prima del 2030, mentre si potrebbero iniziare ad apprezzare variazioni tra il 2030 e il 2050.
I principali impatti dei cambiamenti fisici cronici dovrebbero produrre 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.

In merito agli effetti dei cambiamenti fisici cronici, il Gruppo lavorerà per stimare al meglio le relazioni tra i cambiamenti delle variabili fisiche e la variazione della producibilità relativa ai singoli impianti per le diverse tecnologie. 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 in termini di producibilità.

Rilevanza

● Priorità alta ● Priorità bassa ○ Non rilevante

Evento	Pioggia/ neve	Vento	Irraggiamento	Livello dei mari	Temperatura dell'aria	Temperatura fiumi/mari
Termoelettrica	○	○	○	●	●	●
Solare	●	○	●	○	●	○
Eolica	○	●	○	○	○	○
Idroelettrica	●	○	○	○	●	○
Storage	●	○	○	○	●	○
Geotermica	●	○	○	○	●	○
Infrastructure and Networks	In corso di valutazione					
Enel X	●	○	●	○	●	○

Le prime evidenze di scenario mostrano che cambiamenti cronici strutturali nei trend recenti delle variabili fisiche si manifesteranno in maniera sensibile a partire dal 2030. Tuttavia, 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, pur prescindendo da una relazione diretta con le variabili climatiche. Naturalmente questo stress test ha una probabilità di accadimento estremamente bassa sulla base degli eventi storici e della diversificazione geografica.

Le variabili esaminate sono: la domanda elettrica (+/- 1% annuo), le cui variazioni producono potenziali impatti sui business della generazione e sul retail, che è stata stressata contestualmente su tutti i Paesi di presenza del Gruppo; la producibilità degli impianti rinnovabili (+/- 10% su un singolo anno), le cui variazioni producono potenziali impatti sul business della generazione, che è stata stressata in maniera separata a livello di singola tecnologia sul perimetro globale. I dati mostrati fanno riferimento all'effetto su un singolo anno per una singola tecnologia di produzione e includono sia l'effetto volume sia l'effetto prezzo.

Orizzonte temporale
Breve (fino a 3 anni)
Medio (fino al 2030)
Lungo (2030-2050)

Downside scenario policy correnti ▼ ● Upside scenario policy correnti ▲ ●

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.	Breve	La domanda elettrica è influenzata anche dalla temperatura, le cui oscillazioni possono provocare impatti sul business. Sebbene variazioni strutturali non dovrebbero manifestarsi nel breve-medio periodo, per valutare la sensibilità dei risultati del Gruppo a potenziali variazioni di temperatura si utilizzano analisi di sensitivity rispetto a variazioni di domanda elettrica di +/- 1% sul totale di Gruppo.	Enel Green Power and Thermal Generation e Infrastructure and Networks	Gruppo	EBITDA/anno	+1% ▲	●		
								-1% ▼	●		
Fisico cronico	Mercato	**Rischio/ opportunità:** maggiore o minore produzione rinnovabile.	Breve	La produzione rinnovabile è influenzata anche dalla disponibilità delle risorse, le cui oscillazioni possono provocare impatti sul business. Sebbene variazioni strutturali non dovrebbero manifestarsi nel breve-medio periodo, per valutare la sensibilità dei risultati del Gruppo a potenziali variazioni di temperatura si utilizzano analisi di sensitivity rispetto a variazioni di producibilità elettrica del +/- 10% su singola tecnologia.	Enel Green Power and Thermal Generation	Gruppo Producibilità Idroelettrica	EBITDA/anno	+10% ▲		●	
								-10% ▼		●	
						Gruppo Producibilità Eolica	EBITDA/anno	+10% ▲	●		
								-10% ▼	●		
						Gruppo Producibilità Solare	EBITDA/anno	+10% ▲	●		
								-10% ▼	●		

Analisi preliminari sull'impatto dei cambiamenti climatici cronici sulla generazione rinnovabile

Sono state effettuate analisi preliminari per tradurre i cambiamenti climatici cronici in impatti sulla producibilità per le principali tecnologie rinnovabili del Gruppo: eolico, solare e idroelettrico.
Per ogni tecnologia sono stati selezionati due siti pilota, in base alla posizione geografica e la disponibilità di dati storici sul sito, per i quali è stata calcolata, a partire dai dati osservati, una funzione link che permette di tradurre i trend delle variabili climatiche in informazioni sulla produzione. Questa funzione è stata poi applicata ai dati delle proiezioni climatiche, per stimare la differenza di producibilità attesa nel 2030-2050 rispetto allo storico.

Riportiamo di seguito i risultati ottenuti da queste prime analisi sui siti pilota.

	Siti pilota	Parametri input	Risultati
		**Variabili climatiche usate per il calcolo della funzione link:** velocità del vento, densità dell'aria **Time step:** mensile **Orizzonte temporale:** 2030-2050 *vs* Hist	**Sito 1:** producibile in linea con lo storico nello scenario RCP 2.6, e in lieve diminuzione negli scenari RCP 4.5 e RCP 8.5 **Sito 2:** producibile stabile negli scenari RCP 2.6 e RCP 4.5, e in lieve crescita nell'RCP 8.5
		**Variabili climatiche usate per il calcolo della funzione link:** Global Horizontal Irradiance (GHI), temperatura **Time step:** giornaliero **Orizzonte temporale:** 2030-2050 *vs* Hist	Non sono state evidenziate variazioni rilevanti per il business in entrambi gli impianti analizzati
		**Variabili climatiche usate per il calcolo della funzione link:** precipitazione, temperatura **Time step:** mensile **Orizzonte temporale:** 2030-2050 *vs* Hist	Per entrambi i siti il producibile medio rimane costante nello scenario RCP 2.6, mentre risulta in lieve diminuzione nello scenario RCP 8.5

Con lieve crescita o lieve diminuzione si indica una variazione che non supera il ± 5%.

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.
Nell'ambito degli scenari legati al cambiamento climatico, la componente fisica acuta riveste un ruolo di primo piano nella definizione dei rischi cui è esposto il Gruppo, sia per l'ampia diversificazione geografica del proprio portafoglio di asset, sia per l'importanza primaria delle risorse naturali rinnovabili nella produzione di energia elettrica.
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, per i motivi sopra descritti, 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).

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 assicu-

rativo e anche nei report dell'IPCC[16]. Attraverso le proprie unità di business di assicurazione 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.

La metodologia è applicabile all'insieme degli eventi estremi che possono essere oggetto di analisi, quali le tempeste di vento, le ondate di calore, i cicloni tropicali, le inondazioni ecc. In tutte le suddette tipologie di catastrofi naturali, comunque, 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: il *tempo di ritorno*. In altre parole, un evento catastrofale che abbia, per esempio, un tempo di ritorno di 250 anni implica che a esso sia associabile una probabilità dello 0,4% che possa accadere in un anno. Tale informazione, necessaria alla valutazione del livello di frequenza dell'evento, è poi associata alla sua distribuzione geografica rispetto ai diversi luoghi dove sono presenti gli asset del portafoglio.

  Quindi il Gruppo adotta, a tal fine, lo strumento delle mappe di hazard che associano, per le diverse tipologie di catastrofi naturali, a ogni punto geografico della mappa globale, la corrispondente stima della frequenza associata all'evento estremo. Queste informazioni, organizzate in veri e propri database geo-referenziati, possono essere fornite da società globali di ri-assicurazione, società di consulenza meteorologica o istituzioni accademiche.

- La vulnerabilità, che, 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: impianti di produzione solari, eolici, idroelettrici, reti di trasmissione e distribuzione, cabine primarie e secondarie ecc. Tali analisi, naturalmente, sono poi focalizzate sugli eventi estremi che impattano maggiormente le diverse tipologie di tecnologie; dunque, in questo modo, si viene a definire una sorta di matrice che associa ai singoli eventi catastrofici naturali la corrispondente tipologia di asset impattata in modo rilevante.

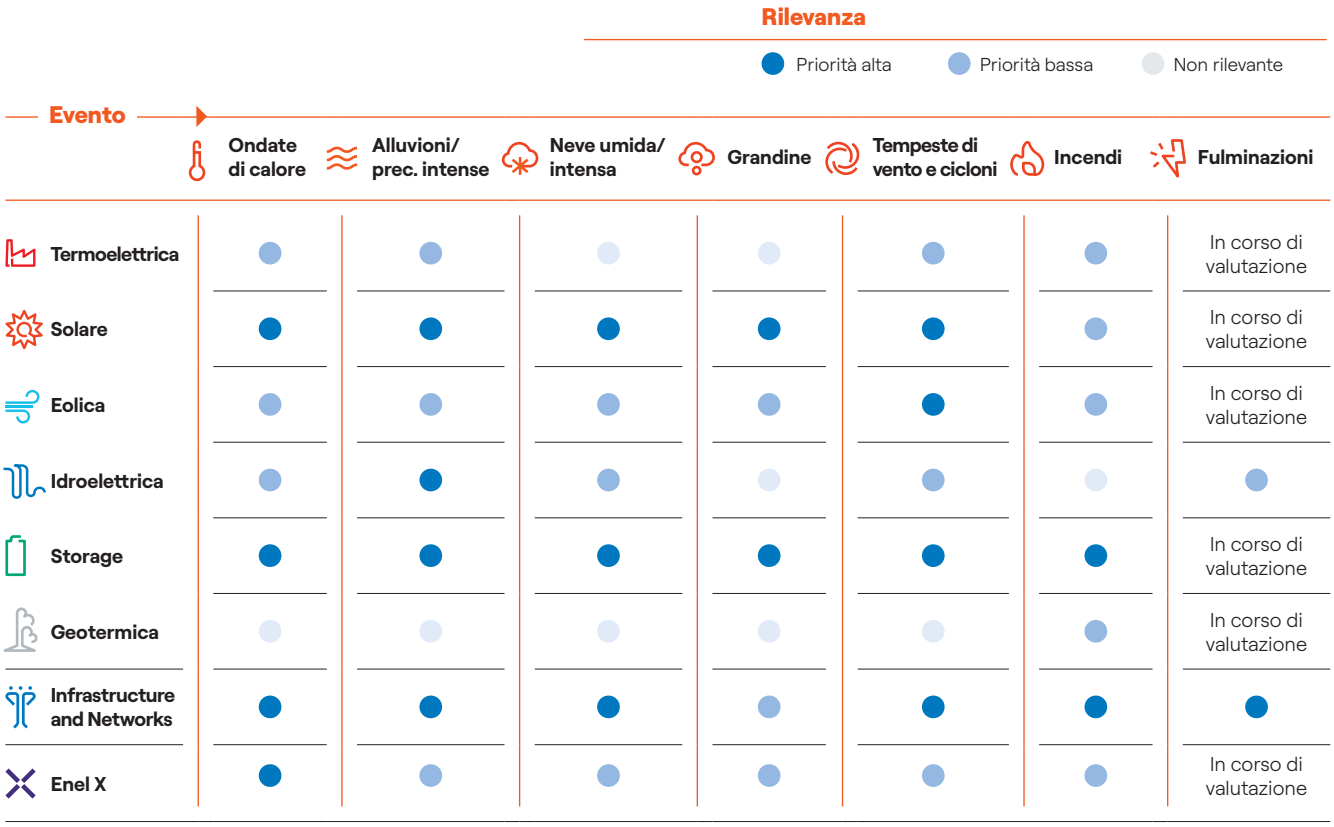
- L'esposizione è l'insieme dei valori economici, presenti nel portafoglio del Gruppo, che possono avere impatti non trascurabili in presenza di eventi naturali catastrofali. Anche in questo caso, le dimensioni delle analisi sono specifiche per le diverse tecnologie di produzione, per gli asset della 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 (1-3 anni)	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
Lungo termine (al 2050 e/o 2100)	Mappe di hazard e studi specifici per i diversi scenari climatici RCP dell'IPCC		Valori del Gruppo nella loro evoluzione di lungo termine

(16) L. Wilson, "Industrial Safety and Risk Management". University of Alberta Press.
T. Bernold. "Industrial Risk Management". Elsevier Science Ltd.
Kumamoto, H. and Henley, E. J., 1996, Probabilistic Risk Assessment And Management For Engineers And Scientists, IEEE Press, ISBN 0-7803100-47
Nasim Uddin, Alfredo H.S. Ang. (eds.), 2012, Quantitative risk assessment (QRA) for natural hazards, American Society of Civil Engineers CDRM Monograph no. 5
UNISDR, 2011. Global Assessment Report on Disaster Risk Reduction: Revealing Risk, Redefining Development. United Nations International Strategy for Disaster Reduction. Geneva, Switzerland.
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, UK, and New York, NY, USA.

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 di priorità di impatti dei principali eventi estremi sulle diverse tecnologie.



L'evento "Neve umida/intensa" include il manicotto di ghiaccio, rilevante per Infrastructure and Networks.

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 di Generazione e di Infrastructure and Networks 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 ~270 milioni di euro, che rappresenta meno dello 0,14% dei valori assicurati del Gruppo al 2022, pari a ~202 miliardi di euro, la maggior parte dei quali recuperati tramite rimborsi assicurativi.

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 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 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 assoluta resilienza, grazie agli ampi limiti di copertura assicurativa che sono anche conseguenza di una solida struttura di ri-assicurazione, rispetto alla società captive Enel Insurance NV 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 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 a 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 i nuovi investimenti si può inoltre agire già nella fase di progettazione e costruzione, per ridurre by design l'impatto dei rischi climatici (per es., attraverso valutazione del rischio e della vulnerabilità in fase di progettazione) e per tener conto degli eventuali effetti cronici (per es., l'inclusione degli scenari climatici nelle stime sulle risorse rinnovabili a lungo termine).

Identificati i fenomeni meteo e climatici di interesse, le attività implementate per massimizzare la capacità di adattamento possono essere classificate nella maniera seguente:

- prevenzione e gestione eventi avversi: procedure per prepararsi in anticipo ad affrontare eventi estremi (per es., 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 es., la definizione di procedure operative e organizzative da mettere in pratica in caso di eventi critici);
- potenziamento della resilienza degli asset: attività e interventi mirati a incrementare la resilienza 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.

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. Prevenzione e gestione eventi avversi	B. Potenziamento resilienza degli asset
Enel Green Power and Thermal Generation	**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	**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)
Global Infrastructure and Networks	**Asset esistenti** 1. Strategie e linee guida su azioni di Risk Prevention, Readiness, Response, Recovery sulla rete di distribuzione 2. Linee guida globali di Infrastructure and Networks 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.)	**Asset esistenti e nuove costruzioni** 1. Linee guida per la definizione di piani di incremento della resilienza delle reti (per es., "Network Resilience Enhancement Plan" di e-distribuzione)
Enel X	**Asset esistenti** 1. Enel X Critical Event Management 2. e-Mobility: linee guida per manutenzione e monitoraggio degli asset (riparazione o sostituzione delle infrastrutture di ricarica)	**Asset esistenti** 1. e-Mobility: programma di miglioramento continuo (Continuous Improvement)

Attività di adattamento – 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:

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

Ambiti principali:

Maintenance

O&M Operation

- 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 negli impianti situati in zone esposte a tornado e uragani, come per esempio quelli 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 es., valutazioni sulla temperatura della sorgente fredda al fine di garantire maggiore flessibilità nel raffreddamento nei nuovi

Dams and Hydraulic Infrastructure Safety

Critical Event Management

CCGT) e di opere civili specifiche (per es., 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.

Attività di adattamento – Infrastructure and Networks

Nella Linea di Business Infrastructure and Networks 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.

- 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.
- 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.
- 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.
- 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 2017-2020 sono stati già investiti circa 520 milioni di euro e circa ulteriori 345 milioni di euro verranno impiegati anche nel triennio successivo,

come specificato nell'addendum al Piano 2021-2023. 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, seppure molto minoritari, 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 es., 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 si è partiti con trial di sensori di linee aree in zone particolarmente esposte ai fenomeni neve e vento (progetto Newman).

In aggiunta, non solo al fine di valutare le emergenze meteo nel breve-medio termine, ma anche in considerazione del cambiamento climatico al quale si sta assistendo, partendo dalla mappatura dei fenomeni rilevanti a livello globale, Infrastructure and Networks sta conducendo analisi dei rischi climatici specifici nei Paesi di presenza, per associare a ciascun fenomeno un livello di rischio e prioritizzare le aree maggiormente esposte.

Infrastructure and Networks sta infatti collaborando con i principali istituti di ricerca per analizzare l'andamento dei fenomeni maggiormente critici nei diversi Paesi di presenza per stimarne l'impatto futuro sulla rete nel medio-lungo termine. Si riportano alcuni esempi.

Precipitazioni intense/tempeste di vento

- Nel corso del 2021 si è avviata una selezione di partner esterni per approfondire scenari di evoluzione del fenomeno di precipitazioni intense in diversi Paesi. Per esempio, per il fenomeno della ciclogenesi esplosiva in Spagna si è effettuata una raccolta preliminare degli eventi di maggiore impatto sulla rete, seguendo la policy che riguarda il miglioramento della resilienza delle reti, che costituirà la base per le successive analisi di dettaglio a partire dal 2022.

Ondate di calore

- Nel 2021 si è ulteriormente approfondito il fenomeno delle ondate di calore, che ha già fornito i primi risultati per il perimetro Italia nel 2020, negli altri Paesi di presenza. 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.
- In particolare, in Spagna, nonostante l'aumento della frequenza e della intensità del fenomeno climatico, soprattutto laddove la presenza di cavi interrati è relativamente bassa, nessuna correlazione storica significativa ondate di calore-guasti è stata riscontrata dalle analisi condotte a oggi.
- Infine, a partire dal 2022, sono previste valutazioni per effettuare analoghe analisi anche in altre geografie.

Incendi

- Relativamente al rischio incendio, nonostante la scarsa rilevanza di eventi a oggi registrata, la Linea di Business, unitamente alla policy sopra descritta, sta predisponendo un approfondimento degli scenari al 2050 sull'evoluzione del fenomeno per un eventuale perfezionamento della policy stessa. 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.

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 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. Nell'approfondimento relativo alle analisi preliminari sulla producibilità viene descritto l'approccio applicato per ora su alcuni siti pilota, per poi scalarlo sull'intero 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.

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 es., 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 individuate sono di seguito descritti.

Policy & Regulation

Limiti alle emissioni e carbon pricing

Introduzione di leggi e regolamenti che introducano limiti emissivi più stringenti per via sia amministrativa (non market driven) sia market based.

- Opportunità: sia strumenti regolatori 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 posti in essere, 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.

Incentivi alla transizione energetica

Incentivi e opportunità di sviluppo in ottica di transizione energetica, con conseguente orientamento del sistema energetico verso l'utilizzo di fonti a basso contenuto emissivo come mainstream dei mix energetici dei Paesi, maggiore elettrificazione dei consumi, efficienza energetica, flessibilità del sistema elettrico e potenziamento delle infrastrutture, con impatti positivi in termini di ritorno sugli investimenti e nuove opportunità di business.

- Opportunità: volumi e margini addizionali dovuti a investimenti aggiuntivi nel settore elettrico, in linea con la strategia di elettrificazione, decarbonizzazione e potenziamento/digitalizzazione delle infrastrutture abilitanti.
- Rischio: presenza di ostacoli al raggiungimento dei target della transizione energetica, dovuti a framework regolatori non efficaci nel sostenere la transizione energetica, lentezza nei processi di autorizzazioni amministrative, mancato potenziamento della rete elettrica ecc.

E-MARKET SDIR CERTIFIED

Regolazione in materia di resilienza

Miglioramento degli standard o introduzione di meccanismi *ad hoc* per regolare gli investimenti in resilienza, nel contesto dell'evoluzione del cambiamento climatico.

- Opportunità: benefici dalla messa in opera di investimenti che riducano i rischi di qualità e continuità del servizio 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

Incentivi alla transizione energetica attraverso appropriate misure di policy e strumenti finanziari, 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 es., 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 sul costo e sugli oneri di finanziamento; introduzione di strumenti di supporto agevolato (fondi e bandi) per la transizione.
- Rischio: azioni e strumenti non sufficienti a fornire incentivi coerenti con un posizionamento complessivo in ottica di transizione energetica, incertezza o rallentamento sull'introduzione di nuovi strumenti e regole per effetto del peggioramento delle condizioni di finanza pubblica o a causa di una diversa applicabilità sul perimetro geografico del Gruppo.

Market

Dinamiche di mercato

Le dinamiche di mercato, come quelle relative alla variabilità dei prezzi delle commodity, l'incremento dei consumi elettrici per effetto della transizione energetica e la penetrazione delle rinnovabili e della generazione distribuita hanno impatto sui driver di business, con effetti sulla marginalità e sui volumi di produzione e vendita.

- Opportunità: effetti positivi derivanti dall'incremento della domanda elettrica e dai maggiori spazi per le rinnovabili e per tutte le fonti di flessibilità.
- Rischio: esposizione delle tecnologie "merchant" alla volatilità dei prezzi di mercato.

Technology

Penetrazione tecnologie a supporto della transizione

Progressiva penetrazione di nuove tecnologie come veicoli elettrici, storage, demand response e idrogeno verde; leva digitale per trasformare i modelli operativi e i modelli di business "a piattaforma".

- Opportunità: investimenti nello sviluppo di soluzioni tecnologiche, nonché effetti positivi derivanti dall'incremento della domanda elettrica e dai maggiori spazi per le rinnovabili derivanti dalla produzione di idrogeno verde.
- Rischio: rallentamenti e interruzione alla supply chain dei raw material, compresi i metalli per le batterie (quali litio, nichel e cobalto) e i semiconduttori, potrebbero comportare ritardi negli approvvigionamenti e/o incremento di costi, tali da rallentare la penetrazione delle rinnovabili, storage e veicoli elettrici.

Products & 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 e minore impatto in termini di emissioni locali nel settore residenziale e industriale (per es., diffusione di pompe di calore).

- Opportunità: aumento dei consumi elettrici nel contesto di una riduzione dei consumi energe-

tici, grazie alla maggiore efficienza del vettore elettrico.
- Rischio: aumento della competizione in questo segmento di mercato.

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; elettrificazione dei consumi industriali.
- 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".
- Rischio: 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. Grazie a una strategia industriale e finanziaria che incorpora i fattori ESG, con un approccio integrato in ottica di sostenibilità e innovazione, è possibile creare valore condiviso nel lungo termine.
La strategia orientata alla completa 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.

A differenza degli impatti climatici cronici, è possibile affermare che le evidenze di scenario di transizione possono avere impatti già nel breve e nel medio-lungo periodo (entro il 2030).

Analogamente a quanto fatto per le variabili climatiche, è possibile effettuare uno stress test del Piano Industriale corrente (2022-2024) sui fattori potenzialmente influenzati dallo scenario di transizione, con particolare riferimento al prezzo della CO_2 (ETS). Esaminando le principali variabili di transizione, infatti, il prezzo della CO_2 risulta essere un driver attendibile delle misure regolatorie che possono accelerare il processo di transizione. Per valutare l'impatto della possibile modifica di questo driver vengono rappresentati gli effetti di un potenziale aumento del prezzo della CO_2 di +/-10% sul perimetro geografico di Italia e Spagna. Tale variazione di prezzo andrebbe a modificare il prezzo di equilibrio di entrambi i mercati wholesale, con ripercussioni sui margini della Global Power Generation, sia degli impianti convenzionali sia di quelli rinnovabili.

Per quantificare i rischi e le opportunità derivanti dalla transizione energetica nel lungo periodo, sono stati presi in considerazione gli scenari di transizione descritti nel capitolo "Gli scenari Enel di transizione energetica". Sono stati quindi identificati gli effetti degli scenari *Slow Transition* e *Best Place* 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. Tali considerazioni offrono spunti per determinare quale potrà essere il posizionamento strategico del Gruppo in ottica di allocazione delle risorse.

Lo scenario di riferimento Enel – scenario *Paris* – prevede una crescente ambizione in termini di decarbonizzazione ed efficienza energetica, sostenuta da una maggiore elettrificazione dei consumi finali di energia e dallo sviluppo di capacità rinnovabile. Le dinamiche relative alla transizione energetica potranno portare crescenti opportunità per il Gruppo. In particolare, sul mercato elettrico retail, la progressiva elettrificazione dei consumi finali – in particolare dei trasporti e del settore residenziale – condurrà a un sensibile aumento dei consumi elettrici a discapito dei consumi di vettori energetici diversi e più emissivi. Parimenti, il progressivo aumento della quota rinnovabile nel mix energetico dovrebbe comportare nel medio-lungo periodo una riduzione del prezzo dell'elettricità all'ingrosso; tale impatto risulta comunque contenuto, considerando invariato nel medio termine il market design basato sul system marginal price. Eventuali strutture di mercato alternative potrebbero indurre effetti differenti.
In riferimento agli impatti economici che potrebbero determinarsi al variare degli scenari di transizione, il Gruppo ha effettuato analisi relative agli impatti in termini di EBITDA che gli scenari *Slow Transition* e *Best Place* apporterebbero ai risultati del 2030 rispetto allo scenario *Paris* di riferimento.

In riferimento all'elettrificazione dei consumi, lo scenario *Slow Transition* prevede tassi di penetrazione minori delle più efficienti tecnologie elettriche, in particolare auto elettriche e pompe di calore, causando un decremento di domanda elettrica rispetto allo scenario *Paris*, che si stima possa determinare impatti contenuti sul business Retail commodity e "beyond commodity" Allo stesso tempo, la minore domanda elettrica determina un minore spazio di sviluppo per la capacità rinnovabile, con impatti sul business della generazione.
In riferimento allo scenario *Best Place*, si assume una più rapida riduzione dei costi delle tecnologie di produzione dell'idrogeno verde. Ciò si traduce in una maggiore penetrazione di questo vettore energetico, a discapito dell'idrogeno blu e grigio, con un conseguente effetto additivo sulla domanda elettrica nazionale e sulle installazioni di capacità rinnovabile rispetto allo scenario *Paris*.

Tutti gli scenari, ma in misura maggiore gli scenari *Paris* e *Best Place*, comporteranno sulle diverse geografie un considerevole incremento delle complessità che dovranno essere

gestite dalle reti. Si prevede, infatti, un significativo incremento di generazione distribuita e di altre risorse, quali per esempio i sistemi di accumulo, una maggior penetrazione di mobilità elettrica con le relative infrastrutture di ricarica, nonché il crescente tasso di elettrificazione dei consumi e la comparsa di nuovi attori con nuove modalità di consumo. 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. 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 Infrastructure and Networks.

Orizzonte temporale
Breve (fino a 3 anni)
Medio (fino al 2030)
Lungo (2030-2050)

Upside ● Downside ●

Categoria di rischio e opportunità	Orizzonte temporale	Dimensione analisi	GBL interessate	Perimetro	Descrizione impatto	Quantificazione - Tipologia impatto		Quantificazione - range		
								< 100 €mln	100-300 €mln	> 300 €mln
Policy & Regulation	Breve/ medio	A parità di scenario *Paris*, il Gruppo ha valutato l'impatto sul margine dovuto a interventi sul prezzo della CO_2.	Enel Green Power and Thermal Generation	Italia e Iberia	Considerando i potenziali effetti delle misure regolatorie per incentivare la transizione energetica, il Gruppo valuta l'esposizione a variazioni di prezzo della CO_2 di +/- 10% attraverso analisi di sensitivity.	EBITDA/anno	10% - Upside *vs Paris*	●		
							-10% - Downside *vs Paris*		●	
Mercato	Medio	Considerando due scenari di transizione alternativi, il Gruppo ha valutato gli effetti della maggiore penetrazione delle rinnovabili sul prezzo power di riferimento e sulla capacità addizionale al 2030.	Enel Green Power and Thermal Generation	Global	Maggiore spazio per investimenti in nuova capacità rinnovabile associata a decremento del prezzo power per la maggiore penetrazione delle rinnovabili.	EDITDA 2030 *Best Place vs Paris*				●
					Minore spazio per investimenti in nuova capacità rinnovabile con possibile aumento del prezzo power per la minore penetrazione delle rinnovabili.	EDITDA 2030 *Slow Transition vs Paris*				●
Mercato/ Products & Services	Medio	Considerando due scenari di transizione alternativi, il Gruppo ha valutato gli effetti dei trend di efficienza, di adozione di apparecchi elettrici e di penetrazione di EV per valutarne i potenziali impatti sui consumi di commodity, comprensivi degli effetti sul portafoglio clienti gas dovuti alla maggiore elettrificazione, e sulla domanda di servizi "beyond commodity".	Customer	Global	Maggiori margini dagli effetti della transizione in termini di elettrificazione dei consumi, principalmente legati alle previsioni di aumento dell'idrogeno verde.	EDITDA 2030 *Best Place vs Paris*			●	
					Minori margini dagli effetti della transizione rallentata in termini di elettrificazione dei consumi, principalmente su residenziale e trasporto, e penetrazione ridotta di nuove tecnologie.	EDITDA 2030 *Slow Transition vs Paris*				●

Nota: le stime degli impatti di transizione tengono conto degli attuali livelli di copertura.

Panorama competitivo

I mercati e i business nei quali il Gruppo è presente sono interessati da processi di progressiva e crescente competizione ed evoluzione, da un punto vista sia tecnologico sia di regolamentazione, con tempistiche differenti da Paese a Paese.
Come risultato di questi processi, Enel è esposta a una crescente pressione competitiva ed, essendo l'elettricità il vettore di questo secolo, la competizione aumenta anche a opera di settori contigui, offrendo, d'altro canto, la possibilità alle utility di poter affacciarsi su nuovi business.
La differenziazione su cui il Gruppo può contare, sia a livello geografico sia in merito ai diversi settori in cui esso opera, costituisce un importante fattore di mitigazione ma al fine di orientare al meglio le linee guida di sviluppo strategico l'evoluzione del panorama competitivo viene costantemente monitorata, sia all'interno sia all'esterno del mondo delle utility.

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 47 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.
A tale riguardo, si rileva che la volatilità che ha caratterizzato i mercati finanziari dall'inizio della pandemia in molti casi è rientrata ai livelli pre-COVID-19 ed è stata compensata da efficaci azioni di mitigazione del rischio tramite strumenti finanziari derivati.

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.
A partire dal 2021 il monitoraggio del rischio è stato esteso alle principali materie prime cui il Gruppo è esposto.
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 2021, la diffusione pandemica del virus COVID-19 ha generato una complessa crisi economica a livello globale, provocando incrementi significativi nelle volatilità dei prezzi delle commodity energetiche e delle materie prime. Enel ha contenuto il rischio al di sotto dei livelli limite stimati nel 2020 per l'anno 2021, grazie a un'attenta e tempestiva attività di mitigazione, alla diversificazione geografica del business e al crescente impulso dato alla transizione energetica verso il processo di decarbonizzazione e l'utilizzo di fonti rinnovabili per la generazione di energia. 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 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. Si rileva che la volatilità che ha caratterizzato i mercati finanziari durante la pandemia in molti casi è rientrata ai livelli pre-COVID-19 ed è stata compensata da azioni di mitigazione del rischio tramite strumenti finanziari 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 o da operazioni su strumenti finanziari (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 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 alla crisi pandemica globale. Tutto ciò grazie a un rafforzamento dei canali di incasso digitali e a una solida diversificazione dei clienti commerciali che hanno avuto una bassa esposizione agli impatti del COVID (per es., utility e società di distribuzione).

Liquidità

La politica di gestione del rischio di liquidità di Enel è finalizzata al mantenimento di disponibilità liquide sufficienti a far fronte agli 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.

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 es., credit crunch, crisi del debito sovrano ecc.) o della mutata percezione della sua rischiosità da parte del mercato.

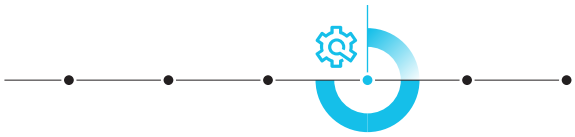
Tra i fattori che definiscono la rischiosità percepita dal mercato, il merito creditizio, assegnato a Enel dalle agenzie di rating, riveste un ruolo determinante poiché influenza la sua possibilità di accedere alle fonti di finanziamento e le relative condizioni economiche. Un peggioramento di tale merito 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 2021 il profilo di rischio di Enel ha subíto variazioni rispetto al 2020 soltanto per Moody's, la cui valutazione è passata da un rating di "Baa2" con outlook positivo a "Baa1" con outlook stabile. Si confermano invece i rating "BBB+" con outlook stabile secondo Standard & Poor's e "A-" con outlook stabile secondo Fitch.

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 agli effetti COVID-19, si rileva che nonostante gli effetti della pandemia, gli indici di rischio di liquidity monitorati per il Gruppo si sono mantenuti all'interno dei limiti fissati per l'anno 2021.

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 potenziale 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 (furti di dati aziendali e relativi alla clientela), risultando sempre più difficile identificarne la fonte in modo tempestivo. Nel caso del Gruppo, ciò è dovuto ai numerosi contesti in cui questo si trova a operare (dati, industria e persone), una circostanza che deve essere sommata alla complessità intrinseca e all'interconnessione delle risorse che, peraltro, nel corso degli anni sono state sempre più integrate nei quotidiani processi operativi del Gruppo.
Il Gruppo ha adottato un modello olistico di governance relativo alla cyber security, che si applica ai settori IT (Information Technology), OT (Operational Technology) e IoT (Internet of Things).
Il framework si basa sull'impegno del top management, sulla direzione strategica globale, sul coinvolgimento di tutte le aree di business nonché delle unità impegnate nel disegno e nell'implementazione dei sistemi. Esso si sforza, inoltre, di utilizzare le tecnologie di punta del mercato, di progettare processi aziendali *ad hoc,* di rafforzare la consapevolezza informatica da parte delle persone e di recepire i requisiti normativi relativi alla sicurezza informatica.
In aggiunta, il Gruppo ha definito e adottato una metodologia di gestione del rischio per la sicurezza informatica basata su approcci "risk-based" e "cyber-security by design", rendendo così l'analisi dei rischi aziendali il passo fondamentale di tutte le decisioni strategiche. Enel ha, inoltre,

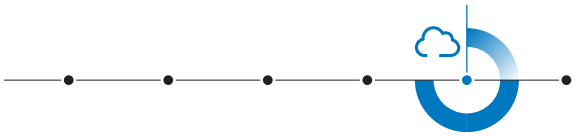
creato il proprio Cyber Emergency Readiness Team (CERT), al fine di rispondere e gestire in modo proattivo eventuali incidenti nel campo della sicurezza informatica.
Inoltre, già dal 2019, al fine di mitigare l'esposizione al rischio cyber non solamente con contromisure tecniche, il Gruppo ha stipulato un'assicurazione sui rischi connessi alla cyber security.

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 dall'unità Global Digital Solutions (GDS), responsabile di guidare la trasformazione digitale del Gruppo. Tale unità ha 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 all'unità Global Digital Solutions 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

I principali rischi per la salute e sicurezza cui 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. Infatti, la violazione del rispetto delle leggi, dei regolamenti e delle procedure vigenti in materia di salute e sicurezza, ambienti di lavoro, gestione delle strutture, asset e processi aziendali, che possano avere un impatto negativo sulle condizioni di salute di dipendenti, lavoratori e stakeholder, può innescare il rischio di incorrere in sanzioni amministrative o giudiziarie e relativi impatti economico-finanziari e reputazionali. L'identificazione di tali rischi è stata effettuata attraverso un'analisi dei principali eventi occorsi negli ultimi tre anni. In particolare, in termini di probabilità di accadimento, i rischi di tipo meccanico (cadute, urti, schiacciamenti e tagli) sono quelli più rilevanti, mentre, in termini di potenziale impatto associato, i rischi di tipo elettrico sono quelli che comportano le conseguenze più gravi (infortuni mortali).

Peraltro, in relazione alla presenza del Gruppo in differenti contesti geografici a livello mondiale, dipendenti e appaltatori potrebbero essere esposti a rischi sanitari correlati a potenziali malattie infettive emergenti, di carattere epidemico e potenzialmente pandemico, suscettibili di impattare sulla loro salute e sul loro benessere.
Enel si è dotata di una Dichiarazione di impegno per la Salute e Sicurezza, sottoscritta dal top management del Gruppo.
Nell'attuazione della Politica, ogni Linea di Business del Gruppo è dotata di un proprio Sistema di Gestione della Salute e della Sicurezza conforme allo standard internazionale BS OHSAS 18001 che si basa sull'identificazione dei pericoli, sulla valutazione qualitativa e quantitativa dei rischi, sulla pianificazione e attuazione delle misure di prevenzione e protezione, sulla verifica dell'efficacia delle misure di prevenzione e protezione e sulle eventuali azioni correttive. Questo sistema considera anche il rigore nella

selezione e nella gestione degli appaltatori e dei fornitori e la promozione del loro coinvolgimento nei programmi di miglioramento continuo delle performance di sicurezza.
Il Gruppo Enel ha definito un sistema strutturato di gestione della salute, basato su misure di prevenzione e di protezione, funzionale anche allo sviluppo di una cultura aziendale orientata alla promozione della salute psico-fisica e del benessere organizzativo dei lavoratori, nonché all'equilibrio tra vita personale e professionale.
Inoltre, in relazione alle emergenze relative ai rischi legati all'attuale e perdurante scenario pandemico, è stata costituita un'unità all'interno della Funzione Personale e Organizzazione di Holding con riferimenti in ciascuna Linea di Business e Paese, al fine di assicurare la definizione della strategia e delle policy globali per la gestione dell'emergenza e la loro adozione in ogni realtà del Gruppo. In particolare, questo assetto organizzativo e i relativi processi gestionali consentono di indirizzare, integrare e monitorare, sia a livello di Gruppo sia nei singoli Paesi in cui esso opera, tutte le azioni di prevenzione, protezione, tutela e intervento volte a proteggere la salute dei propri dipendenti e appaltatori in relazione a fattori di rischio sanitari esogeni non strettamente correlati all'attività lavorativa.
Ulteriori informazioni sulla gestione dei rischi sono riportate nel capitolo "Salute e sicurezza sul lavoro".

Ambiente

Negli ultimi anni è maturata una crescente sensibilità da parte di tutta la collettività rispetto ai rischi legati a modelli di sviluppo che generano impatti sulla qualità dell'ambiente e sugli ecosistemi, con lo sfruttamento di risorse naturali scarse (tra cui materie prime e acqua).
In alcuni casi, gli effetti sinergici tra questi impatti, come per esempio il riscaldamento globale e il crescente sfruttamento e degrado delle risorse idriche, accrescono il rischio di insorgenza di emergenze ambientali nelle aree più sensibili del pianeta, con il rischio di competizione per i diversi usi della risorsa idrica, quali quello industriale, agricolo e civile.
Le istituzioni, in risposta a queste esigenze, aggiornano le normative ambientali in senso più restrittivo, ponendo vincoli sempre più stringenti allo sviluppo di nuove iniziative industriali e, nei settori considerati più impattanti, favoriscono o impongono il superamento di tecnologie considerate non più sostenibili.
Nello specifico, la Commissione EU ha lanciato un piano di lavoro per la definizione di target sfidanti sul recupero ambientale, in ambito sia di qualità dell'aria sia di recupero del territorio su ambiti fluviali e terreni contaminati, e per la riduzione della perdita della biodiversità.
In questo contesto, le aziende di ciascun settore, e le aziende leader su tutte, sempre più consapevoli che i rischi ambientali sono anche rischi economici, sono chiamate a un accresciuto impegno e a una maggiore responsabilità nell'individuazione e adozione di soluzioni tecniche e modelli di sviluppo innovativi e sostenibili.
Enel ha posto il requisito di un'efficace prevenzione e minimizzazione degli impatti e dei rischi ambientali quale elemento fondamentale alla base di ogni progetto, lungo il suo intero ciclo di vita. L'adozione di Sistemi di Gestione Ambientale certificati ai sensi della ISO 14001 nel Gruppo garantisce l'adozione di politiche e procedure strutturate per l'identificazione e la gestione dei rischi e delle opportunità ambientali associate a ogni attività aziendale. Un piano di controlli strutturato abbinato ad azioni e obiettivi di miglioramento ispirati alle migliori pratiche ambientali, con requisiti superiori rispetto a quelli legati alla semplice compliance normativa ambientale, mitiga il rischio di impatti sulla matrice ambientale, di danni reputazionali e di contenziosi legali. Contribuisce inoltre la molteplicità delle azioni per il raggiungimento degli sfidanti obiettivi di miglioramento ambientale fissati da Enel, riguardanti per esempio le emissioni atmosferiche, i rifiuti prodotti e i consumi idrici, soprattutto in aree a elevato water stress.
Il rischio di scarsità idrica 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. Particolare attenzione è poi posta agli asset presenti in aree a elevato livello di water stress, con l'obiettivo di individuare soluzioni tecnologiche per ridurre i consumi. La collaborazione costante con le autorità locali di gestione dei bacini idrografici consente di adottare le strategie condivise più efficaci per la gestione sostenibile degli asset di generazione idroelettrica.
Infine, in ambito della tutela della biodiversità è stata svolta un'analisi degli impatti/dipendenze del business sulle/dalle risorse naturali e sono stati definiti ambiti prioritari di azione su tutta la catena del valore. Sulla base di questa analisi sono poste in atto opportune azioni di monitoraggio terrestre, marino e fluviale per verificare l'efficacia delle misure adottate al fine di proteggere, restaurare e conservare la biodiversità.

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 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 presídi 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 una catena di fornitura resiliente e sostenibile, 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 sono introdotti fattori premianti volti a generare comportamenti virtuosi da parte dei nostri fornitori: a titolo di esempio, l'impatto ambientale di qualsiasi cliente è fortemente influenzato dall'impatto della sua catena di fornitura a monte ed è per questo che il Global Procurement spinge i propri fornitori a misurare oggettivamente la propria carbon footprint e a intraprendere percorsi di miglioramento.

Dal punto di vista del processo di approvvigionamento, le diverse unità di approvvigionamento adottano pressoché sistematicamente 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 e le aspettative aziendali su tutti i profili e requisiti citati e che aderiscano ai medesimi valori.

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, 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 (saving).

Le azioni intraprese per contrastare gli impatti derivanti dall'emergenza COVID-19 sono state incentrate sulla differenziazione delle fonti di approvvigionamento per evitare interruzioni nella catena di fornitura e nella remotizzazione delle attività che ordinariamente richiederebbero un'interazione fisica tra Enel e il fornitore (per es., sopralluoghi presso l'impresa).

Persone e organizzazione

Enel si pone l'obiettivo di guidare la transizione verso un sistema più sostenibile, essenziale per il futuro del pianeta, accelerando il processo di decarbonizzazione del nostro mix energetico attraverso la crescita rinnovabile e la sempre maggiore elettrificazione dei consumi.
Enel potrebbe essere esposta al rischio di incorrere in sanzioni giudiziarie o amministrative, perdite economiche o finanziarie e danni reputazionali a seguito di un'interruzione parziale o totale delle operazioni commerciali e dell'erogazione del servizio elettrico ai clienti, derivante da guasti tecnici, malfunzionamenti di beni e impianti, errori umani, sabotaggi, indisponibilità di materie prime o eventi atmosferici avversi, o malattie infettive aventi un potenziale epidemico o pandemico che potrebbero limitare il regolare funzionamento delle attività del Gruppo o della sua catena di fornitura.

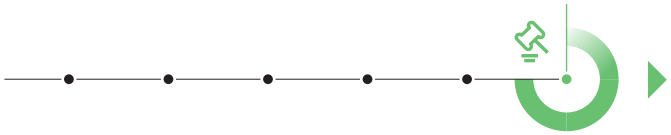
Le profonde trasformazioni del settore energetico aumentano la rilevanza di avere nuovi profili e competenze professionali, nonché di un importante cambiamento di carat-

tere culturale e organizzativo al fine di poter raggiungere gli obiettivi del Gruppo. Le organizzazioni devono orientarsi verso nuovi modelli di business, agili e flessibili. Politiche di valorizzazione delle diversità e di gestione e promozione dei talenti diventano elementi chiave in aziende che stanno gestendo la transizione e che hanno una presenza geografica diffusa.

Enel pone le persone che lavorano in azienda al centro del proprio modello di business. La gestione del capitale umano costituisce una priorità cui sono legati specifici obiettivi, tra cui i principali sono: lo sviluppo di capacità e di competenze digitali; la promozione di programmi di reskilling e upskilling per i dipendenti al fine di supportare la transizione energetica, ma anche di external skilling per favorire lo sviluppo di un ecosistema di riferimento; il corretto coinvolgimento diffuso rispetto al purpose aziendale, che garantisce migliori risultati a fronte di una maggiore soddisfazione per le persone; lo sviluppo di sistemi di valutazione dell'ambiente lavorativo e delle performance; la diffusione 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 e la digitalizzazione dei processi, al fine di abilitare l'efficacia e l'autonomia delle persone che lavorano in azienda all'interno di nuovi schemi di lavoro agile, già efficacemente testati in risposta all'emergenza pandemica da COVID-19, che saranno elemento chiave dei modelli di lavoro futuri.

Compliance

In questa sezione è riportato il rischio indicato di seguito:



- Protezione dati

Rischi connessi alla protezione dei dati personali

Nell'era della digitalizzazione e della globalizzazione dei mercati, la strategia di business di Enel si è focalizzata sull'accelerazione del processo di trasformazione verso un modello di business basato su piattaforma digitale, attraverso un approccio data driven e incentrato sul cliente, che si sta sviluppando lungo l'intera catena del valore.
Il Gruppo, presente in più di 40 Paesi, ha la più ampia base di clienti nel settore dei servizi pubblici (oltre 69 milioni di clienti), mentre oltre 66.000 persone sono attualmente impiegate dalla Società; di conseguenza, il nuovo 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 2021-2023.
Ciò implica un'esposizione ai rischi legati alla protezione dei dati personali (anche in considerazione della sempre più corposa normativa in materia di privacy in gran parte dei Paesi in cui Enel è presente). Tali rischi si possono concretizzare in una perdita di confidenzialità, integrità e disponibilità dei dati personali di clienti, dipendenti e terze parti (per es., fornitori), 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 anche mediante la nomina di figure che si occupano di privacy a tutti i livelli (inclusi i Responsabili della Protezione dei Dati personali – RPD – a livello globale e di Paese), nonché tramite l'adozione di 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.



4. Le performance del Gruppo

Informazioni integrate

I risultati financial e non-financial sono riportati in forma integrata per dare una visione complessiva dell'andamento del Gruppo.

Risultato netto del Gruppo ordinario 2021 in crescita del 7,6% rispetto al 2020

Miglioramento dei risultati operativi ordinari e minori interessenze di terzi a seguito delle operazioni di riorganizzazione del Gruppo in America Latina.

Gli investimenti raggiungono i 13 miliardi di euro per accelerare la transizione energetica

43,6% in Enel Green Power e 40,7% in Infrastrutture e Reti. L'84,6% del totale degli investimenti è riferito alle attività di business allineate alla tassonomia europea.

55% del debito formato da finanziamenti sostenibili

Il Gruppo, in linea con il suo "Sustainability-Linked Financing Framework", è sempre più attivo nello sviluppo di strumenti di finanza sostenibile con KPI legati al raggiungimento degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG).



Definizione degli indicatori di performance

Al fine di illustrare i risultati economici del Gruppo e della Capogruppo 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 da Enel SpA e contenuti rispettivamente nel Bilancio consolidato e nel Bilancio di esercizio.
Tali schemi riclassificati contengono indicatori di performance alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del Bilancio consolidato e del Bilancio di esercizio e che il management ritiene utili ai fini del monitoraggio dell'andamento del Gruppo e della Capogruppo, nonché rappresentativi dei risultati economici e finanziari prodotti dal business.
In merito a tali indicatori, il 29 aprile 2021 la CONSOB ha emesso il Richiamo di Attenzione n. 5/21 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.
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.
A partire dal 5 maggio 2021, pertanto, i riferimenti contenuti in precedenti comunicazioni della CONSOB alle sopra richiamate Raccomandazioni CESR sul prospetto s'intendono sostituiti con gli Orientamenti ESMA in oggetto, ivi inclusi i riferimenti presenti nella Comunicazione n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006 in materia di posizione finanziaria netta.
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.

Margine operativo lordo: rappresenta un indicatore della performance operativa ed è calcolato sommando al "Risultato operativo" gli "Ammortamenti e impairment".

Margine operativo lordo ordinario: è definito come il "Margine operativo lordo" riconducibile alla sola gestione caratteristica, collegata ai modelli di business di Ownership e Stewardship. Esclude gli oneri associati a piani di ristrutturazione aziendale e i costi direttamente riconducibili alla pandemia da COVID-19.

Risultato operativo ordinario: è definito come il "Risultato operativo" riconducibile alla sola gestione caratteristica, collegata ai modelli di business di Ownership e Stewardship.
È determinato eliminando dal "Risultato operativo" gli effetti delle operazioni non legate alla gestione caratteristica commentate relativamente al margine operativo lordo ed escludendo gli impairment significativi rilevati sugli asset e/o gruppi di asset a esito di un processo di impairment test (ivi incluse le relative riprese di valore) o a seguito della classificazione tra le "Attività possedute per la vendita".

Risultato netto del Gruppo ordinario: è definito come il "Risultato netto del Gruppo" riconducibile alla sola gestione caratteristica, collegata ai modelli di business di Ownership e Stewardship.
È pari al "Risultato netto del Gruppo" rettificato principalmente delle partite precedentemente commentate nel "Risultato operativo ordinario" al netto degli eventuali effetti fiscali e delle interessenze di terzi.

EBITDA ordinario 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, Infrastrutture e Reti, Enel X e Mercati finali (escludendo il gas).

Attività immobilizzate nette: determinate quale differenza tra le "Attività non correnti" e le "Passività non correnti" a esclusione:
- delle "Attività per imposte anticipate";
- dei "Titoli" e dei "Crediti finanziari diversi" inclusi 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".

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

- della "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine", dei "Crediti per factoring", dei "Titoli", dei "Cash collateral" e degli "Altri crediti finanziari" inclusi 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);
- delle "Altre passività finanziarie incluse nell'indebitamento".

Attività nette possedute per la vendita: definite come somma algebrica delle "Attività possedute per la vendita" e delle "Passività 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", 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" e dalle "Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine", tenendo conto dei "Debiti finanziari a lungo e a breve termine" inclusi rispettivamente nelle "Altre passività finanziarie non correnti" e nelle "Altre passività finanziarie correnti";
- al netto delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti";
- al netto della "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine", dei "Titoli correnti" e degli "Altri crediti finanziari" inclusi nelle "Altre attività finanziarie correnti";
- al netto dei "Titoli non correnti" e dei "Crediti finanziari non correnti" inclusi nelle "Altre attività finanziarie non correnti".

Principali variazioni dell'area di consolidamento

Nei due esercizi in analisi l'area di consolidamento ha subíto alcune modifiche. Per maggiori dettagli si rinvia alla successiva nota 8 del Bilancio consolidato.

Risultati del Gruppo



Risultati del Gruppo

222,6 TWh
PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA
di cui 108,8 TWh rinnovabile

57,5%
POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA RINNOVABILE
per un totale di 50,1 GW

2,2 milioni di km
RETE DI DI DISTRIBUZIONE E TRASMISSIONE DI ENERGIA ELETTRICA

45 milioni
UTENTI FINALI CON SMART METER ATTIVI(1)
Utenti finali digitalizzati pari al 60%

69,3 milioni
CLIENTI RETAIL
di cui 24,8 mln mercato libero

157.209 n.
PUNTI DI RICARICA
+49,6% rispetto al 2020

(1) Di cui smart meter di seconda generazione 23,5 milioni nel 2021 e 18,2 milioni nel 2020.

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

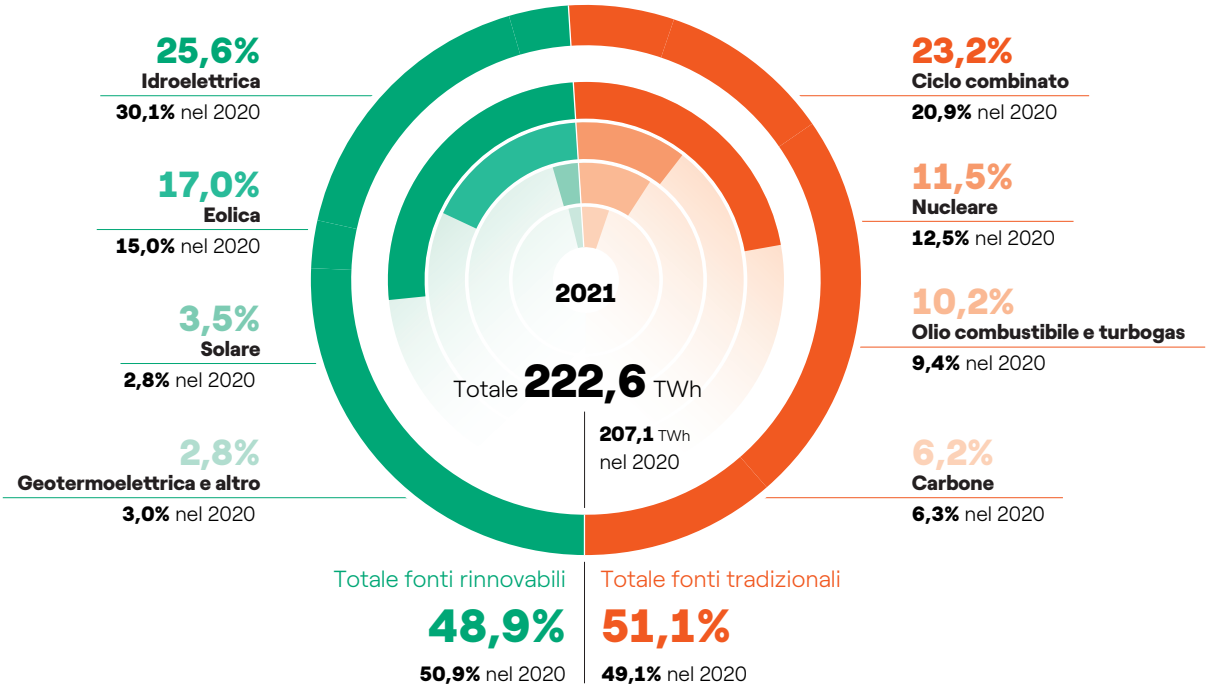
Dati operativi

SDG		2021	2020	2021-2020
	Produzione netta di energia elettrica (TWh)	222,6	207,1	15,5
	di cui:			
7	*- rinnovabile (TWh)*	*108,8*	*105,4*	*3,4*
	Potenza efficiente netta installata totale (GW)	87,1	84,0	3,1
7	Potenza efficiente netta installata rinnovabile (GW)	50,1	45,0	5,1
7	Potenza efficiente netta installata rinnovabile (%)	57,5%	53,6%	3,9
7	Potenza efficiente installata aggiuntiva rinnovabile (GW)	5,18	2,91	2,27
9	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh)(1)	510,3	485,2	25,1
9	Utenti finali con smart meter attivi (n.)(1) (2)	44.968.974	44.293.483	675.491
9	Rete di distribuzione e trasmissione di energia elettrica (km)(1)	2.233.368	2.232.023	1.345
	Utenti finali (n.)	75.178.777	74.303.931	874.846
	Energia venduta da Enel (TWh)	309,4	298,2	11,2
	Vendite di gas alla clientela finale (miliardi di m^3)	9,9	9,7	0,2
	Clienti retail (n.)	69.342.818	69.517.932	(175.114)
	- di cui mercato libero(1)	*24.839.600*	*22.931.809*	*1.907.791*
11	Demand response (MW)	7.713	6.038	1.675
11	Punti di ricarica (n.)(1)	157.209	105.079	52.130
11	Storage (MW)	375	123	252

(1) I dati del 2020 tengono conto di una loro più puntuale determinazione.
(2) Di cui smart meter di seconda generazione 23,5 milioni nel 2021 e 18,2 milioni nel 2020.

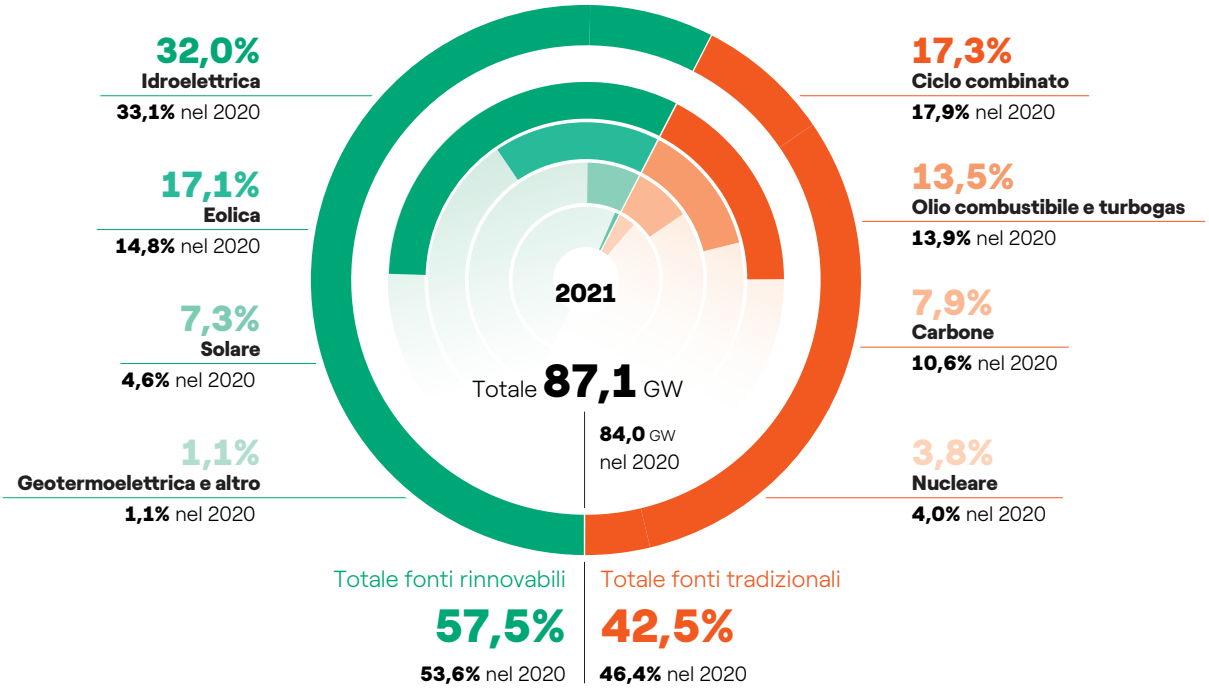
L'**energia netta prodotta** da Enel nel 2021 registra un incremento di 15,5 TWh (+7,5%) rispetto al valore registrato nel 2020, da attribuire principalmente a una maggiore produzione da fonte eolica (+6,8 TWh) prevalentemente in Brasile e Nord America e a un maggiore apporto degli impianti a ciclo combinato (+8,4 TWh) soprattutto in Italia, Spagna e Cile.

Energia elettrica netta prodotta per fonte (2021)



A fine dicembre 2021 la **potenza efficiente netta installata totale** del Gruppo è pari a 87,1 GW, in aumento rispetto al 2020 di 3,1 GW. Nel corso del 2021 sono stati installati 2,6 GW di nuova capacità eolica e 2,2 GW di nuova capacità solare; inoltre sono state consolidate integralmente alcune società in Australia (0,3 GW solare), valutate con il metodo del patrimonio netto fino al 31 dicembre 2020, e sono stati dismessi alcuni impianti a carbone in Italia e Spagna per complessivi 2,0 GW.

Potenza efficiente netta installata per fonte (2021)



A fine dicembre 2021 la **potenza efficiente netta installata rinnovabile** del Gruppo ha raggiunto i 50,1 GW, in aumento rispetto al 2020 di 5,1 GW, e rappresenta il 57,5% del totale della potenza efficiente netta installata.

Lotta al cambiamento climatico e sostenibilità ambientale

227 gCO_{2eq}/kWh
EMISSIONI DIRETTE DI GAS SERRA – SCOPE 1 – SPECIFICHE
+5,1% rispetto al 2020

26,3 mln m^3
CONSUMO DI ACQUA TOTALE
+28,9% rispetto al 2020

60,3%
GENERAZIONE A ZERO EMISSIONI
(incidenza % sul totale)

€ 17.335 milioni
EBITDA ORDINARIO PER PRODOTTI, SERVIZI E TECNOLOGIA LOW CARBON

€ 12.302 milioni
CAPEX PER PRODOTTI, SERVIZI E TECNOLOGIA LOW CARBON

Principali indicatori legati al cambiamento climatico e alla sostenibilità ambientale

		2021	2020	2021-2020	
Emissioni dirette di gas serra - Scope 1[1]	(mln t_{eq})	51,6	45,7	5,9	12,9%
Emissioni indirette di gas serra - Scope 2 - location based[1]	(mln t_{eq})	4,3	4,1	0,2	4,9%
Emissioni indirette di gas serra - Scope 2 - market based[1]	(mln t_{eq})	7,1	6,9	0,2	2,9%
Emissioni indirette di gas serra - Scope 3[1]	(mln t_{eq})	69,1	64,9	4,2	6,5%
- di cui emissioni relative a vendite di gas[1]	(mln t_{eq})	*22,3*	*21,9*	*0,4*	*1,8%*
Emissioni dirette di gas serra - Scope 1 - specifiche[1] [2]	(gCO_{2eq}/kWh)	227	216	11	5,1%
Emissioni specifiche SO_2	(g/kWh)	0,07	0,10	(0,03)	-30,0%
Emissioni specifiche NO_x	(g/kWh)	0,35	0,36	(0,01)	-2,8%
Emissioni specifiche Polveri	(g/kWh)	0,005	0,01	(0,005)	-50,0%
Incidenza generazione a zero emissioni sul totale	(%)	60,3	63,4	(3,1)	-4,9%
Totale consumi diretti di combustibile	(Mtep)	26,3	23,9	2,4	10,0%
Rendimento medio parco termoelettrico[3]	(%)	44,4	44,2	0,2	0,5%
Prelievo di acqua in zone water stressed[4]	(%)	27,4	23,3	4,1	17,6%
Fabbisogno specifico di acqua per produzione complessiva	(l/kWh)	0,2	0,2	-	-
Prezzo di riferimento della CO_2	(euro)	53,24	24,72	28,52	-
EBITDA ordinario per prodotti, servizi e tecnologia low carbon[5]	(milioni di euro)	17.335	15.703	1.632	10,4%
Capex per prodotti, servizi e tecnologia low carbon	(milioni di euro)	12.302	9.575	2.727	28,5%
Incidenza Capex per prodotti, servizi e tecnologie low carbon sul totale	(%)	94,0	94,0	-	-

(1) I valori relativi ai dati del 2020 sono stati modificati a seguito dell'applicazione della nuova metodologia di calcolo derivante dall'implementazione del progetto "Net Zero".
(2) Le emissioni specifiche sono calcolate considerando il totale delle emissioni dirette (Scope1) rapportate al totale della produzione rinnovabile, nucleare e termoelettrica, compreso il contributo del calore.
(3) Il calcolo non considera gli impianti O&G italiani in fase di dismissione/marginali. Inoltre, i valori non tengono in considerazione il consumo e la generazione per la cogenerazione relativa al parco termoelettrico russo. Il valore medio di rendimento è calcolato sugli impianti del parco ed è pesato sui valori di produzione.
(4) I valori relativi ai dati del 2020 sono stati ricalcolati a seguito di un ampliamento del perimetro degli impianti ricadenti in aree water stressed.
(5) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 87 milioni di euro nel 2020, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del Bilancio consolidato.

L'ambizione del Gruppo alla leadership nella lotta al cambiamento climatico si è ulteriormente rafforzata nel 2021: è stato confermato il target di riduzione dell'80% entro il 2030 delle emissioni Scope 1 misurate al 2017, in linea con lo scenario di contenimento dell'aumento della temperatura di 1,5 °C rispetto ai livelli preindustriali, come certificato dalla Science Based Targets initiative (SBTi), e l'obiettivo "Net Zero" entro il 2040.
L'anno 2021 si è chiuso con una riduzione del 6% dell'intensità di carbonio rispetto all'anno base.

Le emissioni dirette di CO_2 equivalente (Scope 1) sono state pari a 51,6 milioni di tonnellate, registrando un aumento del 12,9% rispetto al 2020. Tale aumento è dovuto alla crescente domanda di energia elettrica rispetto all'anno precedente, con una maggiore produzione termoelettrica che ha compensato la scarsa produzione idroelettrica dell'anno.

L'energia prodotta da Enel nel 2021 da fonti a emissioni zero si attesta al 60,3% della produzione totale, in leggera diminuzione rispetto al 2020, a causa di un aumento della produzione da fonti fossili, ma in significativo aumento rispetto al 2019 (era pari al 54,9%), per l'incremento della generazione da fonte solare ed eolica.
I valori specifici di SO_2 e Polveri sono in diminuzione rispetto al 2020, rispettivamente del 30% e del 50%. Anche le emissioni specifiche di NO_x registrano un leggero abbassamento, del 2,8%, rispetto al 2020).

Gestione responsabile della risorsa idrica

		2021	2020	2021-2020	
Totale prelievi	(mln m^3)	55,6	51,5	4,1	8,0%
Prelievo di acqua in zone water stressed[1]	(%)	27,4	23,3	4,1	17,6%
Fabbisogno specifico di acqua per produzione complessiva	(l/kWh_{eq})	0,2	0,2	-	-
Consumo di acqua totale	(mln m^3)	26,3	20,4	5,9	28,9%
Consumo di acqua in zone water stressed[1]	(%)	33,8	31,6	2,2	7,0%

(1) I valori relativi ai dati del 2020 sono stati ricalcolati a seguito di un ampliamento del perimetro degli impianti ricadenti in aree water stressed.

L'acqua rappresenta un elemento essenziale per la produzione elettrica, per quanto il progressivo passaggio alle fonti rinnovabili, in particolare solare ed eolico, ne riducano il fabbisogno specifico.
Enel effettua il costante monitoraggio di tutti i siti di produzione che si trovano in zone a rischio di scarsità idrica (aree water stressed) al fine di garantire la più efficiente gestione della risorsa.
Il monitoraggio dei siti avviene attraverso i seguenti livelli di analisi:

- mappatura dei siti di produzione ricadenti in aree water stressed individuate con riferimento alle condizioni di "baseline water stress indicate dal World Resources Institute nell'"Aqueduct Water Risk Atlas";
- individuazione dei siti di produzione "critici", ossia di quelli ubicati in aree water stressed, e in cui si effettuano approvvigionamenti di acqua dolce per esigenze di processo;
- verifica delle modalità di gestione della risorsa idrica adottate in questi impianti, al fine di minimizzare i consumi e massimizzare i prelievi da fonti di minor pregio o non scarse (acque reflue, industriali e di mare).

Circa il 14% del totale dell'energia prodotta dal Gruppo Enel ha utilizzato acqua dolce in zone water stressed. Nel 2021 il fabbisogno complessivo di acqua[17] è stato pari a 46,5 milioni di metri cubi, in incremento rispetto all'anno precedente (+8%) a causa della maggiore produzione termoelettrica. Il fabbisogno specifico di acqua del 2021 è stato pari a 0,2 l/kWh_{eq}.

Tutela della biodiversità

La tutela della biodiversità è uno degli obiettivi strategici della politica ambientale di Enel. Nei diversi territori in cui il Gruppo è presente vengono promossi specifici progetti allo scopo di contribuire alla salvaguardia degli ecosistemi, delle specie e dei relativi habitat. I progetti comprendono una vasta gamma di interventi: inventari e monitoraggi, programmi di tutela specifici per la conservazione di particolari specie a rischio di estinzione, studi e ricerche

(17) Il fabbisogno idrico è costituito da tutte le quote di prelievi di acqua da fonti superficiali (comprese le acque piovane recuperate), sotterranee, da terze parti, di mare e da reflui (quota relativa agli approvvigionamenti da terze parti) utilizzate per esigenze di processo e per il raffreddamento in ciclo chiuso, tranne la quota di acqua di mare rigettata in mare dopo il processo di desalinizzazione (salamoia). Quest'ultima voce (salamoia) concorre invece alla quota dei prelievi.

metodologiche, ripopolamenti e reimpianti, realizzazione di supporti infrastrutturali per favorire la presenza e il movimento delle specie (per es., nidi artificiali nelle linee di distribuzione per l'avifauna, scale di risalita presso gli impianti idroelettrici per la fauna ittica), programmi di restaurazione ecologica e riforestazioni.
Nel 2021 sono stati attivi 183 progetti per la tutela delle specie e degli habitat naturali, per una superficie interessata dal recupero di habitat di 9.092 ettari. La superficie interessata da progetti di ripristino nel 2021 è aumentata rispetto all'anno precedente (4.356 ettari nel 2020) sia per l'avvio di nuovi progetti di restauro sia per l'effettivo incremento delle superfici oggetto di ripristino nell'ambito di progetti già attivi in precedenza.

Distribuzione e accesso all'energia elettrica, ecosistemi e piattaforme

L'**energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel** nel 2021 è pari a 510,3 TWh, in aumento di 25,1 TWh (+5,2%) rispetto al valore nel 2020, registrato essenzialmente in Italia (+12,3 TWh), in Spagna (+6,6 TWh) e in Brasile (+2,5 TWh).
Il numero degli utenti finali di Enel con smart meter attivi registra nel 2021 un incremento di 675.491 unità, principalmente in Italia (+332.311) e Romania (+205.006).

L'**energia venduta da Enel** nel 2021 è pari a 309,4 TWh e registra un incremento di 11,2 TWh (+3,8%) rispetto all'esercizio precedente. Si rilevano maggiori quantità vendute prevalentemente in Italia (+2,6 TWh) e in America Latina (+9,5 TWh), principalmente in Brasile (+4,1 TWh) e in Cile (+3,7 TWh). Inoltre, il **gas venduto** nel 2021 è pari a 9,9 miliardi di metri cubi, in aumento di 0,2 miliardi di metri cubi rispetto all'esercizio precedente.

La leadership di un'azienda come Enel passa necessariamente attraverso la cura del cliente e l'attenzione per un servizio di qualità: aspetti che non si riferiscono soltanto alla fornitura di energia elettrica e/o gas naturale, ma anche e soprattutto agli aspetti intangibili del servizio relativi alla percezione e alla soddisfazione del cliente.
Attraverso i prodotti di fornitura rivolti sia al mercato residenziale sia a quello business, Enel propone offerte dedicate che garantiscono un minor impatto ambientale e un'attenzione verso le fasce più vulnerabili. In tutti i Paesi in cui il Gruppo opera, infatti, vi sono forme di sostegno (spesso legate a iniziative statali) che agevolano alcune fasce della popolazione nel pagamento dei costi dell'elettricità e del gas, così da consentire un accesso paritario all'energia.
Sono numerosi i processi che Enel ha definito per garantire con continuità un servizio di qualità ai clienti. In Italia vengono svolti monitoraggi sistematici sui processi di vendita e gestionali per garantire la qualità commerciale di tutti i canali di contatto (servizio clienti telefonico, negozi e Punti Enel, bollette, app, email, social media, account manager, fax).
L'obiettivo è assicurare la conformità alle prescrizioni nel rispetto della normativa vigente, della privacy e delle norme a tutela della libertà e dignità dei lavoratori.

Al fine di assicurare la qualità, l'accessibilità e l'affidabilità del servizio, Enel si impegna a garantire una rete elettrica efficiente e digitalizzata, che abiliti uno stile di vita più sostenibile attraverso l'utilizzo dell'energia elettrica per tutti i nostri clienti. Enel, in qualità di DSO (Distribution System Operator), ha accolto le sfide della transizione energetica per sviluppare la rete del futuro: intelligente, moderna e digitale. Per sostenere questa ambiziosa trasformazione, è stato lanciato Grid Futurability®, una nuova strategia di lungo periodo volta a disegnare la rete che Enel intende realizzare al 2030, dal punto di vista sia industriale sia di integrazione con gli stakeholder, con l'obiettivo di prepararla per sostenere un mondo decarbonizzato ed elettrificato.
La rete rappresenta anche una 'miniera di materiali', che opportunamente rigenerati possono essere utilizzati come input per la produzione di nuovi asset o di nuovi prodotti in altre filiere produttive. Attraverso un approccio denominato "grid mining" si sta analizzando l'intera catena del valore degli asset al fine di recuperare materiali/dispositivi di valore da infrastrutture di rete obsolete, con l'obiettivo di ridurre al minimo l'impatto ambientale e il consumo di risorse massimizzando gli aspetti sociali positivi, in ottica di creare valore nel lungo termine.

Enel prosegue inoltre il suo impegno per una sempre maggiore digitalizzazione, diffusione della fatturazione elettronica e sviluppo di nuovi servizi. Con Enel X Enel offre soluzioni innovative per i clienti residenziali (smart home, domotica, solare, caldaie, servizi di manutenzione, illuminazione ecc.), per la Pubblica Amministrazione (illuminazione pubblica, servizi di monitoraggio per le smart city, servizi di sicurezza ecc.), per i grandi clienti (demand response, consulenza ed efficienza energetica), e promuove la mobilità elettrica attraverso lo sviluppo di infrastrutture di ricarica pubbliche e private.
I **punti di ricarica** di Enel nel 2021 sono in crescita rispetto al 2020 di 52.130 unità. I punti di ricarica realizzati a privati registrano un incremento di 48.430 unità prevalentemente in Nord America e in Italia, mentre i punti di ricarica pubblici sono incrementati di 3.700 unità principalmente in Italia e in Spagna.

Risultati economici del Gruppo

€ 17.567 milioni
MARGINE OPERATIVO LORDO
€ 16.903 milioni nel 2020

€ 7.680 milioni
RISULTATO OPERATIVO
-9,2% rispetto al 2020

€ 3.189 milioni
RISULTATO NETTO DEL GRUPPO
+22,2% rispetto al 2020

€ 19.210 milioni
MARGINE OPERATIVO LORDO ORDINARIO
di cui 68,7% ammissibile e allineato secondo la tassonomia europea

€ 12.235 milioni
RISULTATO OPERATIVO ORDINARIO
di cui 28,4% da Enel Green Power

€ 5.593 milioni
RISULTATO NETTO DEL GRUPPO ORDINARIO
+7,6% rispetto al 2020

Milioni di euro	Conto economico ordinario[1]				Conto economico			
	2021	2020	2021-2020		2021	2020	2021-2020	
Ricavi[2] [3]	88.006	66.004	22.002	33,3%	88.006	66.004	22.002	33,3%
Costi[2]	71.318	47.878	23.440	49,0%	72.961	49.002	23.959	48,9%
Risultati netti da contratti su commodity[2]	2.522	(99)	2.621	-	2.522	(99)	2.621	-
Margine operativo lordo[3]	**19.210**	**18.027**	**1.183**	**6,6%**	**17.567**	**16.903**	**664**	**3,9%**
Ammortamenti e impairment	6.975	6.656	319	4,8%	9.887	8.448	1.439	17,0%
Risultato operativo[3]	**12.235**	**11.371**	**864**	**7,6%**	**7.680**	**8.455**	**(775)**	**-9,2%**
Proventi finanziari[3]	5.420	4.520	900	19,9%	5.424	4.520	904	20,0%
Oneri finanziari	8.247	6.804	1.443	21,2%	8.175	7.213	962	13,3%
Totale proventi/(oneri) finanziari netti[3]	**(2.827)**	**(2.284)**	**(543)**	**-23,8%**	**(2.751)**	**(2.693)**	**(58)**	**-2,2%**
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	**102**	**134**	**(32)**	**-23,9%**	**571**	**(299)**	**870**	**-**
Risultato prima delle imposte	**9.510**	**9.221**	**289**	**3,1%**	**5.500**	**5.463**	**37**	**0,7%**
Imposte	2.831	2.541	290	11,4%	1.643	1.841	(198)	-10,8%
Risultato delle continuing operations	**6.679**	**6.680**	**(1)**	**-**	**3.857**	**3.622**	**235**	**6,5%**
Risultato delle discontinued operations	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	**6.679**	**6.680**	**(1)**	**-**	**3.857**	**3.622**	**235**	**6,5%**
Quota di interessenza del Gruppo	5.593	5.197	396	7,6%	3.189	2.610	579	22,2%
Quota di interessenza di terzi	1.086	1.483	(397)	-26,8%	668	1.012	(344)	-34,0%

(1) Il Conto economico ordinario non include le partite non ricorrenti. 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 del periodo del Gruppo (quota di interessenza del Gruppo).
(2) I dati relativi all'esercizio 2020 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value, alla fine del periodo, dei contratti outstanding per compravendita di commodity regolate con consegna fisica; tale diversa classificazione non ha comportato effetti sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del Bilancio consolidato.
(3) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 87 milioni di euro nel 2020, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del Bilancio consolidato.

Ricavi

Milioni di euro				
	2021	2020	2021-2020	
Vendite energia elettrica	46.963	34.745	12.218	35,2%
Trasporto energia elettrica	10.732	10.710	22	0,2%
Corrispettivi da gestori di rete	800	932	(132)	-14,2%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	833	1.395	(562)	-40,3%
Vendite gas	4.823	2.718	2.105	77,4%
Trasporto gas	599	611	(12)	-2,0%
Vendite di combustibili	1.791	602	1.189	-
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	787	759	28	3,7%
Ricavi per lavori e servizi su ordinazione[1]	1.268	819	449	54,8%
Vendite di commodity con consegna fisica e relativi risultati da valutazione di contratti chiusi nel periodo[2]	13.421	8.669	4.752	54,8%
Altri proventi	5.989	4.044	1.945	48,1%
Totale[1] [2]	**88.006**	**66.004**	**22.002**	**33,3%**

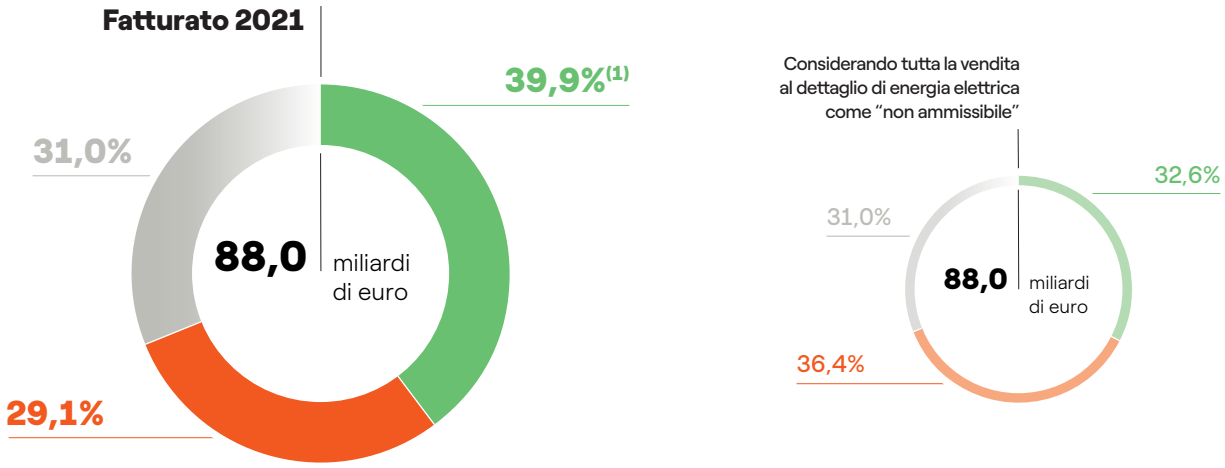
(1) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 87 milioni di euro nel 2020, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del Bilancio consolidato.

(2) I dati relativi all'esercizio 2020 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value, alla fine del periodo, dei contratti outstanding per compravendita di commodity regolate con consegna fisica; tale diversa classificazione non ha comportato effetti sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del Bilancio consolidato.

Nel 2021 i **ricavi** registrano un incremento di 22.002 milioni di euro per effetto delle maggiori vendite di energia elettrica, a prezzi medi crescenti, prevalentemente nei Mercati finali e nella generazione da fonti rinnovabili soprattutto in Brasile e in Italia. Tali effetti sono stati ulteriormente amplificati dalle maggiori vendite realizzate nel corso del 2021 relativamente ai contratti di vendita di commodity con consegna fisica, dalla generazione termoelettrica per i maggiori volumi a prezzi crescenti soprattutto in Italia, Spagna e America Latina e dai maggiori ricavi registrati dalle società di distribuzione in Brasile.
Si segnala inoltre, negli "Altri proventi", la plusvalenza realizzata dalla cessione di Open Fiber per un ammontare complessivo di 1.763 milioni di euro.

Infine, con riferimento ai ricavi, si riportano i risultati dell'allineamento di tale metrica alla tassonomia europea 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, secondo quanto specificato nei capitoli "Tassonomia dell'Unione Europea" e "Dichiarazione sull'allineamento del business di Enel alla tassonomia europea".

Fatturato "Ricavi" in base alla tassonomia europea



(1) Escludendo dal fatturato totale la plusvalenza ottenuta dalla vendita di Open Fiber, il fatturato ammissibile-allineato corrisponde a 40,8%.

Ammissibili-allineate Ammissibili-non allineate Non ammissibili

Il 39,9% del fatturato "Ricavi" è riferito alle attività di business allineate alla tassonomia dell'UE, rispetto al 46,2% nel 2020. Considerando tutta la vendita al dettaglio di energia elettrica come "non ammissibile", risulta allineato il 32,6% del fatturato.

Nonostante l'aumento dei ricavi riferiti alle attività ammissibili-allineate alla tassonomia, nel 2021 rispetto al 2020 (per 4.654 milioni di euro), soprattutto per la crescita della produzione di energia da fonti rinnovabili, delle attività di trasmissione e distribuzione e delle vendite di energia elettrica certificata da garanzie di origine, l'incremento dei ricavi ottenuti dalle attività non ammissibili, essenzialmente per l'aumento delle attività di trading, della produzione termoelettrica e della vendita di gas nel mercato al dettaglio, ha determinato nel 2021 la riduzione della percentuale dei ricavi riferiti alle attività ammissibili-allineate.

Costi

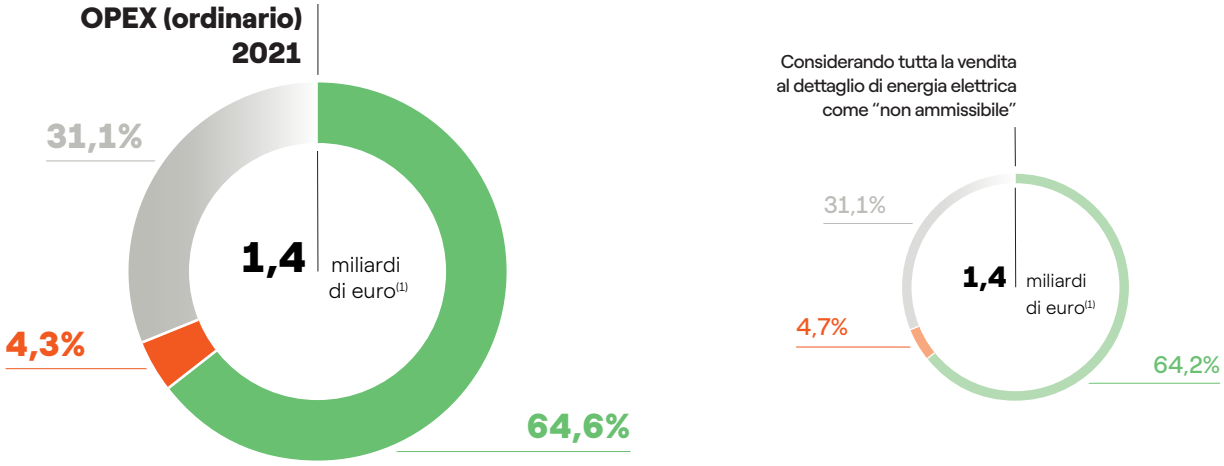
Milioni di euro				
	2021	**2020**	**2021-2020**	
Acquisto di energia elettrica[1]	28.359	16.111	12.248	76,0%
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	4.486	2.634	1.852	70,3%
Combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali[1]	16.414	7.506	8.908	-
Materiali[1]	3.530	2.465	1.065	43,2%
Costo del personale	5.281	4.793	488	10,2%
Servizi e godimento beni di terzi	15.913	15.676	237	1,5%
Altri costi operativi	2.095	2.202	(107)	-4,9%
Costi capitalizzati	(3.117)	(2.385)	(732)	-30,7%
Totale[1]	**72.961**	**49.002**	**23.959**	**48,9%**

(1) I dati relativi all'esercizio 2020 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value, alla fine del periodo, dei contratti outstanding per compravendita di commodity regolate con consegna fisica; tale diversa classificazione non ha comportato effetti sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del Bilancio consolidato.

I **costi** si incrementano prevalentemente per i maggiori approvvigionamenti di commodity soprattutto in relazione all'aumento dei prezzi medi dei combustibili in generale (soprattutto del gas) e dell'elettricità.
Per maggiori dettagli sui costi dell'esercizio si rimanda alle note del Bilancio consolidato.

Inoltre, con riferimento alle spese operative ordinarie (Opex ordinarie), si riportano i risultati dell'allineamento di tale metrica alla tassonomia europea in relazione al 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, secondo quanto specificato nei capitoli "Tassonomia dell'Unione Europea" e "Dichiarazione sull'allineamento del business di Enel alla tassonomia europea".

Spese operative (Opex) in base alla tassonomia europea



(1) Riferito solamente alla tipologia di costi richiesti dalla tassonomia.

● Ammissibili-allineate ● Ammissibili-non allineate ● Non ammissibili

Il 64,6% delle spese operative (Opex) è riferito alle spese operative ordinarie delle attività di business allineate alla tassonomia dell'UE, rispetto al 65,6% nel 2020. Considerando tutta la vendita al dettaglio di energia elettrica come "non ammissibile", risulta allineato il 64,2% delle spese operative.

La percentuale delle spese operative ordinarie delle attività ammissibili-allineate alla tassonomia diminuisce nel 2021 rispetto al 2020 principalmente per una leggera flessione dei costi di trasmissione e distribuzione di energia elettrica (attività ammissibili e allineate alla tassonomia) e per l'aumento dei costi delle attività di generazione termoelettrica.

Risultati netti da contratti su commodity

I risultati netti da contratti su commodity nel corso del 2021 rispetto all'esercizio precedente registrano un incremento di 2.621 milioni di euro prevalentemente per effetto dell'oscillazione dei prezzi sul mercato.

Margine operativo lordo ordinario

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

Milioni di euro				
	2021	**2020**	**2021-2020**	
Generazione Termoelettrica e Trading	1.702	2.230	(528)	-23,7%
Enel Green Power	4.815	4.721	94	2,0%
Infrastrutture e Reti(1)	7.663	7.801	(138)	-1,8%
Mercati finali	3.086	3.197	(111)	-3,5%
Enel X	298	161	137	85,1%
Servizi	79	94	(15)	-16,0%
Holding e Altro	1.567	(177)	1.744	-
Totale(1)	**19.210**	**18.027**	**1.183**	**6,6%**

(1) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 87 milioni di euro nel 2020, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del Bilancio consolidato.

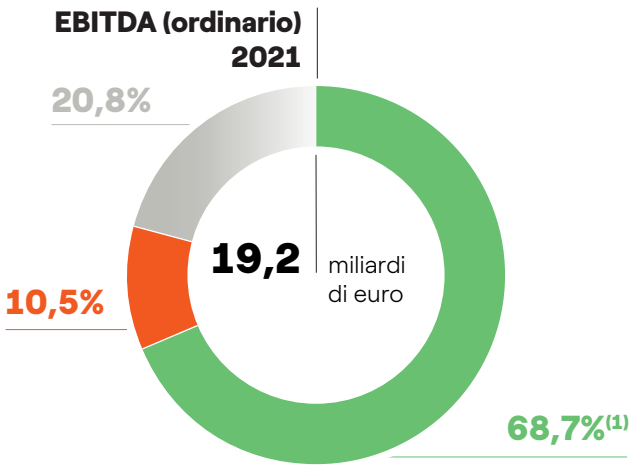
L'incremento del **margine operativo lordo ordinario** è principalmente ascrivibile allo sviluppo di nuove iniziative commerciali di Enel X, soprattutto in Italia, e all'entrata in funzione di nuovi impianti di generazione rinnovabile, soprattutto in Brasile oltreché alla plusvalenza realizzata dalla cessione di Open Fiber nell'ambito del modello di business di Stewardship.
Tali effetti sono stati solo in parte compensati da minori margini, prevalentemente in Italia, sulle attività di trading e sui Mercati finali per il rilascio di un fondo (per 75 milioni di euro) nel 2020 relativo a una vertenza con un trader e per la rilevazione di una multa di 27 milioni di euro comminata dal Garante sulla privacy nel 2021. Il margine operativo lordo risente dello sfavorevole andamento dei cambi per 314 milioni di euro soprattutto in America Latina.

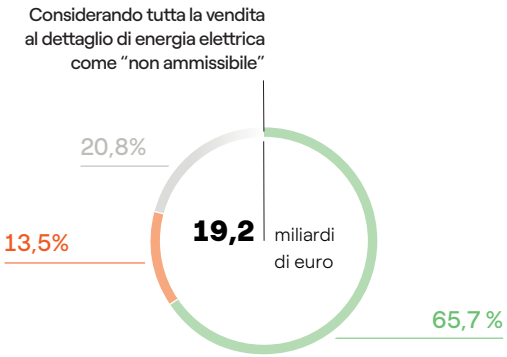
Si segnalano, infine, i seguenti ulteriori effetti che tra di loro sostanzialmente si compensano:

- rilascio, nel 2020, in Spagna, del fondo sconto energia al netto degli accantonamenti degli incentivi all'esodo per complessivi 377 milioni di euro;
- maggiori accantonamenti, nel 2020, per incentivi all'esodo in Italia per l'applicazione dell'art. 4 della Legge Fornero per 126 milioni di euro;
- rilascio nel 2021 di accantonamenti effettuati in precedenza a seguito della chiusura del contenzioso relativo ai canoni idraulici in Spagna per un importo pari a 300 milioni di euro;
- proventi, rilevati nel 2021, derivanti dal rimborso legato al piano di assegnazione gratuita della CO_2 in Spagna per 186 milioni di euro;
- minori altri proventi connessi al business elettrico (288 milioni di euro), principalmente legati al reintegro degli oneri di sistema e dei corrispettivi di rete (delibere n. 50/2018 e n. 461/2020 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA)), nell'ambito della distribuzione in Italia.

Inoltre, con riferimento al margine operativo lordo ordinario (EBITDA ordinario), si riportano i risultati dell'allineamento di tale metrica alla tassonomia europea in relazione al suo 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, secondo quanto specificato nei capitoli "Tassonomia dell'Unione Europea" e "Dichiarazione sull'allineamento del business di Enel alla tassonomia europea".

Margine operativo lordo ordinario in base alla tassonomia europea





(1) Escludendo dall'EBITDA ordinario la plusvalenza ottenuta dalla vendita di Open Fiber, l'EBITDA ordinario ammissibile-allineato corrisponde a 75,6%.

● Ammissibili-allineate ● Ammissibili-non allineate ● Non ammissibili

Il 68,7% del margine operativo lordo ordinario è riferito alle attività di business allineate alla tassonomia europea, rispetto al 73,4% nel 2020.
Considerando tutta la vendita al dettaglio di energia elettrica come "non ammissibile", risulta allineato il 65,8% del margine operativo lordo ordinario nel 2021.

La percentuale del margine operativo lordo ordinario delle attività ammissibili-allineate alla tassonomia europea diminuisce nel 2021 rispetto al 2020 principalmente per i fenomeni già commentati in "Fatturato 'Ricavi' in base alla tassonomia europea".

Margine operativo lordo

Milioni di euro	2021							
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Holding e Altro	Totale
Margine operativo lordo ordinario	**1.702**	**4.815**	**7.663**	**3.086**	**298**	**79**	**1.567**	**19.210**
Oneri per transizione energetica e digitalizzazione	(795)	(47)	(423)	(94)	(15)	(160)	(56)	(1.590)
Costi da COVID-19	(8)	(7)	(30)	(2)	-	(5)	(1)	(53)
Margine operativo lordo	**899**	**4.761**	**7.210**	**2.990**	**283**	**(86)**	**1.510**	**17.567**

Milioni di euro	2020							
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti[1]	Mercati finali	Enel X	Servizi	Holding e Altro	Totale[1]
Margine operativo lordo ordinario	**2.230**	**4.721**	**7.801**	**3.197**	**161**	**94**	**(177)**	**18.027**
Oneri per transizione energetica e digitalizzazione	(517)	(64)	(231)	(65)	(7)	(95)	(12)	(991)
Costi da COVID-19	(13)	(10)	(50)	(11)	(2)	(46)	(1)	(133)
Margine operativo lordo	**1.700**	**4.647**	**7.520**	**3.121**	**152**	**(47)**	**(190)**	**16.903**

(1) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 87 milioni di euro nel 2020, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del Bilancio consolidato.

Il Gruppo ha proseguito il processo di transizione energetica e digitalizzazione con ulteriori accantonamenti ai costi del personale, ai costi per la ristrutturazione e riconversione di taluni impianti in Italia e adeguamenti di valore dei magazzini combustibili e parti di ricambio associati agli impianti a carbone che non sono stati ricompresi nel margine operativo lordo ordinario.

Risultato operativo ordinario

Milioni di euro				
	2021	2020	2021-2020	
Generazione Termoelettrica e Trading	729	1.456	(727)	-49,9%
Enel Green Power	3.480	3.460	20	0,6%
Infrastrutture e Reti[1]	4.813	4.846	(33)	-0,7%
Mercati finali	1.753	1.906	(153)	-8,0%
Enel X	44	(7)	51	-
Servizi	(113)	(85)	(28)	-32,9%
Holding e Altro	1.529	(205)	1.734	-
Totale[1]	**12.235**	**11.371**	**864**	**7,6%**

(1) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 87 milioni di euro nel 2020, della componente (rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del Bilancio consolidato.

Il **risultato operativo ordinario** del 2021 si incrementa di 864 milioni di euro per effetto di quanto commentato sopra per il margine operativo lordo ordinario e soprattutto dei maggiori ammortamenti rilevati nel corso del 2021 nell'ambito della distribuzione in Italia e in Spagna per l'obsolescenza tecnica di taluni contatori elettronici, che hanno comportato la riduzione della loro vita utile residua, e dei nuovi impianti entrati in funzione nel corso degli ultimi due anni.

Risultato operativo

Milioni di euro	2021							
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Holding e Altro	Totale
Risultato operativo ordinario	**729**	**3.480**	**4.813**	**1.753**	**44**	**(113)**	**1.529**	**12.235**
Oneri e adeguamento di valore per transizione energetica e digitalizzazione	(1.819)	(47)	(423)	(94)	(15)	(160)	(56)	(2.614)
Adeguamento di valore impianti di produzione situati in Spagna - Territori Non Peninsulari, Messico e Australia	(1.488)	(185)	-	-	-	-	-	(1.673)
Altri adeguamenti di valore	-	(159)	(12)	-	1	(45)	-	(215)
Costi da COVID-19	(8)	(7)	(30)	(2)	-	(5)	(1)	(53)
Risultato operativo	**(2.586)**	**3.082**	**4.348**	**1.657**	**30**	**(323)**	**1.472**	**7.680**

Milioni di euro	2020							
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti[1]	Mercati finali	Enel X	Servizi	Holding e Altro	Totale[1]
Risultato operativo ordinario	**1.456**	**3.460**	**4.846**	**1.906**	**(7)**	**(85)**	**(205)**	**11.371**
Oneri e adeguamento di valore per transizione energetica e digitalizzazione	(1.422)	(50)	(231)	(65)	(7)	(95)	(12)	(1.882)
Adeguamenti di valore delle CGU Messico, Australia e Argentina	-	(534)	(216)	-	-	-	-	(750)
Altri adeguamenti di valore	(6)	(132)	-	(13)	-	-	-	(151)
Costi da COVID-19	(13)	(10)	(50)	(11)	(2)	(46)	(1)	(133)
Risultato operativo	**15**	**2.734**	**4.349**	**1.817**	**(16)**	**(226)**	**(218)**	**8.455**

(1) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 87 milioni di euro nel 2020, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del Bilancio consolidato.

Tra le partite non ricorrenti maggiormente significative, oltre a quanto già commentato nel margine operativo lordo, si evidenziano gli adeguamenti di valore degli impianti a carbone, soprattutto in Italia, nell'ambito della più ampia transizione energetica che costituisce un pillar strategico del Gruppo, e gli adeguamenti di valore, a seguito di impairment test, delle attività relative alle CGU della Spagna per i Territori Non Peninsulari (per 1.488 milioni di euro), del Messico (per 155 milioni di euro) e dell'Australia (per 30 milioni di euro).

Gli altri adeguamenti di valore includono principalmente l'impairment delle attività associate all'impianto PH Chucas in Costa Rica per riflettere il deterioramento della redditività futura di tale impianto e la svalutazione di 45 milioni di euro della sede centrale a seguito della parziale demolizione dell'immobile oggetto di ristrutturazione.

Risultato netto del Gruppo ordinario

Il **risultato netto del Gruppo ordinario** del 2021 ammonta a 5.593 milioni di euro rispetto ai 5.197 milioni di euro dell'analogo periodo dell'esercizio precedente.
Tale incremento è riconducibile alle commentate variazioni positive del risultato operativo ordinario, in parte compensate dalla maggiore incidenza delle imposte.
A tal proposito l'incidenza fiscale è maggiore nel 2021 per effetto:

- delle riforme fiscali in Argentina e Colombia;
- dell'ispezione fiscale in Enel Iberia e del relativo adeguamento del credito fiscale;
- del beneficio fiscale rilevato nel 2020 in Italia con riferimento al Patent Box.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'applicazione del regime fiscale agevolato PEX sulla plusvalenza realizzata sulla cessione della partecipazione in Open Fiber.

Risultato netto del Gruppo

Il **risultato netto del Gruppo** del 2021 ammonta a 3.189 milioni di euro (2.610 milioni di euro nel 2020), con un aumento di 579 milioni di euro rispetto al 2020. 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

	2021	2020
Risultato netto del Gruppo ordinario	**5.593**	**5.197**
Oneri e adeguamento di valore per transizione energetica e digitalizzazione	(1.839)	(1.020)
Adeguamento di valore su attività di produzione di energia elettrica	(1.027)	(637)
Altri adeguamenti di valore	(42)	(11)
Costi da COVID-19	(36)	(86)
Adeguamento di valore di talune attività riferite alla cessione della partecipazione in Slovenské elektrárne	540	(833)
Risultato netto del Gruppo	**3.189**	**2.610**

Dichiarazione sull'allineamento del business di Enel alla tassonomia europea

Processo di calcolo delle metriche finanziarie

Come descritto nel capitolo "Tassonomia dell'Unione Europea" Enel, attraverso uno specifico processo d'implementazione, ha classificato tutte le sue attività economiche lungo la propria catena del valore secondo le seguenti tre categorie: ammissibili-allineate, ammissibili-non allineate, non ammissibili.

Il calcolo delle metriche finanziarie associate a ciascuna attività economica è stato effettuato mediante uno specifico processo durante il quale sono stati implementati 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 informatico utilizzato dal Gruppo Enel ovvero dai sistemi gestionali in uso presso le Linee di Business aziendali. Tuttavia, alcune deleghe sono state effettuate anche per fornire una rappresentazione più dettagliata delle cifre 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). Per esempio, sono state utilizzate le seguenti proxy:
  - idroelettrico: le centrali idroelettriche ammissibili-non allineate sono state escluse considerando la loro produzione moltiplicata per il ricavo unitario medio degli anni 2020 e 2021. Tale approccio è stato esteso anche agli investimenti, alle spese operative ordinarie e al margine operativo lordo ordinario;
  - distribuzione: sono stati esclusi i nuovi collegamenti tra una sottostazione o rete e un impianto di produzione di energia elettrica con una intensità di gas serra superiore alla soglia di 100 gCO_{2eq}/kWh considerando la loro potenza (in MW) moltiplicata per i ricavi medi (K€/MW) per il 2020 e il 2021. Questo approccio è stato applicato solo ai ricavi e agli investimenti.
- I dati finanziari aggregati, presenti nella reportistica, si riferiscono ai valori di "settore" e includono le voci relative a terze parti e agli scambi intersettoriali.
- I ricavi relativi alle attività di vendita di energia sono stati calcolati considerando la quantità di energia venduta al dettaglio dalle società del Gruppo in Italia e Spagna attraverso Certificati di Origine (sulla base dei dati delle autorità nazionali) e applicando il ricavo unitario medio. Tali ricavi sono considerati ammissibili-allineati in quanto si riferiscono all'elettricità prodotta tramite tecnologie che rispettano i criteri di screening tecnico della tassonomia europea. Tale approccio è stato adottato anche per gli investimenti, le spese operative ordinarie e il margine operativo lordo ordinario. Per evitare doppi conteggi, i ricavi ammissibili per settore sono al netto degli scambi intersettoriali (Enel Green Power, Distribuzione e Retail).
- I dati del 2020 sono stati rideterminati sulla base della nuova analisi di ammissibilità effettuata nel 2021 dopo la pubblicazione del Bilancio di Sostenibilità 2020 e la pubblicazione dell'Atto Delegato sul Clima nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea. Le principali differenze in ciascun segmento di attività sono le seguenti:
  - produzione di elettricità: il 100% della capacità installata geotermica è ora considerato ammissibile-allineato rispetto al 10% dell'analisi precedente, mentre un ulteriore 0,5% della capacità installata idroelettrica è ora considerato ammissibile (dal 99% al 99,5%);
  - trasmissione e distribuzione di elettricità: i DSO in Cile, Colombia e Perù sono ora considerati idonei e le nuove infrastrutture installate nel 2020 per collegare le centrali elettriche che presentano una soglia di intensità di carbonio superiore a 100 gCO_{2eq}/kWh sono state escluse dai dati finanziari di tutti i DSO ammissibili-allineati;
  - Enel X: le soluzioni e-Home e di energia distribuita sono ora considerate ammissibili-allineate (considerate non ammissibili in precedenza);
  - vendita: le attività di vendita al dettaglio di energia elettrica in Italia e Spagna tramite Certificati di Origine sono ora considerate ammissbili-allineate (considerate non ammissibili in precedenza).
- Il totale dei ricavi, degli investimenti, e del margine operativo lordo ordinario di ogni specifica attività corrisponde ai valori totali del Gruppo, mentre il totale spese operative ordinarie di ogni specifica attività corrisponde solamente ai costi totali ordinari delle tipologie di spese operative previste dalla tassonomia europea.
- La quota dei KPI relativi a ogni singola attività economica è calcolata sul totale dei ricavi, degli investimenti e del margine operativo lordo ordinario del Gruppo e sul totale dei costi ordinari relativi delle tipologie di spese

operative previste dalla tassonomia europea. La quota di ricavi, investimenti, spese operative ordinarie e del margine operativo lordo ordinario di ogni singola attività economica contribuisce all'obiettivo di mitigazione del cambiamento climatico. Questo è l'unico obiettivo della tassonomia europea riportato nella tabella in quanto l'analisi di allineamento è stata eseguita solo per questo obiettivo poiché è più rilevante dell'obiettivo di adattamento al cambiamento climatico e i criteri per gli altri obiettivi ambientali non sono ancora disponibili.

Il Piano Strategico 2021-2023 presentato in occasione del Capital Markets Day 2020 tenutosi a novembre 2020 ha dichiarato un intervallo compreso tra l'80% e il 90% degli investimenti allineato alla tassonomia europea per il triennio a causa dell'incertezza dal punto di vista normativo quando è stato annunciato (l'Atto Delegato sul Clima non era stato ancora approvato). Tuttavia, l'85,6% delle spese in conto capitale stabilite per il 2021 nel Piano Strategico 2021-2023 è ora considerato allineato alla tassonomia europea secondo l'analisi aggiornata nel 2021. Per i dati 2020 rideterminati si considerano le stesse principali variazioni. Inoltre, il nuovo Piano Strategico 2022-2024 presentato nel Capital Markets Day 2021 prevede che oltre l'85% delle spese in conto capitale sarà destinato ad attività allineate nel periodo 2022-2024.

Dichiarazione sull'allineamento del business di Enel alla tassonomia europea

Nel 2021 il livello di allineamento delle attività economiche del Gruppo alla tassonomia europea, 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 evidenziato nelle tabelle di seguito riportate e nei capitoli "Ricavi", "Costi", "Margine operativo lordo ordinario" e "Investimenti".
Infine, si fa presente che la rendicontazione della tassonomia UE ai sensi del regolamento UE e dell'atto delegato è riportata integralmente nel Bilancio di Sostenibilità 2021 - Dichiarazione di carattere non finanziario ai sensi del Regolamento (UE) 2020/852.

Fatturato "Ricavi" in base alla tassonomia europea

Attività economica	Codice Regolamento tassonomia	Fatturato "Ricavi"[1] 2021	Quota fatturato "Ricavi"[2] 2021	Fatturato "Ricavi"[1] 2020	Quota fatturato "Ricavi"[2] 2020	Contributo sostanziale alla mitigazione del cambiamento climatico[3]	Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo")[4]							Categoria[6]	
							Mitigazione del cambiamento climatico	Adattamento al cambiamento climatico	Acqua e risorse marine	Economia circolare	Inquinamento	Biodiversità ed ecosistemi	Garanzie minime di salvaguardia[5]	Attività abilitante	Attività di transizione
		milioni di euro	%	milioni di euro	%	%	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	A	T
A.1 Attività ammissibili e allineate alla tassonomia															
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica	4.3	2.392	2,7	2.195	3,3	100,0		S		S		S	S		
Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica	4.1	761	0,9	477	0,7	100,0		S		S		S	S		
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica	4.5	5.976	6,8	4.543	6,9	100,0		S	S			S	S		
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia geotermica	4.6	380	0,4	484	0,8	100,0		S	S		S	S	S		
Accumulo di energia elettrica	4.10	-	-	-	-	100,0		S	S	S		S	S		
Intercompany tra Enel Green Power e Retail		(795)	(0,9)	(760)	(1,2)			S		S	S	S			
Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	4.9	19.907	22,6	18.761	28,4	100,0							S	A	
Intercompany tra e-distribuzione e Retail		(770)	(0,9)	(786)	(1,2)			S			S				
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (Enel X - Smart Lighting)	7.3 (d)	239	0,3	243	0,4	100,0		S			S		S		
Trasporto urbano e suburbano, trasporto di passeggeri su strada (Enel X - e-Bus)	6.3 (a)	62	0,1	5	-	100,0		S		S	S		S		
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (Enel X - Energy Efficiency)	7.3 (a-e)	9	-	1	-	100,0		S			S		S		
7.3 Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica 7.5 Installazione, manutenzione e riparazione di strumenti e dispositivi per la misurazione, la regolazione e il controllo delle prestazioni energetiche degli edifici 7.6 Installazione, manutenzione e riparazione di tecnologie per le energie rinnovabili (Enel X - Home/Vivi Meglio Unifamiliare)	7.3 (a-e) 7.5 (a) 7.6 (a)	334	0,4	223	0,4	100,0		S			S		S		

A1. ATTIVITÀ AMMISSIBILI-ALLINEATE ALLA TASSONOMIA

	Attività economica	Codice Regolamento tassonomia	Fatturato "Ricavi"[1] 2021	Quota fatturato "Ricavi"[2] 2021	Fatturato "Ricavi"[1] 2020	Quota fatturato "Ricavi"[2] 2020	Contributo sostanziale alla mitigazione del cambiamento climatico[3]	Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo")[4]: Mitigazione del cambiamento climatico	Adattamento al cambiamento climatico	Acqua e risorse marine	Economia circolare	Inquinamento	Biodiversità ed ecosistemi	Garanzie minime di salvaguardia[5]	Categoria[6]: Attività abilitante	Attività di transizione
			milioni di euro	%	milioni di euro	%	%	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	A	T
A1. ATTIVITÀ AMMISSIBILI-ALLINEATE ALLA TASSONOMIA	Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (Enel X - Condominium)	7.3 (a-e)	9	-	1	-	100,0		S			S		S		
	Servizi professionali relativi alla prestazione energetica degli edifici (Enel X - Customer Insight)	9.3	88	0,1	98	0,1	100,0		S					S		
	7.3 Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica 7.6 Installazione, manutenzione e riparazione di tecnologie per le energie rinnovabili (Enel X - Distributed Energy)	7.3 (d,e) 7.6 (a)	55	-	44	0,1	100,0		S			S		S		
	Installazione, manutenzione e riparazione di tecnologie per le energie rinnovabili (Enel X - Battery Energy Storage)	7.6 (f)	24	-	16	-	100,0		S					S		
	6.13 Infrastrutture per la mobilità personale 7.4 Installazione, manutenzione e riparazione di stazioni di ricarica per veicoli elettrici negli edifici (e negli spazi adibiti a parcheggio di pertinenza degli edifici) (Enel X - Mobility)	6.13 7.4	63	0,1	32	-	100,0		S	S	S	S	S	S		
	Mercato (vendita di energia con Certificati di Origine a clienti finali)		6.416	7,3	4.919	7,5										
	Fatturato delle attività ammissibili e allineate alla tassonomia (A.1)		**35.150**	**39,9**	**30.496**	**46,2**	**100,0**									
	A.2 Attività ammissibili e non allineate alla tassonomia															
A2. ATTIVITÀ AMMISSIBILI-NON ALLINEATE ALLA TASSONOMIA	Produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica	4.5	28	-	18	-										
	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica (Argentina e nuove connessioni a impianti con soglia >100 gCO_{2eq}/kWh)	4.9	689	0,8	648	1,0										
	Mercato (vendita di energia senza Certificati di Origine a clienti finali)		24.890	28,3	19.916	30,2										
	Fatturato delle attività ammissibili e non allineate alla tassonomia (A.2)		**25.607**	**29,1**	**20.582**	**31,2**										
	Totale (A.1 + A.2)		**60.757**	**69,0**	**51.078**	**77,4**										

Attività economica	Codice Regolamento tassonomia	Fatturato "Ricavi"[1] 2021	Quota fatturato "Ricavi"[2] 2021	Fatturato "Ricavi"[1] 2020	Quota fatturato "Ricavi"[2] 2020	Contributo sostanziale alla mitigazione del cambiamento climatico[3]	Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo")[4]						Garanzie minime di salvaguardia[5]	Categoria[6]	
							Mitigazione del cambiamento climatico	Adattamento al cambiamento climatico	Acqua e risorse marine	Economia circolare	Inquinamento	Biodiversità ed ecosistemi		Attività abilitante	Attività di transizione
		milioni di euro	%	milioni di euro	%	%	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	A	T
B. Attività non ammissibili alla tassonomia															
Produzione di energia elettrica da carbone e combustibili liquidi fossili		1.904	2,2	1.639	2,5										
Produzione di energia elettrica da gas		8.064	9,1	4.783	7,2										
Produzione di energia elettrica da nucleare		1.388	1,6	1.342	2,0										
Enel X (solo attività non ammissibili)		798	0,9	585	0,9										
Trading (vendita di energia all'ingrosso)		21.799	24,8	13.973	21,2										
Mercato (vendita di gas a clienti finali)		6.276	7,1	3.821	5,8										
Servizi, Holding e Altro		3.930	4,5	2.025	3,1										
Elisioni e rettifiche		(16.910)	(19,2)	(13.242)	(20,1)										
Fatturato delle attività non ammissibili alla tassonomia (B)		**27.249**	**31,0**	**14.926**	**22,6**										
Totale (A + B)		**88.006**	**100,0**	**66.004**	**100,0**										

(1) **Fatturato "Ricavi":** ricavi di ogni singola attività. Se un'attività è presente sia in A.1 sia in A.2 o B, il dato si riferisce alla proporzione dell'attività che corrisponde ad A.1, A.2 o B.
(2) **Quota fatturato "Ricavi":** incidenza percentuale dei ricavi di ogni singola attività economica sui ricavi totali del Gruppo.
(3) **Contributo sostanziale alla mitigazione del cambiamento climatico:** si riferisce alla quota dei ricavi di ogni singola attività economica (indicata nella colonna Fatturato "Ricavi") che contribuisce alla mitigazione del cambiamento climatico. Questo è l'unico obiettivo della tassonomia europea riportato nella tabella in quanto l'analisi di allineamento è stata eseguita solo per questo obiettivo poiché considerato più rilevante rispetto all'obiettivo di adattamento al cambiamento climatico, mentre i criteri per gli altri obiettivi ambientali non sono ancora disponibili.
(4) **DNSH:** per ciascuna attività sono specificati gli obiettivi ambientali rispondenti ai criteri DNSH.
(5) **Garanzie minime di salvaguardia:** indica se le garanzie minime di salvaguardia sociale sono rispettate per ciascuna singola attività.
(6) **Categoria:** specifica se l'attività fornisce un contributo diretto alla mitigazione del clima oppure è un'attività abilitante o di transizione.

Spese in conto capitale (Capex) "Investimenti" in base alla tassonomia europea

Attività economica	Codice Regolamento tassonomia	Spese in conto capitale (Capex) "Investimenti"[1] 2021	Quota spese in conto capitale (Capex) "Investimenti"[2] 2021	Spese in conto capitale (Capex) "Investimenti"[1] 2020	Quota spese in conto capitale (Capex) "Investimenti"[2] 2020	Contributo sostanziale alla mitigazione del cambiamento climatico[3]	Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo")[4]						Garanzie minime di salvaguardia[5]	Categoria[6]	
							Mitigazione del cambiamento climatico	Adattamento al cambiamento climatico	Acqua e risorse marine	Economia circolare	Inquinamento	Biodiversità ed ecosistemi		Attività abilitante	Attività di transizione
		milioni di euro	%	milioni di euro	%	%	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	A	T
A.1 Attività ammissibili e allineate alla tassonomia															
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica	4.3	2.971	22,6	2.601	25,5	100,0		S		S		S	S		
Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica	4.1	1.991	15,2	1.430	14,0	100,0		S		S		S	S		
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica	4.5	416	3,2	333	3,3	100,0		S	S			S	S		
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia geotermica	4.6	122	0,9	146	1,4	100,0		S	S		S	S	S		
Accumulo di energia elettrica	4.10	153	1,2	23	0,2	100,0		S	S	S		S	S		
Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	4.9	5.109	39,0	3.836	37,6	100,0		S		S	S	S	S	A	
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (Enel X - Smart Lighting)	7.3 (d)	53	0,4	47	0,5	100,0		S			S		S		
Trasporto urbano e suburbano, trasporto di passeggeri su strada (Enel X - e-Bus)	6.3 (a)	(1)	-	32	0,3	100,0		S		S	S		S		
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (Enel X - Energy Efficiency)	7.3 (a-e)	2	-	1	-	100,0		S			S		S		
7.3 Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica 7.5 Installazione, manutenzione e riparazione di strumenti e dispositivi per la misurazione, la regolazione e il controllo delle prestazioni energetiche degli edifici 7.6 Installazione, manutenzione e riparazione di tecnologie per le energie rinnovabili (Enel X - Home/Vivi Meglio Unifamiliare)	7.3 (a-e) 7.5 (a) 7.6 (a)	54	0,4	35	0,4	100,0		S			S		S		
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (Enel X - Condominium)	7.3 (a-e)	3	-	-	-	100,0		S			S		S		

A1. ATTIVITÀ AMMISSIBILI-ALLINEATE ALLA TASSONOMIA

A1. ATTIVITÀ AMMISSIBILI-ALLINEATE ALLA TASSONOMIA

A2. ATTIVITÀ AMMISSIBILI-NON ALLINEATE ALLA TASSONOMIA

							Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo")[4]							Categoria[6]	
Attività economica	Codice Regolamento tassonomia	Spese in conto capitale (Capex) "Investimenti"[1] 2021	Quota spese in conto capitale (Capex) "Investimenti"[2] 2021	Spese in conto capitale (Capex) "Investimenti"[1] 2020	Quota spese in conto capitale (Capex) "Investimenti"[2] 2020	Contributo sostanziale alla mitigazione del cambiamento climatico[3]	Mitigazione del cambiamento climatico	Adattamento al cambiamento climatico	Acqua e risorse marine	Economia circolare	Inquinamento	Biodiversità ed ecosistemi	Garanzie minime di salvaguardia[5]	Attività abilitante	Attività di transizione
		milioni di euro	%	milioni di euro	%	%	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	A	T
Servizi professionali relativi alla prestazione energetica degli edifici (Enel X - Customer Insight)	9.3	3	-	1	-	100,0		S					S		
7.3 Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica 7.6 Installazione, manutenzione e riparazione di tecnologie per le energie rinnovabili (Enel X - Distributed Energy)	7.3 (d,e) 7.6 (a)	8	0,1	7	0,1	100,0		S			S		S		
Installazione, manutenzione e riparazione di tecnologie per le energie rinnovabili (Enel X - Battery Energy Storage)	7.6 (f)	34	0,3	10	0,1	100,0		S					S		
6.13 Infrastrutture per la mobilità personale 7.4 Installazione, manutenzione e riparazione di stazioni di ricarica per veicoli elettrici negli edifici (e negli spazi adibiti a parcheggio di pertinenza degli edifici) (Enel X - Mobility)	6.13 7.4	51	0,4	45	0,4	100,0		S	S	S	S	S	S		
Mercato (vendita di energia con Certificati di Origine a clienti finali)		121	0,9	88	0,9										
Capex delle attività ammissibili e allineate alla Tassonomia (A.1)		**11.090**	**84,6**	**8.635**	**84,7**	100,0									
A.2 Attività ammissibili e non allineate alla Tassonomia															
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica	4.5	2	-	2	-										
Trasmissione e distribuzione di energia elettrica (Argentina e nuove connessioni a impianti con soglia >100 gCO_{2eq}/kWh)	4.9	174	1,3	100	1,0										
Mercato (vendita di energia senza Certificati di Origine a clienti finali)		425	3,3	305	3,0										
Capex delle attività ammissibili e non allineate alla tassonomia (A.2)		**601**	**4,6**	**407**	**4,0**										
Totale (A.1 + A.2)		**11.691**	**89,2**	**9.042**	**88,7**										

Attività economica	Codice Regolamento tassonomia	Spese in conto capitale (Capex) "Investimenti"[1] 2021	Quota spese in conto capitale (Capex) "Investimenti"[2] 2021	Spese in conto capitale (Capex) "Investimenti"[1] 2020	Quota spese in conto capitale (Capex) "Investimenti"[2] 2020	Contributo sostanziale alla mitigazione del cambiamento climatico[3]	Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo")[4]							Categoria[6]	
							Mitigazione del cambiamento climatico	Adattamento al cambiamento climatico	Acqua e risorse marine	Economia circolare	Inquinamento	Biodiversità ed ecosistemi	Garanzie minime di salvaguardia[5]	Attività abilitante	Attività di transizione
		milioni di euro	%	milioni di euro	%	%	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	A	T
B. Attività non ammissibili alla tassonomia															
Produzione di energia elettrica da carbone e combustibili liquidi fossili		49	0,4	67	0,7										
Produzione di energia elettrica da gas		499	3,8	383	3,8										
Produzione di energia elettrica da nucleare		165	1,3	146	1,4										
Enel X (solo attività non ammissibili)		160	1,2	125	1,2										
Trading (vendita di energia all'ingrosso)		65	0,5	54	0,5										
Mercato (vendita di gas a clienti finali)		97	0,7	67	0,6										
Servizi, Holding e Altro		207	1,6	174	1,7										
Rettifiche		175	1,3	139	1,4										
Capex delle attività non ammissibili alla tassonomia (B)		**1.417**	**10,8**	**1.155**	**11,3**										
Totale (A + B)		**13.108**	**100,0**	**10.197**	**100,0**										

(1) **Spese in conto capitale (Capex) "Investimenti":** investimenti di ogni singola attività. Se un'attività è presente sia in A.1 sia in A.2 o B, il dato si riferisce alla proporzione dell'attività che corrisponde ad A.1, A.2 o B.
(2) **Quota spese in conto capitale (Capex) "Investimenti":** incidenza percentuale degli investimenti di ogni singola attività economica sugli investimenti totali del Gruppo.
(3) **Contributo sostanziale alla mitigazione del cambiamento climatico:** si riferisce alla quota degli investimenti (Capex) di ogni singola attività economica (indicata nella colonna Spese in conto capitale (Capex) "Investimenti") che contribuisce alla mitigazione del cambiamento climatico. Questo è l'unico obiettivo della tassonomia europea riportato nella tabella in quanto l'analisi di allineamento è stata eseguita solo per questo obiettivo poiché considerato più rilevante rispetto all'obiettivo di adattamento al cambiamento climatico, mentre i criteri per gli altri obiettivi ambientali non sono ancora disponibili.
(4) **DNSH:** per ciascuna attività sono specificati gli obiettivi ambientali rispondenti ai criteri DNSH.
(5) **Garanzie minime di salvaguardia:** indica se le garanzie minime di salvaguardia sociale sono rispettate per ciascuna singola attività.
(6) **Categoria:** specifica se l'attività fornisce un contributo diretto alla mitigazione del clima oppure è un'attività abilitante o di transizione.

Spese operative (Opex) in base alla tassonomia europea

Attività economica	Codice Regolamento tassonomia	Spese operative (Opex)[1] 2021	Quota spese operative (Opex)[2] 2021	Spese operative (Opex)[1] 2020	Quota spese operative (Opex)[2] 2020	Contributo sostanziale alla mitigazione del cambiamento climatico[3]	Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo")[4]							Categoria[6]	
							Mitigazione del cambiamento climatico	Adattamento al cambiamento climatico	Acqua e risorse marine	Economia circolare	Inquinamento	Biodiversità ed ecosistemi	Garanzie minime di salvaguardia[5]	Attività abilitante	Attività di transizione
		milioni di euro	%	milioni di euro	%	%	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	A	T
A.1 Attività ammissibili e allineate alla tassonomia															
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica	4.3	101	7,3	86	5,9	100,0		S		S		S	S		
Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica	4.1	44	3,2	27	1,9	100,0		S		S		S	S		
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica	4.5	188	13,5	191	13,1	100,0		S	S			S	S		
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia geotermica	4.6	6	0,4	6	0,4	100,0		S	S		S	S	S		
Accumulo di energia elettrica	4.10	-	-	-	-	100,0		S	S	S		S	S		
Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	4.9	546	39,3	636	43,5									A	
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (Enel X - Smart Lighting)	7.3 (d)	2	0,1	2	0,1	100,0		S		S	S	S	S		
Trasporto urbano e suburbano, trasporto di passeggeri su strada (Enel X - e-Bus)	6.3 (a)	-	-	-	-										
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (Enel X - Energy Efficiency)	7.3 (a-e)	-	-	-	-	100,0		S			S		S		
7.3 Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica 7.5 Installazione, manutenzione e riparazione di strumenti e dispositivi per la misurazione, la regolazione e il controllo delle prestazioni energetiche degli edifici 7.6 Installazione, manutenzione e riparazione di tecnologie per le energie rinnovabili (Enel X - Home/Vivi Meglio Unifamiliare)	7.3 (a-e) 7.5 (a) 7.6 (a)	2	0,1	1	0,1	100,0		S		S	S		S		
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (Enel X - Condominium)	7.3 (a-e)	-	-	-	-	100,0		S			S		S		

A1. ATTIVITÀ AMMISSIBILI-ALLINEATE ALLA TASSONOMIA

Attività economica	Codice Regolamento tassonomia	Spese operative (Opex)[1] 2021	Quota spese operative (Opex)[2] 2021	Spese operative (Opex)[1] 2020	Quota spese operative (Opex)[2] 2020	Contributo sostanziale alla mitigazione del cambiamento climatico[3]	Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo")[4]							Categoria[6]	
							Mitigazione del cambiamento climatico	Adattamento al cambiamento climatico	Acqua e risorse marine	Economia circolare	Inquinamento	Biodiversità ed ecosistemi	Garanzie minime di salvaguardia[5]	Attività abilitante	Attività di transizione
		milioni di euro	%	milioni di euro	%	%	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	A	T
A1. ATTIVITÀ AMMISSIBILI-ALLINEATE ALLA TASSONOMIA															
Servizi professionali relativi alla prestazione energetica degli edifici (Enel X - Customer Insight)	9.3	1	0,1	1	0,1	100,0		S			S		S		
7.3 Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica 7.6 Installazione, manutenzione e riparazione di tecnologie per le energie rinnovabili (Enel X - Distributed Energy)	7.3 (d,e) 7.6 (a)	-	-	-	-	100,0		S			S		S		
Installazione, manutenzione e riparazione di tecnologie per le energie rinnovabili (Enel X - Battery Energy Storage)	7.6 (f)	1	0,1	1	0,1	100,0		S					S		
6.13 Infrastrutture per la mobilità personale 7.4 Installazione, manutenzione e riparazione di stazioni di ricarica per veicoli elettrici negli edifici (e negli spazi adibiti a parcheggio di pertinenza degli edifici) (Enel X - Mobility)	6.13 7.4	1	0,1	2	0,1	100,0		S			S		S		
Mercato (vendita di energia con Certificati di Origine a clienti finali)		6	0,4	5	0,3	100,0		S					S		
Opex delle attività ammissibili e allineate alla tassonomia (A.1)		**898**	**64,6**	**958**	**65,6**	100,0									
A2. ATTIVITÀ AMMISSIBILI-NON ALLINEATE ALLA TASSONOMIA															
A.2 Attività ammissibili e non allineate alla tassonomia															
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica	4.5	1	0,1	1	-										
Trasmissione e distribuzione di energia elettrica (Argentina e nuove connessioni a impianti con soglia > 100 gCO_{2eq}/kWh)	4.9	25	1,8	19	1,3										
Mercato (vendita di energia senza Certificati di Origine a clienti finali)		34	2,4	29	2,0										
Opex delle attività ammissibili e non allineate alla tassonomia (A.2)		**60**	**4,3**	**49**	**3,3**										
Totale (A.1 + A.2)		**958**	**68,9**	**1.007**	**68,9**										

Attività economica	Codice Regolamento tassonomia	Spese operative (Opex)[1] 2021	Quota spese operative (Opex)[2] 2021	Spese operative (Opex)[1] 2020	Quota spese operative (Opex)[2] 2020	Contributo sostanziale alla mitigazione del cambiamento climatico[3]	Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo")[4]						Garanzie minime di salvaguardia[5]	Categoria[6]	
							Mitigazione del cambiamento climatico	Adattamento al cambiamento climatico	Acqua e risorse marine	Economia circolare	Inquinamento	Biodiversità ed ecosistemi		Attività abilitante	Attività di transizione
		milioni di euro	%	milioni di euro	%	%	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	A	T
B. Attività non ammissibili alla tassonomia															
Produzione di energia elettrica da carbone e combustibili liquidi fossili		59	4,2	78	5,3										
Produzione di energia elettrica da gas		228	16,4	233	15,9										
Produzione di energia elettrica da nucleare		97	7,0	95	6,5										
Enel X (solo attività non ammissibili)		18	1,3	13	0,9										
Trading (vendita di energia all'ingrosso)		8	0,6	9	0,7										
Mercato (vendita di gas a clienti finali)		8	0,6	5	0,3										
Servizi, Holding e Altro		99	7,1	101	7,0										
Elisioni e rettifiche		(85)	(6,1)	(80)	(5,5)										
Opex delle attività non ammissibili alla tassonomia (B)		**432**	**31,1**	**454**	**31,1**										
Totale (A + B)		**1.390**	**100,0**	**1.461**	**100,0**										

(1) Spese operative (Opex): spese operative ordinarie di ogni singola attività. Se un'attività è presente sia in A.1 sia in A.2 o B, il dato si riferisce alla proporzione dell'attività che corrisponde ad A.1, A.2 o B.
(2) Quota spese operative (Opex): incidenza percentuale delle spese operative ordinarie di ogni singola attività economica sul totale delle spese operative ordinarie richieste dalla tassonomia a livello di Gruppo.
(3) Contributo sostanziale alla mitigazione del cambiamento climatico: si riferisce alla quota di spese operative ordinarie (Opex ordinarie) di ogni singola attività economica (indicata nella colonna Spese operative (Opex)) che contribuisce alla mitigazione del cambiamento climatico. Questo è l'unico obiettivo della tassonomia europea riportato nella tabella in quanto l'analisi di allineamento è stata eseguita solo per questo obiettivo poiché considerato più rilevante rispetto all'obiettivo di adattamento al cambiamento climatico, mentre i criteri per gli altri obiettivi ambientali non sono ancora disponibili.
(4) DNSH: per ciascuna attività sono specificati gli obiettivi ambientali rispondenti ai criteri DNSH.
(5) Garanzie minime di salvaguardia: indica se le garanzie minime di salvaguardia sociale sono rispettate per ciascuna singola attività.
(6) Categoria: specifica se l'attività fornisce un contributo diretto alla mitigazione del clima oppure è un'attività abilitante o di transizione.

Margine operativo lordo ordinario in base alla tassonomia europea

Attività economica	Codice Regolamento tassonomia	Margine operativo lordo (EBITDA) ordinario[1] 2021	Quota margine operativo lordo (EBITDA) ordinario[2] 2021	Margine operativo lordo (EBITDA) ordinario[1] 2020	Quota margine operativo lordo (EBITDA) ordinario[2] 2020	Contributo sostanziale alla mitigazione del cambiamento climatico[3]	Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo")[4]						Garanzie minime di salvaguardia[5]	Categoria[6]	
							Mitigazione del cambiamento climatico	Adattamento al cambiamento climatico	Acqua e risorse marine	Economia circolare	Inquinamento	Biodiversità ed ecosistemi		Attività abilitante	Attività di transizione
		milioni di euro	%	milioni di euro	%	%	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	A	T
A.1 Attività ammissibili e allineate alla tassonomia															
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica	4.3	1.393	7,3	1.490	8,3	100,0		S		S		S	S		
Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica	4.1	384	2,0	340	1,9	100,0		S		S		S	S		
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica	4.5	2.771	14,4	2.570	14,2	100,0		S	S			S	S		
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia geotermica	4.6	236	1,2	350	1,9	100,0		S	S		S	S	S		
Accumulo di energia elettrica	4.10	-	-	-	-	100,0		S	S	S		S	S		
Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	4.9	7.616	39,7	7.748	43,0	100,0		S		S	S	S	S	A	
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (Enel X - Smart Lighting)	7.3 (d)	73	0,4	91	0,5	100,0		S			S		S		
Trasporto urbano e suburbano, trasporto di passeggeri su strada (Enel X - e-Bus)	6.3 (a)	14	0,1	2	-	100,0				S		S	S		S
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (Enel X - Energy Efficiency)	7.3 (a-e)	2	-	-	-	100,0				S			S		S
7.3 Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica 7.5 Installazione, manutenzione e riparazione di strumenti e dispositivi per la misurazione, la regolazione e il controllo delle prestazioni energetiche degli edifici 7.6 Installazione, manutenzione e riparazione di tecnologie per le energie rinnovabili (Enel X - Home/Vivi Meglio Unifamiliare)	7.3 (a-e) 7.5 (a) 7.6 (a)	135	0,7	89	0,5	100,0		S			S		S		
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (Enel X - Condominium)	7.3 (a-e)	1	-	-	-	100,0		S			S		S		

A1. ATTIVITÀ AMMISSIBILI-ALLINEATE ALLA TASSONOMIA

Attività economica	Codice Regolamento tassonomia	Margine operativo lordo (EBITDA) ordinario[1] 2021	Quota margine operativo lordo (EBITDA) ordinario[2] 2021	Margine operativo lordo (EBITDA) ordinario[1] 2020	Quota margine operativo lordo (EBITDA) ordinario[2] 2020	Contributo sostanziale alla mitigazione del cambiamento climatico[3]	Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo")[4]							Categoria[6]	
							Mitigazione del cambiamento climatico	Adattamento al cambiamento climatico	Acqua e risorse marine	Economia circolare	Inquinamento	Biodiversità ed ecosistemi	Garanzie minime di salvaguardia[5]	Attività abilitante	Attività di transizione
		milioni di euro	%	milioni di euro	%	%	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	A	T
Servizi professionali relativi alla prestazione energetica degli edifici (Enel X - Customer Insight)	9.3	16	0,1	13	0,1	100,0		S					S		
7.3 Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica 7.6 Installazione, manutenzione e riparazione di tecnologie per le energie rinnovabili (Enel X - Distributed Energy)	7.3 (d,e) 7.6 (a)	5	-	3	-	100,0		S			S		S		
Installazione, manutenzione e riparazione di tecnologie per le energie rinnovabili. (Enel X - Battery Energy Storage)	7.6 (f)	(3)	-	3	-	100,0		S					S		
6.13 Infrastrutture per la mobilità personale 7.4 Installazione, manutenzione e riparazione di stazioni di ricarica per veicoli elettrici negli edifici (e negli spazi adibiti a parcheggio di pertinenza degli edifici) (Enel X - Mobility)	6.13 7.4	(11)	(0,1)	(40)	(0,2)	100,0		S	S	S	S	S	S		
Mercato (vendita di energia con Certificati di Origine a clienti finali)		565	2,9	568	3,2										
EBITDA ordinario delle attività ammissibili e allineate alla tassonomia (A.1)		**13.197**	**68,7**	**13.227**	**73,4**	100,0									
A.2 Attività ammissibili e non allineate alla tassonomia															
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica	4.5	17	0,1	9	-										
Trasmissione e distribuzione di energia elettrica (Argentina e nuove connessioni a impianti con soglia >100 gCO_{2eq}/kWh)	4.9	4	-	48	0,3										
Mercato (vendita di energia senza Certificati di Origine a clienti finali)		1.990	10,4	2.065	11,4										
EBITDA ordinario delle attività ammissibili e non allineate alla tassonomia (A.2)		**2.011**	**10,5**	**2.122**	**11,7**										
Totale (A.1 + A.2)		**15.208**	**79,2**	**15.349**	**85,1**										

A1. ATTIVITÀ AMMISSIBILI-ALLINEATE ALLA TASSONOMIA

A2. ATTIVITÀ AMMISSIBILI-NON ALLINEATE ALLA TASSONOMIA

B. ATTIVITÀ NON AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA

Attività economica	Codice Regolamento tassonomia	Margine operativo lordo (EBITDA) ordinario[1] 2021	Quota margine operativo lordo (EBITDA) ordinario[2] 2021	Margine operativo lordo (EBITDA) ordinario[1] 2020	Quota margine operativo lordo (EBITDA) ordinario[2] 2020	Contributo sostanziale alla mitigazione del cambiamento climatico[3]	Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo")[4]						Garanzie minime di salvaguardia[5]	Categoria[6]	
							Mitigazione del cambiamento climatico	Adattamento al cambiamento climatico	Acqua e risorse marine	Economia circolare	Inquinamento	Biodiversità ed ecosistemi		Attività abilitante	Attività di transizione
		milioni di euro	%	milioni di euro	%	%	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	A	T
B. Attività non ammissibili alla tassonomia															
Produzione di energia elettrica da carbone e combustibili liquidi fossili		282	1,4	535	3,0										
Produzione di energia elettrica da gas		906	4,7	659	3,7										
Produzione di energia elettrica da nucleare		416	2,2	439	2,4										
Enel X (solo attività non ammissibili)		68	0,3	1	-										
Trading (vendita di energia all'ingrosso)		98	0,5	597	3,3										
Mercato (vendita di gas a clienti finali)		422	2,2	447	2,5										
Servizi, Holding e Altro		1.645	8,6	(83)	(0,5)										
Rettifiche		165	0,9	83	0,5										
EBITDA ordinario delle attività non ammissibili alla tassonomia (B)		**4.002**	**20,8**	**2.678**	**14,9**										
Totale (A + B)		**19.210**	**100,0**	**18.027**	**100,0**										

(1) **Margine operativo lordo (EBITDA) ordinario:** margine operativo lordo ordinario su ogni singola attività. Se un'attività è presente sia in A.1 sia in A.2 o B, il dato si riferisce alla proporzione dell'attività che corrisponde ad A.1, A.2 o B.

(2) **Quota margine operativo lordo (EBITDA) ordinario:** incidenza percenturale del Margine operativo lordo ordinario di ogni singola attività economica sul margine operativo lordo ordinario totale del Gruppo.

(3) **Contributo sostanziale alla mitigazione del cambiamento climatico:** si riferisce alla quota del margine operativo lordo ordinario di ogni singola attività economica (indicata nella colonna Margine operativo lordo (EBITDA) ordinario) che contribuisce alla mitigazione del cambiamento climatico. Questo è l'unico obiettivo della tassonomia europea riportato nella tabella in quanto l'analisi di allineamento è stata eseguita solo per questo obiettivo poiché considerato più rilevante rispetto all'obiettivo di adattamento al cambiamento climatico, mentre i criteri per gli altri obiettivi ambientali non sono ancora disponibili.

(4) **DNSH:** per ciascuna attività sono specificati gli obiettivi ambientali rispondenti ai criteri DNSH.

(5) **Garanzie minime di salvaguardia:** indica se le garanzie minime di salvaguardia sociale sono rispettate per ciascuna singola attività.

(6) **Categoria:** specifica se l'attività fornisce un contributo diretto alla mitigazione del clima oppure è un'attività abilitante o di transizione.

Valore economico generato e distribuito per gli stakeholder

Milioni di euro	2021	2020
Valore economico generato direttamente[1] [2]	**88.084**	**66.100**
Valore economico distribuito direttamente		
Costi operativi[1]	63.768	42.634
Costo del personale e benefit	4.415	3.956
Pagamenti a finanziatori di capitale (azionisti e finanziatori)	7.428	7.082
Pagamenti alla Pubblica Amministrazione[3] [4]	4.127	4.260
Totale valore economico distribuito[1] [4]	**79.738**	**57.932**
Valore economico trattenuto[1] [2] [4]	**8.346**	**8.168**

(1) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 87 milioni di euro nel 2020, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del Bilancio consolidato.

(2) I dati relativi all'esercizio 2020 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value, alla fine del periodo, dei contratti outstanding per compravendita di commodity regolate con consegna fisica; tale diversa classificazione non ha comportato effetti sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del Bilancio consolidato.

(3) L'importo corrisponde al "Total Taxe Borne", che rappresenta i costi per le imposte sostenuti dal Gruppo; per maggiori approfondimenti si rimanda al Bilancio di Sostenibilità 2021 e alla Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario.

(4) Il dato del 2020 tiene conto di una più puntuale determinazione.

Il valore economico generato e distribuito direttamente da Enel, secondo i criteri stabiliti dal GRI 201, fornisce un'utile indicazione di come il Gruppo abbia creato ricchezza per tutti gli stakeholder. L'incremento del valore economico generato direttamente e dei costi operativi risente del forte rialzo dei prezzi delle commodity, in particolare del gas.

I pagamenti ai finanziatori di capitale si incrementano per effetto degli oneri legati alla chiusura anticipata di talune emissioni obbligazionarie.

Analisi patrimoniale e finanziaria del Gruppo

€ 94.294 milioni
CAPITALE INVESTITO NETTO
€ 87.772 milioni nel 2020

€ 51.952 milioni
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO
+14,4% rispetto al 2020

55,0%
FINANZIAMENTI SOSTENIBILI
su indebitamento lordo € 71.969 milioni

€ 13.108 milioni
TOTALE INVESTIMENTI
di cui 84,6% ammissibili e allineati secondo la tassonomia europea

Capitale investito netto e relativa copertura

Milioni di euro

	al 31.12.2021	al 31.12.2020	2021-2020	
Attività immobilizzate nette:				
- attività materiali e immateriali	102.733	96.489	6.244	6,5%
- avviamento	13.821	13.779	42	0,3%
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	704	861	(157)	-18,2%
- altre attività/(passività) non correnti nette	(4.496)	(6.807)	2.311	34,0%
Totale attività immobilizzate nette	**112.762**	**104.322**	**8.440**	**8,1%**
Capitale circolante netto:				
- crediti commerciali	16.076	12.046	4.030	33,5%
- rimanenze	3.109	2.401	708	29,5%
- crediti netti verso operatori istituzionali di mercato	(762)	(2.755)	1.993	72,3%
- altre attività/(passività) correnti nette	(10.940)	(6.977)	(3.963)	-56,8%
- debiti commerciali	(16.959)	(12.859)	(4.100)	-31,9%
Totale capitale circolante netto	**(9.476)**	**(8.144)**	**(1.332)**	**-16,4%**
Capitale investito lordo	**103.286**	**96.178**	**7.108**	**7,4%**
Fondi diversi:				
- benefíci ai dipendenti	(2.724)	(2.964)	240	8,1%
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(6.548)	(6.050)	(498)	-8,2%
Totale fondi diversi	**(9.272)**	**(9.014)**	**(258)**	**-2,9%**
Attività nette possedute per la vendita	**280**	**608**	**(328)**	**-53,9%**
Capitale investito netto	**94.294**	**87.772**	**6.522**	**7,4%**
Patrimonio netto complessivo	**42.342**	**42.357**	**(15)**	**-**
Indebitamento finanziario netto	**51.952**	**45.415**	**6.537**	**14,4%**

Le *attività materiali e immateriali* aumentano essenzialmente per gli investimenti del periodo (12.090 milioni di euro) e per le variazioni di perimetro (395 milioni di euro), soprattutto riferite all'acquisizione del controllo di Enel Green Power Australia. Tali impatti sono stati parzialmente compensati prevalentemente dagli ammortamenti e impairment rilevati nell'esercizio per 8.695 milioni di euro.

L'avviamento si incrementa a seguito dell'adeguamento dei cambi.

Le *altre attività non correnti nette* si sono incrementate per gli adeguamenti al fair value dei derivati e per l'incremento delle attività finanziarie connesse a servizi in concessione per i quali si applica l'IFRIC 12.

Le *partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto* si riducono prevalentemente a seguito dell'adeguamento di valore della partecipazione detenuta in Slovak Power Holding soprattutto per l'andamento negativo del fair value dei derivati di cash flow hedge.

Le **attività nette possedute per la vendita** si riferiscono principalmente a taluni progetti avviati in Sudafrica per i quali esiste un'offerta vincolante per la loro futura cessione. La riduzione è dovuta alla cessione avvenuta nel corso del 2021 di Open Fiber e alla cessione di Enel Green Power Bulgaria.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2021 è pari a 94.294 milioni di euro ed è finanziato dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 42.342 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 51.952 milioni di euro. Quest'ultimo, al 31 dicembre 2021, presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 1,23 (1,07 al 31 dicembre 2020).

Indebitamento finanziario netto

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

Milioni di euro				
	al 31.12.2021	**al 31.12.2020**	**2021-2020**	
Indebitamento a lungo termine:				
- finanziamenti bancari	12.579	8.663	3.916	45,2%
- obbligazioni	39.099	38.357	742	1,9%
- debiti verso altri finanziatori[1]	2.942	2.499	443	17,7%
Indebitamento a lungo termine	*54.620*	*49.519*	*5.101*	*10,3%*
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(2.692)	(2.745)	53	1,9%
Indebitamento netto a lungo termine	**51.928**	**46.774**	**5.154**	**11,0%**
Indebitamento a breve termine				
Finanziamenti bancari:				
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	989	1.369	(380)	-27,8%
- altri finanziamenti a breve verso banche	1.329	711	618	86,9%
Indebitamento bancario a breve termine	*2.318*	*2.080*	*238*	*11,4%*
Obbligazioni (quota a breve)	2.700	1.412	1.288	91,2%
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	342	387	(45)	-11,6%
Commercial paper	10.708	4.854	5.854	-
Cash collateral su derivati e altri finanziamenti	918	370	548	-
Altri debiti finanziari a breve termine[2]	363	415	(52)	-12,5%
Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine	*15.031*	*7.438*	*7.593*	-
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(1.538)	(1.428)	(110)	-7,7%
Crediti finanziari - *cash collateral*	(6.485)	(3.223)	(3.262)	-
Altri crediti finanziari a breve termine	(356)	(253)	(103)	-40,7%
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(8.946)	(5.973)	(2.973)	-49,8%
Disponibilità e crediti finanziari a breve	*(17.325)*	*(10.877)*	*(6.448)*	*-59,3%*
Indebitamento netto a breve termine	**24**	**(1.359)**	**1.383**	**-**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**51.952**	**45.415**	**6.537**	**14,4%**
Indebitamento finanziario "Attività classificate come possedute per la vendita"	**699**	**646**	**53**	**8,2%**

(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.

L'**indebitamento finanziario netto**, pari a 51.952 milioni di euro al 31 dicembre 2021, registra un incremento di 6.537 milioni di euro rispetto ai 45.415 milioni di euro del 31 dicembre 2020, dovuto principalmente: (i) al fabbisogno generato dagli investimenti del periodo (13.108 milioni di euro comprensivi di 111 milioni di euro riclassificati come disponibili per la vendita), inclusi i contract asset; (ii) al pagamento di dividendi per complessivi 5.041 milioni di euro, comprensivi di coupon pagati a titolari di obbligazioni ibride per 71 milioni di euro; (iii) alle operazioni su minoranze azionarie (1.295 milioni di euro) relative principalmente all'incremento della quota di interessenza in Enel Américas a seguito dell'OPA lanciata in data 15 marzo 2021; (iv) allo sfavorevole andamento dei cambi per 1.918 milioni di euro; (v) all'incremento del debito per leasing (479 milioni di euro); (vi) ai pagamenti e al consolidamento del debito legati a operazioni di business combination in Australia, Spagna e Italia per complessivi 283 milioni di euro.

I positivi flussi di cassa generati dalla gestione operativa (10.069 milioni di euro), l'emissione di obbligazioni ibride perpetue (2.214 milioni di euro al netto dei costi di transazione), la conversione di obbligazioni ibride in obbligazioni ibride perpetue (967 milioni di euro al netto di costi di transazione) e la liquidità generata dalla cessione di Open Fiber per 2.423 milioni di euro hanno parzialmente compensato il fabbisogno finanziario connesso alle fattispecie sopra evidenziate.

Al 31 dicembre 2021 l'**indebitamento finanziario lordo**, in aumento di 12.932 milioni di euro rispetto all'anno precedente, è pari a 71.969 milioni di euro.

Indebitamento finanziario lordo

Milioni di euro	al 31.12.2021			al 31.12.2020		
	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	58.651	13.318	71.969	52.687	6.350	59.037
di cui:						
- finanziamenti sostenibili	*28.973*	*10.474*	*39.447*	*15.748*	*3.901*	*19.649*
Finaziamenti sostenibili/ Totale indebitamento lordo (%)			55%			33%

Più specificamente, l'**indebitamento finanziario lordo a lungo termine** (inclusa la quota a breve termine) è pari a 58.651 milioni di euro, di cui 28.973 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili, e risulta costituito da:

- obbligazioni per 41.799 milioni di euro, di cui 18.003 milioni di euro relativi a obbligazioni sostenibili, in aumento di 2.030 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2020. La movimentazione dei prestiti obbligazionari è stata determinata principalmente dalle numerose emissioni "sustainability linked" effettuate da Enel Finance International nel corso del 2021, solo parzialmente compensate dai rimborsi a scadenza dei prestiti obbligazionari, dai riacquisti anticipati di obbligazioni convenzionali effettuati dalla stessa Enel Finance International e da una operazione di consent solicitation per un ammontare pari a 900 milioni di euro posta in essere da Enel SpA su un prestito obbligazionario non convertibile subordinato ibrido convertito in ibrido perpetuo e pertanto rilevato contabilmente come strumento rappresentativo del capitale e non più come strumento di debito;
- finanziamenti bancari pari a 13.568 milioni di euro, di cui 10.970 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili; tali finanziamenti aumentano di 3.536 milioni di euro rispetto all'anno precedente per effetto principalmente dell'utilizzo di nuovi finanziamenti e delle differenze negative di cambio, solo parzialmente compensati dai rimborsi effettuati nel periodo. Tra i nuovi finanziamenti bancari si segnalano:
  - 1.508 milioni di euro relativi all'utilizzo di tre finanziamenti a tasso variabile concessi a Enel SpA e legati a obiettivi di sostenibilità;
  - 1.400 milioni di euro relativi a vari finanziamenti concessi a Endesa e legati a obiettivi di sostenibilità;
  - 300 milioni di euro relativi all'utilizzo di due finanziamenti a tasso variabile concessi a e-distribuzione dalla Banca Europea per gli Investimenti e legati a obiettivi di sostenibilità;
- debiti verso altri finanziatori pari a 3.284 milioni di euro, in aumento di 398 milioni di euro rispetto all'anno precedente.

L'**indebitamento finanziario lordo a breve termine**, che evidenzia un incremento di 6.968 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2020, è pari a 13.318 milioni di euro ed è formato principalmente da commercial paper pari a 10.708 milioni di euro, di cui 10.343 milioni di euro legati a obiettivi di sostenibilità.

Le **disponibilità e i crediti finanziari a breve e lungo termine**, pari a 20.017 milioni di euro, registrano un incremento di 6.395 milioni di euro rispetto a fine 2020 dovuto principalmente all'incremento dei crediti finanziari per cash collateral pari a 3.262 milioni di euro e delle disponibilità presso banche e titoli a breve per 2.973 milioni di euro.

Finanza sostenibile: finanza privata e pubblica per mobilitare capitali al servizio degli obiettivi climatici

Per Enel, "finanza sostenibile" significa sinergia tra finanza privata e pubblica. In particolare, la finanza privata veicola capitale privato verso investimenti sostenibili ovvero a beneficio di società la cui azione strategica mira a determinati obiettivi di sostenibilità, riflettendo il valore economico e finanziario della sostenibilità in un minor costo del debito. La finanza pubblica, d'altro canto, stimola la realizzazione di investimenti sostenibili, attraverso contributi a fondo perduto e prestiti a tassi di interesse agevolati.

In Enel, la finanza sostenibile gioca un ruolo cruciale nel supportare la crescita sostenibile del Gruppo, rappresentando, a fine 2021, più della metà del debito lordo e contribuendo a una progressiva riduzione del costo dell'indebitamento, attraverso il riconoscimento del valore della sostenibilità.

È per questo motivo che durante il 2021 Enel ha allargato l'approccio "sustainability linked" a tutti i suoi strumenti di indebitamento finanziario, attraverso la pubblicazione del "Sustainability-Linked Financing Framework", un documento onnicomprensivo con cui Enel ha illustrato come la sostenibilità possa essere integrata nelle diverse tipologie di operazioni finanziarie dell'azienda: linee di credito, commercial paper, emissioni obbligazionarie, garanzie e derivati su tassi di interesse e cambi.

Enel è stata la prima società a strutturare un framework con tali caratteristiche. Tale framework stabilisce un set di KPI, target e princípi che disciplinano lo sviluppo della finanza sostenibile in tutto il Gruppo con ambizione e trasparenza, legando la strategia finanziaria agli obiettivi di sostenibilità.

Gli strumenti finanziari e le operazioni finanziarie del Gruppo possono pertanto avere un tasso di interesse o altri termini finanziari o strutturali legati al raggiungimento di obiettivi in tema di riduzione delle emissioni dirette di gas serra (SDG 13 "Climate Action") e in tema di crescita della capacità installata alimentata da fonti rinnovabili (SDG 7 "Affordable and Clean Energy").

Il "Sustainability-Linked Financing Framework" è stato aggiornato a gennaio 2022 a seguito della presentazione del nuovo Piano Strategico e include, in particolare, l'ambizioso obiettivo di azzeramento di emissioni dirette di gas serra (Scope 1), anticipato dal 2050 al 2040.

	Valori consuntivati	Target					
	2021	2021	2022	2023	2024	2030	2040
Ammontare delle emissioni dirette di gas a effetto serra (Scope 1) - specifiche	227 gCO_{2eq}/kWh			148 gCO_{2eq}/kWh	140 gCO_{2eq}/kWh	82 gCO_{2eq}/kWh	0 gCO_{2eq}/kWh
Percentuale di capacità installata rinnovabile[1]	57,5%	55%	60%	65%	66%	80%	100%

(1) Nel calcolo del KPI non sono stati considerati 3.9 MW di capacità acquistata, derivante da impianti di produzione di energia acquisiti dal Gruppo, secondo i termini descritti nella documentazione contrattuale dei singoli strumenti.

Avendo conseguito, al 2021, una percentuale di capacità installata rinnovabile pari a 57,5%, Enel ha raggiunto l'obiettivo fissato in tutti quegli strumenti finanziari nei quali il tasso di interesse o altri termini finanziari o strutturali dell'operazione sono legati al raggiungimento di una percentuale di capacità installata rinnovabile pari o superiore al 55%. Si segnala, in particolare, il raggiungimento degli obiettivi contenuti nei primi prestiti obbligazionari "sustainability linked" emessi da Enel Finance International NV (EFI) nel 2019 sul mercato statunitense ed europeo.

Inoltre, il 2021 ha rappresentato un anno avvincente per il Gruppo e per la sua strategia di finanza sostenibile, con operazioni strutturate per più di 30 miliardi di euro equivalenti.

Partendo dalle esposizioni proprie delle diverse attività industriali, Enel ha sottoscritto, con più controparti finanziarie, accordi sia per derivati sia per garanzie sostenibili, legati entrambi alla capacità del Gruppo di realizzare i propri obiettivi di sostenibilità negli anni successivi.

Inoltre, a marzo 2021, Enel ha firmato una Sustainability-Linked Revolving Credit Facility da 10 miliardi di euro, la più grande linea sostenibile al mondo al momento della firma, legata all'obiettivo SDG 13. Nel mese di maggio 2021 Enel Finance America LLC ha strutturato un programma di commercial paper da 5 miliardi di dollari statunitensi, anch'esso con riferimento al medesimo obiettivo sostenibile.

Sul fronte delle emissioni obbligazionarie, nel periodo compreso tra giugno 2021 e settembre 2021 sono stati emessi da parte della società controllata EFI prestiti obbligazionari "sustainability linked"in euro e in dollari per un importo totale equivalente a circa 10 miliardi di euro.

Tali emissioni sono legate al raggiungimento dell'obiettivo di sostenibilità di Enel relativo alla riduzione di emissioni dirette di gas serra (Scope 1), in linea con il "Sustainability-Linked Financing Framework" del Gruppo. Contestualmente, EFI ha eseguito operazioni di riacquisto di prestiti obbligazionari convenzionali in circolazione, non legati al perseguimento di obiettivi SDG, per un importo complessivo pari a circa 8 miliardi di euro, tramite operazioni di offerta pubblica di acquisto volontaria e attraverso l'esercizio di apposite opzioni di riacquisto.

Tale programma di riacquisto di titoli obbligazionari, insieme alle nuove emissioni obbligazionarie "sustainability linked", ha consentito il raggiungimento di un rapporto tra le fonti di finanziamento sostenibile e l'indebitamento lordo totale del Gruppo pari a circa 55% a fine 2021, permettendo altresì una contestuale riduzione del costo dell'indebitamento del Gruppo e fornendo altresì un importante strumento di protezione da potenziali rialzi dei tassi di interesse dovuti all'accelerazione della ripresa economica, oltre che dalle politiche monetarie meno espansive delle banche centrali in risposta all'aumento dell'inflazione.

Nell'ambito della finanza pubblica il Gruppo supporta il piano di ripresa economica e mira a diventare un partner strategico per l'implementazione del Green Deal e del Recovery Plan a livello sia europeo sia nazionale. L'obiettivo è guidare una ripresa sostenibile, rapida ed efficace, attraverso un'ampia pipeline di progetti cantierabili incentrati su decarbonizzazione, reti elettriche ed elettrificazione, volti all'accelerazione della transizione verde e digitale dell'economia europea con un impatto significativo in termini di PIL, occupazione e riduzione di emissioni CO_2 e in pieno allineamento con la tassonomia europea.
A tal fine, il Gruppo ha identificato potenziali iniziative per circa 5,4 miliardi di euro di investimenti per il periodo 2022-2027 con impatto diretto sul Gruppo e in linea con le componenti dei Piani di Recovery nazionali in Italia, Spagna e Romania. Tali iniziative sono incentrate su idrogeno verde, rinnovabili e storage, rilancio dell'industria manufatturiera del fotovoltaico, smart grid, resilienza delle reti e infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica. Si stima che tali investimenti avranno un impatto addizionale sul PIL per circa 13,2 miliardi di euro, creando oltre 18.000 nuovi posti di lavoro.
Il Gruppo ha inoltre definito ulteriori linee progettuali con impatto indiretto in termini di benefíci e volte alla promozione di partnership con soggetti sia pubblici sia privati, in ottica di decarbonizzazione ed elettrificazione dei consumi mediante la diffusione di flotte di bus elettrici, la transizione verso i porti verdi e la promozione dell'efficienza energetica negli edifici pubblici.
Inoltre, nel contesto dei finanziamenti agevolati provenienti da istituzioni finanziarie internazionali e nazionali, 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 2021 il Gruppo ha firmato prestiti agevolati per un totale di 1,3 miliardi di euro che prevedono, sulla scia della finanza privata, l'inclusione di meccanismi "sustainability linked" legati all'SDG 13. Tra le principali operazioni, merita una particolare menzione il contratto di finanziamento "sustainability linked" per complessivi 600 milioni di euro tra e-distribuzione, società del Gruppo, e la Banca Europea per gli Investimenti (BEI), primo accordo di finanziamento "sustainability linked" per la BEI.
Nei prossimi anni Enel continuerà ad avvalersi di strumenti di finanza sostenibile, con l'obiettivo di raggiungere una quota di debito sostenibile sul totale dell'indebitamento di Gruppo pari a circa il 65% nel 2024 e oltre il 70% nel 2030.
La finanza "sustainability linked" continuerà quindi a rappresentare lo strumento perfetto per collegare obiettivi climatici ambiziosi alle strutture di finanziamento e affrontare le sfide future in tema di transizione energetica.

Flussi finanziari

Milioni di euro	2021	2020	2021-2020
Disponibilità e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio[1]	**6.002**	**9.080**	**(3.078)**
Cash flow da attività operativa	10.069	11.508	(1.439)
Cash flow da attività di investimento	(10.875)	(10.117)	(758)
Cash flow da attività di finanziamento	3.777	(3.972)	7.749
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	17	(497)	514
Disponibilità e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio[2]	**8.990**	**6.002**	**2.988**

(1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 5.906 milioni di euro al 1° gennaio 2021 (9.029 milioni di euro al 1° gennaio 2020), "Titoli a breve" pari a 67 milioni di euro al 1° gennaio 2021 (51 milioni di euro al 1° gennaio 2020) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 29 milioni di euro al 1° gennaio 2021.
(2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 8.858 milioni di euro al 31 dicembre 2021 (5.906 milioni di euro al 31 dicembre 2020), "Titoli a breve" pari a 88 milioni di euro al 31 dicembre 2021 (67 milioni di euro al 31 dicembre 2020) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 44 milioni di euro al 31 dicembre 2021 (29 milioni di euro al 31 dicembre 2020).

Il **cash flow da attività operativa** nell'esercizio 2021 è positivo per 10.069 milioni di euro, in riduzione di 1.439 milioni di euro rispetto al valore dell'esercizio precedente, principalmente a seguito dei maggiori oneri finanziari pagati per l'estinzione anticipata di taluni finanziamenti sostituiti da nuove emissioni obbligazionarie a tassi di interesse più vantaggiosi e delle più alte imposte pagate.

Il **cash flow da attività di investimento** nell'esercizio 2021 ha assorbito liquidità per 10.875 milioni di euro, mentre nel 2020 ne aveva assorbita per 10.117 milioni di euro.
In particolare, gli investimenti in attività materiali, immateriali, investimenti immobiliari e attività derivanti da contratti con i clienti, pari a 13.108 milioni di euro (inclusivi di 111 milioni di euro riclassificati come disponibili per la vendita), sono in crescita rispetto all'esercizio precedente, come analizzato in dettaglio nel commento del paragrafo successivo.
Gli investimenti in imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, ammontano a 283 milioni di euro e si riferiscono principalmente all'acquisizione di talune attività nell'ambito delle rinnovabili in Spagna per 79 milioni di euro, al consolidamento integrale del debito finanziario netto di alcune società australiane valutate con il metodo del patrimonio netto fino a dicembre 2020 e all'acquisto di CityPoste Payment SpA per un corrispettivo di circa 19 milioni di euro.
Le dismissioni di imprese o rami di imprese, espresse al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, sono pari a 61 milioni di euro e si riferiscono principalmente alla cessione del parco eolico in Bulgaria.
La liquidità generata dal decremento di altre attività di investimento nel 2021, pari a 2.455 milioni di euro, si riferisce prevalentemente alla variazione di cassa per 2.423 milioni di euro, realizzata a seguito della cessione di Open Fiber.

Il **cash flow da attività di finanziamento** ha generato liquidità per complessivi 3.777 milioni di euro, mentre nell'esercizio 2020 ne aveva assorbita per 3.972 milioni di euro. Il flusso dell'esercizio 2021 è sostanzialmente relativo:

- al pagamento dei dividendi per 4.970 milioni di euro, cui si aggiungono 71 milioni di euro pagati a titolari di obbligazioni ibride perpetue;
- al fabbisogno generato da operazioni su minoranze azionarie per 1.295 milioni di euro e relative principalmente all'incremento della quota di interessenza in Enel Américas a seguito dell'OPA lanciata in data 15 marzo 2021;
- all'incremento netto quale saldo tra rimborsi, nuove accensioni e altre variazioni di debiti finanziari per 7.913 milioni di euro;
- alla liquidità generata per 2.213 milioni di euro a seguito dell'emissione di un prestito obbligazionario non convertibile subordinato ibrido perpetuo, al netto degli oneri accessori connessi a tale emissione e degli oneri accessori relativi alla conversione di alcune obbligazioni in obbligazioni ibride perpetue.

Nel 2021 il cash flow da attività di investimento pari a 10.875 milioni di euro ha interamente assorbito il cash flow generato dall'attività operativa per 10.069 milioni di euro e per la differenza si è fatto ricorso ad attività di finanziamento per complessivi 3.777 milioni di euro. La differenza trova riscontro nell'incremento delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 31 dicembre 2021 risultano pari a 8.990 milioni di euro a fronte di 6.002 milioni di euro a fine 2020. Tale variazione risente anche degli effetti connessi all'andamento positivo dei cambi delle diverse valute locali rispetto all'euro per 17 milioni di euro.

Investimenti

Milioni di euro				
	2021	**2020**	**2021-2020**	
Generazione Termoelettrica e Trading	822	694	128	18,4%
Enel Green Power	5.662[1]	4.629	1.033	22,3%
Infrastrutture e Reti	5.296	3.937	1.359	34,5%
Mercati finali	643	460	183	39,8%
Enel X	367	303	64	21,1%
Servizi	139	103	36	35,0%
Holding e Altro	68	71	(3)	-4,2%
Totale	**12.997**	**10.197**	**2.800**	**27,5%**

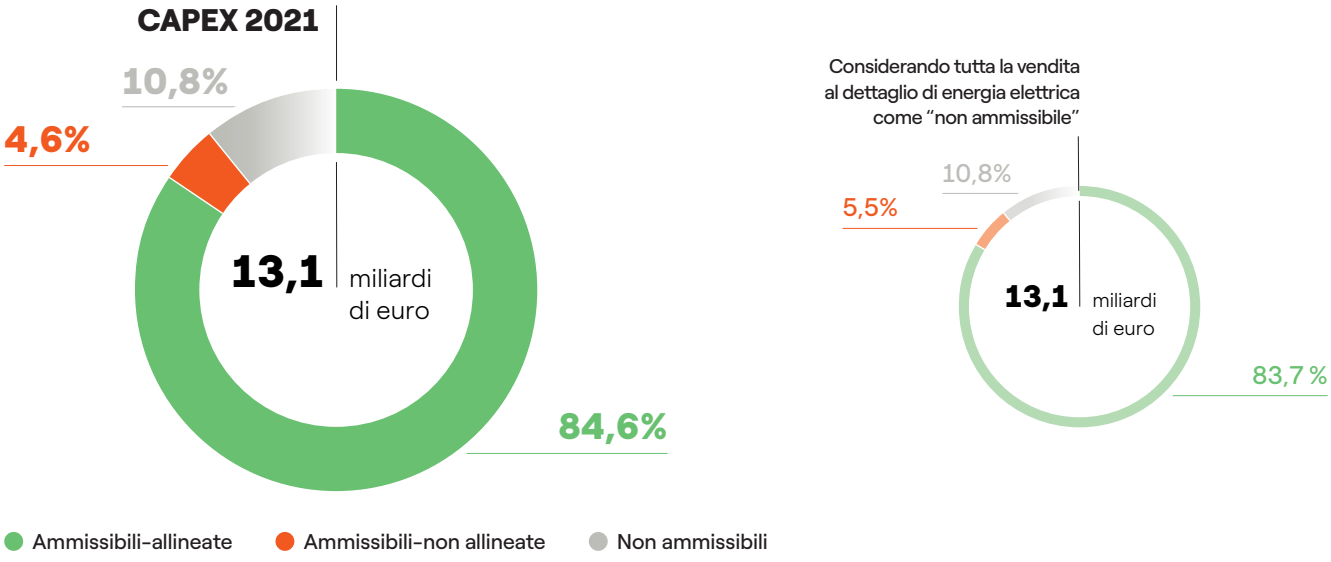
(1) Il dato non include 111 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Gli investimenti aumentano di 2.800 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.
In linea con gli accordi di Parigi in termini di riduzione delle emissioni di CO_2, guidato da obiettivi di efficienza energetica e di transizione energetica, il Gruppo Enel ha investito prevalentemente nelle rinnovabili. In particolare, l'aumento ha riguardato soprattutto gli Stati Uniti (579 milioni di euro), Iberia (253 milioni di euro), Colombia (192 milioni di euro), Italia (123 milioni di euro), India (122 milioni di euro), Russia (68 milioni di euro), Cile (66 milioni di euro), Perù (26 milioni di euro), Panama (25 milioni di euro) e Brasile (30 milioni di euro al netto del forte impatto sfavorevole dei cambi per 62 milioni di euro). Tali aumenti sono solo in parte mitigati dai minori investimenti in Sudafrica (338 milioni di euro),

Messico (118 milioni di euro) e Grecia (23 milioni di euro).
Al fine di rispondere agli eventi climatici esterni sempre più mutevoli e quindi investire sulla resilienza delle reti, in aumento sono risultati anche gli investimenti della distribuzione.
Maggiori sono gli investimenti della distribuzione in Italia (588 milioni di euro), Brasile (335 milioni di euro) e Iberia (243 milioni di euro), per il progetto Grid Blue Sky e per attività Quality e Remote Control, Argentina (74 milioni di euro), Cile (38 milioni di euro), Perù (29 milioni di euro), Colombia (31 milioni di euro) e Romania (10 milioni di euro).
In aumento sono gli investimenti nella Linea di Business dei Mercati finali, soprattutto in Italia (117 milioni di euro), Iberia (57 milioni di euro) e Romania (9 milioni di euro) essenzialmente per attività di digitalizzazione dei processi operativi di gestione della clientela.
L'incremento degli investimenti di Enel X si registra principalmente in Italia per 63 milioni di euro nel business e-Home con l'iniziativa commerciale Vivi Meglio per l'aumento dei volumi gestiti e per investimenti volti allo sviluppo di piattaforme tecnologiche globali per la gestione digitale del business, in Nord America (10 milioni di euro) per lo sviluppo di attività di storage e in Iberia nel business e-Home, a seguito del maggior volume di vendite rispetto al 2020. Tali effetti sono in parte compensati da minori investimenti in America Latina.
La crescita degli investimenti nell'ambito della Generazione Termoelettrica e Trading, soprattutto in Italia (123 milioni di euro), è ascrivibile alla riconversione di taluni impianti a carbone in impianti a gas a più basse emissioni di CO_2.

Infine, con riferimento agli investimenti (Capex), si riportano i risultati dell'allineamento di tale metrica alla tassonomia europea in relazione al 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 secondo quanto specificato nei capitoli "Tassonomia dell'Unione Europea" e "Dichiarazione sull'allineamento del business di Enel alla tassonomia europea".

Spese in conto capitale - (Capex) "Investimenti" in base alla tassonomia europea[1]



(1) Include 111 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come posseduto per la vendita.

L'84,6% delle spese in conto capitale - (Capex) "Investimenti" è riferito alle attività di business allineate alla tassonomia dell'UE, rispetto all'84,7% nel 2020.
Considerando tutta la vendita al dettaglio di energia elettrica come "non ammissibile", risulta allineato l'83,7% della spesa in conto capitale.
La percentuale degli investimenti delle attività ammissibili-allineate alla tassonomia è in linea con il valore del 2020.

L'incidenza percentuale degli investimenti del 2021 per le attività ammissibili-allineate è dell'1,9% inferiore al valore degli investimenti pianificato per il 2021 nel Piano Strategico 2021-2023 per le stesse attività. In termini assoluti l'ammontare degli investimenti del 2021 per le attività ammissibili-allineate risulta più alto di quello pianificato, soprattutto per i maggiori investimenti per incrementare la capacità rinnovabile del Gruppo (per 683 milioni di euro) rispetto a quelli previsti; tuttavia, sono stati effettuati anche maggiori investimenti in attività ammissibili-non allineate e in quelle non ammissibili (per 412 milioni di euro), in particolare su attività che riguardano la trasmissione e distribuzione di energia elettrica, la vendita di energia non certificata da garanzie di origine e la generazione termoelettrica.

Risultati economici per Linea di Business

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 dalle Linee di Business e 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 Paese.
La seguente rappresentazione grafica schematizza quanto sopra riportato.

	HOLDING						
	Linee di Business Globali					Business locali	
Regioni/ Paesi	Generazione Termoelettrica	Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Enel X	Mercati finali	Servizi
Italia	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Iberia	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Europa	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Africa, Asia e Oceania			✓		✓		
Nord America	✓	✓	✓		✓	✓	✓
America Latina	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Il modello organizzativo continua a essere basato su una struttura matriciale articolata in Linee di Business (Generazione Termoelettrica e Trading, Enel Green Power, Infrastrutture e Reti, Mercati finali, Enel X, Servizi e Holding/Altro) e aree geografiche (Italia, Iberia, Europa, America Latina, Nord America, Africa, Asia e Oceania, Central/Holding).

Risultati per Linea di Business del 2021 e del 2020

Risultati 2021[1]

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Holding e Altro	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	22.883	7.244	17.164	37.396	1.513	20	1.786	88.006	-	88.006
Ricavi e altri proventi intersettoriali	10.272	2.282	3.492	1.312	28	1.977	148	19.511	(19.511)	-
Totale ricavi	**33.155**	**9.526**	**20.656**	**38.708**	**1.541**	**1.997**	**1.934**	**107.517**	**(19.511)**	**88.006**
Risultati netti da contratti su commodity	535	(55)	-	2.044	-	-	(2)	2.522	-	2.522
Margine operativo lordo	**899**	**4.761**	**7.210**	**2.990**	**283**	**(86)**	**1.510**	**17.567**	**-**	**17.567**
Ammortamenti e impairment	3.485	1.679	2.862	1.333	253	237	38	9.887	-	9.887
Risultato operativo	**(2.586)**	**3.082**	**4.348**	**1.657**	**30**	**(323)**	**1.472**	**7.680**	**-**	**7.680**
Investimenti	**822**	**5.662[2]**	**5.296**	**643**	**367**	**139**	**68**	**12.997**	**-**	**12.997**

(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 111 milioni di euro riclassificati come disponibili per la vendita.

Risultati 2020[1] [2] [3] [4]

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Holding e Altro	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	14.332	5.852	15.919	28.793	1.097	2	9	66.004	-	66.004
Ricavi e altri proventi intersettoriali	7.404	1.840	3.510	715	24	1.868	145	15.506	(15.506)	-
Totale ricavi	**21.736**	**7.692**	**19.429**	**29.508**	**1.121**	**1.870**	**154**	**81.510**	**(15.506)**	**66.004**
Risultati netti da contratti su commodity	(421)	68	-	264	-	(6)	(4)	(99)	-	(99)
Margine operativo lordo	**1.700**	**4.647**	**7.520**	**3.121**	**152**	**(47)**	**(190)**	**16.903**	**-**	**16.903**
Ammortamenti e impairment	1.685	1.913	3.171	1.304	168	179	28	8.448	-	8.448
Risultato operativo	**15**	**2.734**	**4.349**	**1.817**	**(16)**	**(226)**	**(218)**	**8.455**	**-**	**8.455**
Investimenti	**694**	**4.629**	**3.937**	**460**	**303**	**103**	**71**	**10.197**	**-**	**10.197**

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri.
(2) I dati relativi ai ricavi terzi e intersettoriali tengono conto di una più puntuale determinazione.
(3) I dati relativi all'esercizio 2020 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value, alla fine del periodo, dei contratti outstanding per compravendita di commodity regolate con consegna fisica; tale diversa classificazione non ha comportato effetti sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del Bilancio consolidato.
(4) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 87 milioni di euro nel 2020, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del Bilancio consolidato.

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 Regione/Paese.

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] [2]

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading			Enel Green Power			Infrastrutture e Reti			Mercati finali		
	2021	2020	2021-2020	2021	2020	2021-2020	2021	2020	2021-2020	2021	2020	2021-2020
Italia	**464**	**488**	**(24)**	**1.184**	**1.362**	**(178)**	**3.836**	**3.861**	**(25)**	**2.311**	**2.372**	**(61)**
Iberia	**844**	**1.258**	**(414)**	**840**	**436**	**404**	**1.877**	**2.114**	**(237)**	**547**	**530**	**17**
America Latina	**350**	**340**	**10**	**1.809**	**1.982**	**(173)**	**1.810**	**1.684**	**126**	**263**	**203**	**60**
Argentina	*97*	*85*	*12*	*24*	*28*	*(4)*	*3*	*47*	*(44)*	*12*	*(7)*	*19*
Brasile	*132*	*66*	*66*	*334*	*271*	*63*	*1.120*	*964*	*156*	*136*	*107*	*29*
Cile	*(49)*	*64*	*(113)*	*536*	*825*	*(289)*	*144*	*157*	*(13)*	*44*	*25*	*19*
Colombia	*58*	*11*	*47*	*601*	*575*	*26*	*385*	*362*	*23*	*49*	*56*	*(7)*
Perù	*114*	*115*	*(1)*	*141*	*136*	*5*	*158*	*154*	*4*	*22*	*22*	-
Panama	*(2)*	*(1)*	*(1)*	*127*	*102*	*25*	-	-	-	-	-	-
Altri Paesi	-	-	-	*46*	*45*	*1*	-	-	-	-	-	-
Europa	**81**	**118**	**(37)**	**177**	**162**	**15**	**96**	**136**	**(40)**	**(41)**	**83**	**(124)**
Romania	*(2)*	*(2)*	-	*82*	*79*	*3*	*96*	*136*	*(40)*	*(41)*	*83*	*(124)*
Russia	*83*	*120*	*(37)*	*5*	*(7)*	*12*	-	-	-	-	-	-
Altri Paesi	-	-	-	*90*	*90*	-	-	-	-	-	-	-
Nord America	**(39)**	**17**	**(56)**	**699**	**769**	**(70)**	**-**	**-**	**-**	**6**	**9**	**(3)**
Stati Uniti e Canada	*(35)*	*18*	*(53)*	*627*	*695*	*(68)*	-	-	-	-	-	-
Messico	*(4)*	*(1)*	*(3)*	*72*	*74*	*(2)*	-	-	-	*6*	*9*	*(3)*
Africa, Asia e Oceania	**-**	**-**	**-**	**110**	**54**	**56**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Sudafrica	-	-	-	*82*	*53*	*29*	-	-	-	-	-	-
India	-	-	-	*3*	*6*	*(3)*	-	-	-	-	-	-
Altri Paesi	-	-	-	*25*	*(5)*	*30*	-	-	-	-	-	-
Altro	**2**	**9**	**(7)**	**(4)**	**(44)**	**40**	**44**	**6**	**38**	**-**	**-**	**-**
Totale	**1.702**	**2.230**	**(528)**	**4.815**	**4.721**	**94**	**7.663**	**7.801**	**(138)**	**3.086**	**3.197**	**(111)**

(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".

(2) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 87 milioni di euro nel 2020, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del Bilancio consolidato.

Enel X			Servizi			Holding e Altro			Totale		
2021	2020	2021-2020	2021	2020	2021-2020	2021	2020	2021-2020	2021	2020	2021-2020
131	**38**	**93**	**56**	**83**	**(27)**	**-**	**-**	**-**	**7.982**	**8.204**	**(222)**
52	**45**	**7**	**31**	**30**	**1**	**-**	**-**	**-**	**4.191**	**4.413**	**(222)**
92	**84**	**8**	**(77)**	**(86)**	**9**	**-**	**-**	**-**	**4.247**	**4.207**	**40**
5	*3*	*2*	*(3)*	*(3)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*138*	*153*	*(15)*
1	*2*	*(1)*	*(18)*	*(19)*	*1*	*-*	*-*	*-*	*1.705*	*1.391*	*314*
19	*15*	*4*	*(55)*	*(64)*	*9*	*-*	*-*	*-*	*639*	*1.022*	*(383)*
50	*42*	*8*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*1.143*	*1.046*	*97*
17	*22*	*(5)*	*(1)*	*-*	*(1)*	*-*	*-*	*-*	*451*	*449*	*2*
-	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*125*	*101*	*24*
-	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*46*	*45*	*1*
17	**9**	**8**	**7**	**4**	**3**	**-**	**-**	**-**	**337**	**512**	**(175)**
11	*10*	*1*	*7*	*4*	*3*	*-*	*-*	*-*	*153*	*310*	*(157)*
-	*(1)*	*1*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*88*	*112*	*(24)*
6	*-*	*6*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*96*	*90*	*6*
22	**(9)**	**31**	**-**	**(3)**	**3**	**(1)**	**(2)**	**1**	**687**	**781**	**(94)**
22	*(9)*	*31*	*-*	*(3)*	*3*	*(1)*	*(2)*	*1*	*613*	*699*	*(86)*
-	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*74*	*82*	*(8)*
-	**2**	**(2)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**110**	**56**	**54**
-	*2*	*(2)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*82*	*55*	*27*
-	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*3*	*6*	*(3)*
-	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*25*	*(5)*	*30*
(16)	**(8)**	**(8)**	**62**	**66**	**(4)**	**1.568**	**(175)**	**1.743**	**1.656**	**(146)**	**1.802**
298	**161**	**137**	**79**	**94**	**(15)**	**1.567**	**(177)**	**1.744**	**19.210**	**18.027**	**1.183**

Generazione Termoelettrica e Trading



Generazione Termoelettrica e Trading

37 GW
POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA
-22,4% da impianti a carbone rispetto al 2020

113,8 TWh
PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA
+5,3% da impianti a carbone rispetto al 2020

2,2%
RICAVI "COAL"
sul totale ricavi del Gruppo

€ 1.702 milioni
MARGINE OPERATIVO LORDO ORDINARIO
€ 2.230 mln nel 2020

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh

	2021	2020	2021-2020	
Impianti a carbone	13.858	13.155	703	5,3%
Impianti a olio combustibile e turbogas	22.709	19.401	3.308	17,1%
Impianti a ciclo combinato	51.718	43.353	8.365	19,3%
Impianti nucleari	25.504	25.839	(335)	-1,3%
Totale produzione netta	**113.789**	**101.748**	**12.041**	**11,8%**
- di cui Italia	*23.808*	*19.044*	*4.764*	*25,0%*
- di cui Iberia	*44.799*	*42.853*	*1.946*	*4,5%*
- di cui America Latina	*23.934*	*21.764*	*2.170*	*10,0%*
- di cui Europa	*21.248*	*18.087*	*3.161*	*17,5%*

L'incremento della produzione termoelettrica è attribuibile essenzialmente a un aumento della generazione sia da impianti a ciclo combinato per 8.365 milioni di kWh, sia da impianti a olio combustibile e turbogas per 3.308 milioni di kWh. La variazione in aumento da impianti a ciclo combinato è stata registrata principalmente in Italia (3.158 milioni di kWh), Iberia (3.078 milioni di kWh) e America Latina (1.905 milioni di kWh), mentre la variazione in aumento da impianti a olio combustibile e turbogas è stata registrata prevalentemente in Russia (2.938 milioni di kWh).

Potenza efficiente netta installata

MW

	2021	2020	2021-2020	
Impianti a carbone	6.910	8.903	(1.993)	-22,4%
Impianti a olio combustibile e turbogas	11.715	11.711	4	-
Impianti a ciclo combinato	15.039	15.009	30	0,2%
Impianti nucleari	3.328	3.328	-	-
Totale	**36.992**	**38.951**	**(1.959)**	**-5,0%**
- di cui Italia	*11.569*	*12.414*	*(845)*	*-6,8%*
- di cui Iberia	*12.751*	*13.871*	*(1.120)*	*-8,1%*
- di cui America Latina	*7.396*	*7.406*	*(10)*	*-0,1%*
- di cui Europa	*5.276*	*5.260*	*16*	*0,3%*

Rispetto al 2020, il decremento della potenza efficiente netta installata, pari a 1.959 MW, è principalmente riconducibile alla dismissione di impianti a carbone in Spagna e in Italia.

Risultati economici

Milioni di euro				
	2021	2020	2021-2020	
Ricavi[1]	33.155	21.736	11.419	52,5%
Margine operativo lordo	899	1.700	(801)	-47,1%
Margine operativo lordo ordinario	1.702	2.230	(528)	-23,7%
Risultato operativo	(2.586)	15	(2.601)	-
Risultato operativo ordinario	729	1.456	(727)	-49,9%
Investimenti	822	694	128	18,4%

(1) I dati relativi all'esercizio 2020 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value, alla fine del periodo, dei contratti outstanding per compravendita di commodity regolate con consegna fisica; tale diversa classificazione non ha comportato effetti sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del Bilancio consolidato.

Relativamente ai ricavi, si evidenzia che l'incidenza percentuale dei ricavi da impianti a carbone, a seguito delle scelte strategiche aziendali che si ispirano a un modello di business sostenibile in cui si perseguono, tra gli altri, obiettivi di lotta al cambiamento climatico, registra una diminuzione come risulta anche dalla seguente tabella:

Ricavi da fonte termoelettrica e nucleare

Milioni di euro		
	2021	2020
Ricavi[1] [2]		
Ricavi da generazione termoelettrica	13.501	7.517
- di cui da generazione a carbone	*1.904*	*1.639*
Ricavi da generazione nucleare	1.403	1.360
Percentuale dei ricavi da generazione termoelettrica sul totale ricavi	15,3%	11,4%
- di cui dei ricavi da generazione a carbone sul totale ricavi	*2,2%*	*2,5%*
Percentuale dei ricavi da generazione nucleare sul totale ricavi	1,6%	2,1%

(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.
(2) I dati relativi all'esercizio 2020 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value, alla fine del periodo, dei contratti outstanding per compravendita di commodity regolate con consegna fisica; tale diversa classificazione non ha comportato effetti sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del Bilancio consolidato.

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Regione/Paese nel 2021.

Ricavi[(1)]

Milioni di euro

	2021	2020	2021-2020	
Italia[(1)]	22.816	14.965	7.851	52,5%
Iberia[(1)]	8.344	5.125	3.219	62,8%
America Latina	2.390	1.304	1.086	83,3%
- di cui Argentina	*165*	*148*	*17*	*11,5%*
- di cui Brasile	*957*	*182*	*775*	*-*
- di cui Cile	*899*	*627*	*272*	*43,4%*
- di cui Colombia	*186*	*183*	*3*	*1,6%*
- di cui Perù	*183*	*164*	*19*	*11,6%*
Nord America	100	12	88	-
Europa	554	539	15	2,8%
- di cui Romania	*4*	*-*	*4*	*-*
- di cui Russia	*550*	*539*	*11*	*2,0%*
Altro	122	130	(8)	-6,2%
Elisioni e rettifiche	(1.171)	(339)	(832)	-
Totale	**33.155**	**21.736**	**11.419**	**52,5%**

(1) I dati relativi all'esercizio 2020 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value, alla fine del periodo, dei contratti outstanding per compravendita di commodity regolate con consegna fisica; tale diversa classificazione non ha comportato effetti sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del presente Bilancio consolidato.

I **ricavi** del 2021 sono pari a 33.155 milioni di euro, con un incremento di 11.419 milioni di euro rispetto a quelli del 2020. La variazione si riferisce prevalentemente:

- all'Italia, prevalentemente per l'aumento delle vendite di energia elettrica e di gas che riflette l'andamento al rialzo dei prezzi delle commodity, soprattutto del gas. e l'incremento della produzione di energia termoelettrica;
- alla Spagna, per l'aumento dei ricavi di vendita di energia elettrica connessi soprattutto all'aumento dei prezzi medi e alla rilevazione dell'indennizzo relativo ai diritti di emissione di CO_2 assegnati dal "*Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión*" (PNA) per 186 milioni di euro.

Margine operativo lordo ordinario

Milioni di euro

	2021	2020	2021-2020	
Italia	464	488	(24)	-4,9%
Iberia	844	1.258	(414)	-32,9%
America Latina	350	340	10	2,9%
- di cui Argentina	*97*	*85*	*12*	*14,1%*
- di cui Brasile	*132*	*66*	*66*	*-*
- di cui Cile	*(49)*	*64*	*(113)*	*-*
- di cui Colombia	*58*	*11*	*47*	*-*
- di cui Perù	*114*	*115*	*(1)*	*-0,9%*
- di cui Panama	*(2)*	*(1)*	*(1)*	*-*
Nord America	(39)	17	(56)	-
Europa	81	118	(37)	-31,4%
- di cui Romania	*(2)*	*(2)*	*-*	*-*
- di cui Russia	*83*	*120*	*(37)*	*-30,8%*
Altro	2	9	(7)	-77,8%
Totale	**1.702**	**2.230**	**(528)**	**-23,7%**

Il decremento del **margine operativo lordo ordinario** del 2021 di 528 milioni di euro è riferibile principalmente:

- alla riduzione in Iberia per 414 milioni di euro sostanzialmente riconducibile:
  - ai maggiori costi relativi all'acquisto di commodity energetiche e ai maggiori oneri da derivati su tali commodity, prevalentemente per effetto dell'oscillazione dei prezzi sul mercato;
  - ai maggiori costi del personale dovuti prevalentemente al rilascio nel 2020 del fondo per lo sconto energia al netto degli accantonamenti degli incentivi all'esodo.

  Tali effetti negativi sono stati solo parzialmente compensati dall'aumento dei ricavi per vendita di energia elettrica connesso soprattutto all'aumento dei prezzi medi e dalla rilevazione dell'indennizzo relativo ai diritti di emissione di CO_2 assegnati dal "*Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión*" (PNA) per 186 milioni di euro;
- alla variazione negativa del margine in Nord America per 56 milioni di euro essenzialmente determinata dai peggiori risultati netti da contratti su commodity;
- al decremento del margine in Russia per 37 milioni di euro prevalentemente ascrivibile all'abolizione del capacity payment per le centrali a gas;
- alla riduzione del margine in Cile per 113 milioni di euro dovuta prevalentemente alla rilevazione di maggiori costi di acquisto di commodity, soprattutto del gas, per un incremento sia dei prezzi sia dei volumi, in relazione alle maggiori quantità prodotte dagli impianti a ciclo combinato. Tale effetto è solo parzialmente compensato da un incremento dei ricavi per vendita di energia elettrica e dai migliori risultati netti da contratti su commodity.

Tali effetti sono stati in parte compensati dal miglioramento del margine in Brasile, per 66 milioni di euro, principalmente legato all'aumento dei ricavi di vendita per l'incremento dei volumi e dei prezzi medi.

Il **margine operativo lordo** pari a 899 milioni di euro (1.700 milioni di euro nel 2020) risente per 795 milioni di euro dei costi relativi alle attività, dirette e indirette, previste nei piani di riconversione del personale legati alla transizione energetica e alla digitalizzazione, principalmente in Italia, e per 8 milioni dei costi sostenuti a seguito della pandemia da COVID-19 per sanificazioni di ambienti di lavoro, dispositivi di protezione individuale e donazioni.

Risultato operativo ordinario

Milioni di euro

	2021	2020	2021-2020	
Italia	265	386	(121)	-31,3%
Iberia	271	787	(516)	-65,6%
America Latina	180	179	1	0,6%
- di cui Argentina	*27*	*32*	*(5)*	*-15,6%*
- di cui Brasile	*120*	*56*	*64*	*-*
- di cui Cile	*(91)*	*17*	*(108)*	*-*
- di cui Colombia	*41*	*(6)*	*47*	*-*
- di cui Perù	*86*	*80*	*6*	*7,5%*
- di cui altri Paesi	*(3)*	*-*	*(3)*	*-*
Nord America	(39)	14	(53)	-
Europa	52	82	(30)	-36,6%
- di cui Romania	*(2)*	*(2)*	*-*	*-*
- di cui Russia	*54*	*84*	*(30)*	*-35,7%*
Altro	-	8	(8)	-
Totale	**729**	**1.456**	**(727)**	**-49,9%**

Il decremento del **risultato operativo ordinario**, oltre a quanto già commentato nel margine operativo lordo ordinario, è connesso ai maggiori ammortamenti e impairment (complessivamente pari a 199 milioni di euro) rilevati nel corso del 2021 rispetto all'esercizio precedente, principalmente relativi ai maggiori oneri di smantellamento delle centrali termiche, soprattutto a carbone.

Il **risultato operativo** del 2021 risulta negativo ed è pari a 2.586 milioni di euro (15 milioni di euro nel 2020) risente, oltre a quanto già commentato nel risultato operativo ordinario, degli adeguamenti di valore di alcuni impianti in Spagna per 1.488 milioni di euro, degli oneri relativi ai piani di ristrutturazione per transizione energetica e digitalizzazione, principalmente in Italia, per 1.819 milioni di euro e dei costi non ricorrenti sostenuti per fronteggiare la pandemia COVID-19 per sanificazione di ambienti di lavoro, dispositivi di protezione individuale e donazioni per 8 milioni di euro.

Investimenti

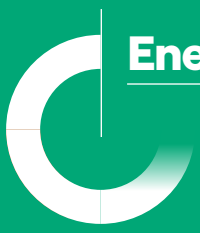
Milioni di euro

	2021	2020	2021-2020	
Italia	303	180	123	68,3%
Iberia	334	331	3	0,9%
America Latina	143	120	23	19,2%
Nord America	8	7	1	14,3%
Europa	34	56	(22)	-39,3%
Totale	**822**	**694**	**128**	**18,4%**

L'incremento degli **investimenti**, pari a 128 milioni di euro, si riferisce principalmente all'Italia. In particolare, gli investimenti effettuati in Italia nel 2021 riguardano essenzialmente la riconversione di alcuni impianti nell'ambito dei progetti di transizione energetica, attività per il miglioramento della qualità del servizio e attività di digitalizzazione.



Enel Green Power



Enel Green Power

50,1 GW
POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA
57,5% della potenza totale del Gruppo

108,8 TWh
PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA
+37,1% da impianti solari rispetto al 2020

€4.815 milioni
MARGINE OPERATIVO LORDO ORDINARIO
€ 4.721 mln nel 2020

€ 5.662 milioni[1]
INVESTIMENTI
+22,3% rispetto al 2020

(1) Il dato non include 111 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh

	2021	2020	2021-2020	
Idroelettrica	57.001	62.437	(5.436)	-8,7%
Geotermoelettrica[1]	6.086	6.128	(42)	-0,7%
Eolica	37.791	30.992	6.799	21,9%
Solare	7.899	5.763	2.136	37,1%
Altre fonti[1]	40	40	-	-
Totale produzione netta	**108.817**	**105.360**	**3.457**	**3,3%**
- di cui Italia	*24.157*	*23.451*	*706*	*3,0%*
- di cui Iberia	*12.794*	*13.415*	*(621)*	*-4,6%*
- di cui America Latina	*46.441*	*47.400*	*(959)*	*-2,0%*
- di cui Europa	*2.488*	*2.374*	*114*	*4,8%*
- di cui Nord America	*20.356*	*17.182*	*3.174*	*18,5%*
- di cui Africa, Asia e Oceania	*2.581*	*1.538*	*1.043*	*67,8%*

(1) I dati del 2020 tengono conto di una più puntuale determinazione dell'energia prodotta.

La produzione netta di energia elettrica nel 2021 registra un incremento del 3,3% rispetto al 2020 conseguente alla maggiore produzione da fonte eolica e solare, in parte compensata dalla minore produzione da fonte idroelettrica e geotermoelettrica.
Le variazioni più rilevanti da fonte eolica si registrano in Brasile (+3.138 milioni di kWh), negli Stati Uniti (+1.916 milioni di kWh), in Sudafrica (+550 milioni di kWh), in Messico (+497 milioni di kWh), in Iberia (+370 milioni di kWh), in Russia (+149 milioni di kWh) e in Canada (+104 milioni di kWh).

Il 37,1% di incremento delle quantità prodotte da fonte solare è riconducibile prevalentemente a Iberia (+569 milioni di kWh), Stati Uniti (+580 milioni di kWh), Australia (+477 milioni di kWh) e Brasile (+402 milioni di kWh).
La produzione da fonte idroelettrica ha registrato una forte riduzione a causa della minore idraulicità in America Latina (-4.597 milioni di kWh) e Iberia (-1.560 milioni di kWh), in minima parte compensata dalla maggiore produzione in Italia (+691 milioni di kWh).

Potenza efficiente netta installata

MW

	2021	2020	2021-2020	
Idroelettrica	27.847	27.820	27	0,1%
Geotermoelettrica	915	882	33	3,7%
Eolica	14.903	12.412	2.491	20,1%
Solare	6.395	3.897	2.498	64,1%
Altre fonti	6	5	1	20,0%
Totale potenza efficiente netta	**50.066**	**45.016**	**5.050**	**11,2%**
- di cui Italia	*14.040*	*13.986*	*54*	*0,4%*
- di cui Iberia	*8.390*	*7.781*	*609*	*7,8%*
- di cui America Latina	*16.506*	*14.554*	*1.952*	*13,4%*
- di cui Europa	*1.248*	*1.141*	*107*	*9,4%*
- di cui Nord America	*7.941*	*6.643*	*1.298*	*19,5%*
- di cui Africa, Asia e Oceania	*1.941*	*911*	*1.030*	*-*

L'incremento della potenza efficiente netta è dovuto principalmente all'entrata in esercizio di impianti solari negli Stati Uniti, Cile e Brasile ed eolici in Brasile, Stati Uniti e Sudafrica, nonché all'effetto del consolidamento integrale di alcune società in Australia, valutate con il metodo del patrimonio netto fino al 31 dicembre 2020.



Risultati economici

Milioni di euro				
	2021	2020	2021-2020	
Ricavi	9.526	7.692	1.834	23,8%
Margine operativo lordo	4.761	4.647	114	2,5%
Margine operativo lordo ordinario	4.815	4.721	94	2,0%
Risultato operativo	3.082	2.734	348	12,7%
Risultato operativo ordinario	3.480	3.460	20	0,6%
Investimenti	5.662[1]	4.629	1.033	22,3%

(1) Il dato non include 111 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Regione/Paese nel 2021.

Ricavi

Milioni di euro				
	2021	2020	2021-2020	
Italia	2.725	2.154	571	26,5%
Iberia	900	771	129	16,7%
America Latina	4.235	3.234	1.001	31,0%
- di cui Argentina	*37*	*39*	*(2)*	*-5,1%*
- di cui Brasile	*1.551*	*837*	*714*	*85,3%*
- di cui Cile	*1.375*	*1.209*	*166*	*13,7%*
- di cui Colombia	*884*	*814*	*70*	*8,6%*
- di cui Perù	*141*	*132*	*9*	*6,8%*
- di cui Panama	*153*	*136*	*17*	*12,5%*
- di cui altri Paesi	*94*	*67*	*27*	*40,3%*
Nord America	1.147	1.156	(9)	-0,8%
- di cui Stati Uniti e Canada	*971*	*1.018*	*(47)*	*-4,6%*
- di cui Messico	*176*	*138*	*38*	*27,5%*
Europa	358	323	35	10,8%
- di cui Romania	*220*	*198*	*22*	*11,1%*
- di cui Russia	*13*	*-*	*13*	*-*
- di cui Grecia	*125*	*114*	*11*	*9,6%*
- di cui Bulgaria	*-*	*9*	*(9)*	*-*
- di cui altri Paesi	*-*	*2*	*(2)*	*-*
Africa, Asia e Oceania	175	99	76	76,8%
Altro	264	226	38	16,8%
Elisioni e rettifiche	(278)	(271)	(7)	-2,6%
Totale	**9.526**	**7.692**	**1.834**	**23,8%**

L'incremento dei **ricavi** rispetto al 2020 è riconducibile principalmente:

- all'aumento delle vendite di energia elettrica realizzate in Brasile per le maggiori importazioni da Argentina e Uruguay e per l'entrata in funzione di nuovi impianti;
- all'aumento dei ricavi in Italia e in Spagna connessi all'aumento dei prezzi medi dell'energia;
- al consolidamento integrale di alcune società australiane, valutate con il metodo del patrimonio netto fino al 31 dicembre 2020.

Margine operativo lordo ordinario

Milioni di euro

	2021	2020	2021-2020	
Italia	1.184	1.362	(178)	-13,1%
Iberia	840	436	404	92,7%
America Latina	1.809	1.982	(173)	-8,7%
- di cui Argentina	*24*	*28*	*(4)*	*-14,3%*
- di cui Brasile	*334*	*271*	*63*	*23,2%*
- di cui Cile	*536*	*825*	*(289)*	*-35,0%*
- di cui Colombia	*601*	*575*	*26*	*4,5%*
- di cui Perù	*141*	*136*	*5*	*3,7%*
- di cui Panama	*127*	*102*	*25*	*24,5%*
- di cui altri Paesi	*46*	*45*	*1*	*2,2%*
Nord America	699	769	(70)	-9,1%
- di cui Stati Uniti e Canada	*627*	*695*	*(68)*	*-9,8%*
- di cui Messico	*72*	*74*	*(2)*	*-2,7%*
Europa	177	162	15	9,3%
- di cui Romania	*82*	*79*	*3*	*3,8%*
- di cui Russia	*5*	*(7)*	*12*	-
- di cui Grecia	*95*	*85*	*10*	*11,8%*
- di cui Bulgaria	*-*	*7*	*(7)*	-
- di cui altri Paesi	*(5)*	*(2)*	*(3)*	-
Africa, Asia e Oceania	110	54	56	-
Altro	(4)	(44)	40	90,9%
Totale	**4.815**	**4.721**	**94**	**2,0%**

La variazione positiva del **margine operativo lordo ordinario** è riconducibile principalmente:

- all'aumento del margine operativo lordo in Spagna soprattutto per il rilascio di accantonamenti effettuati in precedenza relativi a canoni idroelettrici a seguito dell'esito favorevole di un contenzioso nonché alle maggiori quantità prodotte e vendute dagli impianti eolici e solari e ai più alti prezzi medi dell'energia;
- al maggior margine in Africa, Asia e Oceania principalmente per il consolidamento integrale di alcune società in Australia, valutate con il metodo del patrimonio netto fino al 31 dicembre 2020, nonché per la maggiore produzione dei nuovi impianti eolici entrati in esercizio in Sudafrica;
- alla riduzione del margine in Italia principalmente per effetto del decremento del volume sui mercati spot, delle minori performance degli impianti idroelettrici e dell'aumento degli oneri da derivati su commodity;
- al minore margine in America Latina dovuto prevalentemente all'effetto cambi negativo e alla riduzione del margine in Cile principalmente per la minor produzione da fonte idroelettrica, dovuta alla scarsa idraulicità del Paese, che ha comportato più alti costi di approvvigionamento delle commodity per far fronte alle maggiori quantità vendute attraverso contratti di PPA (Power Purchase Agreement); tale impatto è in parte compensato dal miglioramento del margine in Brasile per le maggiori quantità di energia prodotte e vendute, per l'entrata in esercizio di nuovi impianti, e per l'effetto dei prezzi sui nuovi contratti di PPA stipulati, nonché dal più alto margine energia in Colombia per l'effetto positivo dei prezzi;
- alla riduzione del margine in Nord America, principalmente Stati Uniti e Canada, a causa del peggioramento del margine energia, nonché per la contabilizzazione nel 2020 dei maggiori proventi per indennizzi e contenziosi (31 milioni di euro) e per la vendita del progetto eolico Haystack da parte di Tradewind (45 milioni di euro). Tali effetti sono in parte compensati dai maggiori proventi per tax partnership (42 milioni di euro) rilevati a seguito dell'entrata in funzione di nuovi impianti di Enel North America, in particolare Azure Blue Jay, Lily Solar e Rochaven Ranchland.

Il **margine operativo lordo** pari a 4.761 milioni di euro (4.647 milioni di euro nel 2020) risente per 47 milioni di euro degli oneri accantonati per la transizione energetica e la digitalizzazione e per 7 milioni di euro dei costi sostenuti a seguito della pandemia da COVID-19 per sanificazioni di ambienti di lavoro, dispositivi di protezione individuale e donazioni.

Risultato operativo ordinario

Milioni di euro

	2021	2020	2021-2020	
Italia	902	1.072	(170)	-15,9%
Iberia	609	237	372	-
America Latina	1.448	1.605	(157)	-9,8%
- di cui Argentina	*18*	*22*	*(4)*	*-18,2%*
- di cui Brasile	*253*	*208*	*45*	*21,6%*
- di cui Cile	*378*	*660*	*(282)*	*-42,7%*
- di cui Colombia	*553*	*523*	*30*	*5,7%*
- di cui Perù	*107*	*99*	*8*	*8,1%*
- di cui Panama	*112*	*83*	*29*	*34,9%*
- di cui altri Paesi	*27*	*10*	*17*	-
Nord America	382	487	(105)	-21,6%
- di cui Stati Uniti e Canada	*334*	*444*	*(110)*	*-24,8%*
- di cui Messico	*48*	*43*	*5*	*11,6%*
Europa	114	93	21	22,6%
- di cui Romania	*61*	*58*	*3*	*5,2%*
- di cui Russia	*(1)*	*(13)*	*12*	*92,3%*
- di cui Grecia	*61*	*47*	*14*	*29,8%*
- di cui Bulgaria	*-*	*4*	*(4)*	-
- di cui altri Paesi	*(7)*	*(3)*	*(4)*	-
Africa, Asia e Oceania	46	21	25	-
Altro	(21)	(55)	34	61,8%
Totale	**3.480**	**3.460**	**20**	**0,6%**

Il **risultato operativo ordinario** del 2021, in aumento di 20 milioni di euro rispetto al 2020, risente di ammortamenti e impairment per 1.335 milioni di euro (1.261 milioni di euro nel 2020). Questi ultimi fanno riferimento principalmente ad ammortamenti di attività materiali, in aumento di 59 milioni di euro rispetto al 2020, per effetto dei nuovi investimenti realizzati negli ultimi anni.

Il **risultato operativo** del 2021 pari a 3.082 milioni di euro (2.734 milioni di euro nel 2020) risente di quanto già commentato nel margine operativo lordo e nel risultato operativo ordinario, degli adeguamenti di valore di alcuni impianti in Messico e Australia per 185 milioni di euro e di altri adeguamenti di valore per complessivi 159 milioni di euro riferiti principalmente alle attività associate all'impianto in concessione di PH Chucas in Costa Rica.

Investimenti

Milioni di euro

	2021	2020	2021-2020	
Italia	406	283	123	43,5%
Iberia	713	460	253	55,0%
America Latina	1.864	1.514	350	23,1%
Nord America	2.238	1.773	465	26,2%
Europa	204	157	47	29,9%
Africa, Asia e Oceania	207	414	(207)	-50,0%
Altro	30	28	2	7,1%
Totale	**5.662**[1]	**4.629**	**1.033**	**22,3%**

(1) Il dato non include 111 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Gli **investimenti** del 2021 registrano un incremento di 1.033 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, tale variazione è attribuibile a:

- maggiori investimenti in Nord America per 465 milioni di euro, riferiti prevalentemente ai maggiori investimenti negli Stati Uniti in impianti solari (378 milioni di euro) ed eolici (78 milioni di euro);
- maggiori investimenti in America Latina pari a 350 milioni e principalmente in impianti eolici (361 milioni di euro) e idroelettrici (39 milioni di euro), compensati dal decremento degli investimenti in impianti fotovoltaici (67 milioni di euro) e geotermici (19 milioni di euro); i maggiori investimenti sono concentrati prevalentemente in Colombia, Cile e Brasile;
- maggiori investimenti in Iberia per 253 milioni di euro prevalentemente in impianti solari (146 milioni di euro), eolici (98 milioni di euro) e idroelettrici (8 milioni di euro);
- più alti investimenti in Italia per 123 milioni di euro principalmente in impianti eolici (93 milioni di euro), solari (19 milioni di euro) e idroelettrici (23 milioni di euro), in minima parte compensati dalla riduzione degli impianti geotermici (7 milioni di euro);
- maggiori investimenti in Europa per 47 milioni di euro, in particolare in impianti eolici in Russia (67 milioni di euro). Tale effetto è in parte compensato dai minori investimenti realizzati in Grecia per 23 milioni di euro;
- minori investimenti in Africa, Asia e Oceania per 207 milioni di euro riferiti principalmente a investimenti più bassi in impianti eolici (292 milioni di euro) concentrati in Sudafrica (111 milioni di euro sono stati riclassificati come posseduti per la vendita), in parte compensati da maggiori investimenti in impianti eolici in India (47 milioni di euro) e fotovoltaici (85 milioni di euro) prevalentemente in India e Australia.


enel
enel



Infrastrutture e Reti



Infrastrutture e Reti

510,3 TWh
ENERGIA TRASPORTATA SULLA RETE DI DISTRIBUZIONE ENEL
485,2 TWh nel 2020

€ 7.663 milioni
MARGINE OPERATIVO LORDO ORDINARIO
€ 7.801 mln nel 2020

€ 5.296 milioni
INVESTIMENTI
40,7% sul totale investimenti del Gruppo

Dati operativi

Reti di distribuzione e trasporto di energia elettrica

Milioni di kWh

	2021	2020	2021-2020	
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel[1]	510.257	485.229	25.028	5,2%
- di cui Italia	*226.715*	*214.401*	*12.314*	*5,7%*
- di cui Iberia	*131.090*	*124.486*	*6.604*	*5,3%*
- di cui America Latina	*136.407*	*130.968*	*5.439*	*4,2%*
- di cui Europa	*16.045*	*15.374*	*671*	*4,4%*
Utenti finali con smart meter attivi (n.)[1]	44.968.974	44.293.483	675.491	1,5%

(1) I dati del 2020 tengono conto di una più puntuale rideterminazione.

Nel corso del 2021 si riscontra un incremento dell'energia trasportata sulla rete (5,2%) da ricondursi principalmente:

- all'Italia (5,7%), dove si registra un incremento della domanda di energia elettrica distribuita ai clienti in bassa, media, alta e altissima tensione mentre si decrementa leggermente l'energia distribuita ad altri distributori;
- all'Iberia (5,3%), dove l'incremento è dovuto essenzialmente all'aumento di energia trasportata da Edistribución Redes Digitales SL per effetto del lockdown del 2020 derivante dalla pandemia COVID-19;
- all'America Latina (4,2%), per l'incremento dei volumi vettoriati principalmente in Perù, Colombia e Argentina;
- all'Europa (4,4%), dove l'incremento dell'energia distribuita è stato rilevato in Romania ed è attribuibile sia al settore dei clienti business sia a quello dei clienti residenziali.

Frequenza media di interruzioni per cliente

	2021	2020	2021-2020	
SAIFI (n. medio)				
Italia	*1,8*	*1,7*	*0,1*	*5,9%*
Iberia	*1,4*	*1,4*	*-*	*-*
Argentina[1]	*4,9*	*4,4*	*0,5*	*11,4%*
Brasile	*4,8*	*5,4*	*(0,6)*	*-11,1%*
Cile	*1,5*	*1,5*	*-*	*-*
Colombia	*5,2*	*5,6*	*(0,4)*	*-7,1%*
Perù	*2,3*	*2,6*	*(0,3)*	*-11,5%*
Romania	*2,9*	*3,4*	*(0,5)*	*-14,7%*

(1) I dati del 2020 tengono conto di una più puntuale determinazione della frequenza media.

Durata media di interruzioni per cliente

	2021	2020	2021-2020	
SAIDI (minuti medi)				
Italia[1]	*42,9*	*42,1*	*0,8*	*1,9%*
Iberia[1]	*70,0*	*77,5*	*(7,5)*	*-9,7%*
Argentina[1]	*797,3*	*839,4*	*(42,1)*	*-5,0%*
Brasile	*607,9*	*678,8*	*(70,9)*	*-10,4%*
Cile	*152,3*	*171,2*	*(18,9)*	*-11,0%*
Colombia	*401,4*	*466,6*	*(65,2)*	*-14,0%*
Perù[1]	*413,9*	*418,6*	*(4,7)*	*-1,1%*
Romania	*109,7*	*134,5*	*(24,8)*	*-18,4%*

(1) I dati del 2020 tengono conto di una più puntuale determinazione della durata media.

Come evidenziato nelle tabelle sopra riportate, il livello qualitativo del servizio registra un miglioramento in quasi tutte le aree geografiche anche se l'indicatore SAIDI relativo alle interruzioni in Argentina è tuttora elevato, in particolare per guasti ai sistemi di trasmissione di alta tensione non gestiti dal Gruppo.

Perdite di rete

	2021	2020	2021-2020	
Perdite di rete (% media)				
Italia	*4,7*	*4,9*	*(0,2)*	*-4,1%*
Iberia[1]	*7,1*	*7,3*	*(0,2)*	*-2,7%*
Argentina	*18,0*	*18,9*	*(0,9)*	*-4,8%*
Brasile	*13,1*	*13,4*	*(0,3)*	*-2,2%*
Cile	*5,2*	*5,2*	*-*	*-*
Colombia	*7,5*	*7,6*	*(0,1)*	*-1,3%*
Perù	*8,5*	*8,8*	*(0,3)*	*-3,4%*
Romania	*8,7*	*9,2*	*(0,5)*	*-5,4%*

(1) I dati del 2020 tengono conto di una più puntuale determinazione delle perdite di rete.

Risultati economici

Milioni di euro				
	2021	**2020**	**2021-2020**	
Ricavi[1]	20.656	19.429	1.227	6,3%
Margine operativo lordo[1]	7.210	7.520	(310)	-4,1%
Margine operativo lordo ordinario[1]	7.663	7.801	(138)	-1,8%
Risultato operativo[1]	4.348	4.349	(1)	-
Risultato operativo ordinario[1]	4.813	4.846	(33)	-0,7%
Investimenti	5.296	3.937	1.359	34,5%

(1) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 87 milioni di euro nel 2020, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del Bilancio consolidato.

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Regione/Paese nel 2021.

Ricavi

Milioni di euro				
	2021	**2020**	**2021-2020**	
Italia	7.326	7.488	(162)	-2,2%
Iberia	2.489	2.617	(128)	-4,9%
America Latina	10.366	8.908	1.458	16,4%
- di cui Argentina	*688*	*647*	*41*	*6,3%*
- di cui Brasile[1]	*7.109*	*5.736*	*1.373*	*23,9%*
- di cui Cile	*1.262*	*1.229*	*33*	*2,7%*
- di cui Colombia	*630*	*601*	*29*	*4,8%*
- di cui Perù	*677*	*695*	*(18)*	*-2,6%*
Europa	414	396	18	4,5%
Altro	590	393	197	50,1%
Elisioni e rettifiche	(529)	(373)	(156)	-41,8%
Totale[1]	**20.656**	**19.429**	**1.227**	**6,3%**

(1) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 87 milioni di euro nel 2020, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del Bilancio consolidato.

L'incremento dei **ricavi** è riconducibile principalmente al Brasile ed è dovuto all'aumento dei volumi di energia distribuita e agli adeguamenti tariffari.
Tale incremento è in parte mitigato dalla riduzione dei ricavi in:

- Italia, dovuta essenzialmente alla rilevazione nel 2020 del provento connesso all'applicazione delle delibere n. 50/2018 e n. 461/2020 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA);
- Iberia, dovuta principalmente alla riduzione del tasso di remunerazione finanziaria applicabile dal 1° gennaio 2021 sul trasporto energia.

Margine operativo lordo ordinario

Milioni di euro

	2021	2020	2021-2020	
Italia	3.836	3.861	(25)	-0,6%
Iberia	1.877	2.114	(237)	-11,2%
America Latina	1.810	1.684	126	7,5%
- di cui Argentina	*3*	*47*	*(44)*	*-93,6%*
- di cui Brasile[1]	*1.120*	*964*	*156*	*16,2%*
- di cui Cile	*144*	*157*	*(13)*	*-8,3%*
- di cui Colombia	*385*	*362*	*23*	*6,4%*
- di cui Perù	*158*	*154*	*4*	*2,6%*
Europa	96	136	(40)	-29,4%
Altro	44	6	38	-
Totale[1]	**7.663**	**7.801**	**(138)**	**-1,8%**

(1) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 87 milioni di euro nel 2020, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del Bilancio consolidato.

Il **margine operativo lordo ordinario** si decrementa in particolar modo in Spagna per il rilascio del fondo relativo allo sconto energia rilevato nel 2020 (269 milioni di euro). Tale effetto è in parte compensato da un incremento del margine in Brasile per i maggiori volumi vettoriati a prezzi medi crescenti per effetto degli adeguamenti tariffari del periodo.

Il **margine operativo lordo** pari a 7.210 milioni di euro (7.520 milioni di euro nel 2020) risente di quanto commentato per il margine operativo lordo ordinario e delle seguenti partite non ricorrenti:

- degli oneri accantonati a fronte dei piani di ristrutturazione per transizione energetica e digitalizzazione principalmente in Italia e Brasile (389 milioni di euro) e degli oneri connessi alla rimozione di taluni contatori oggetto di sostituzione (34 milioni di euro);
- dei costi sostenuti a causa della pandemia COVID-19 per sanificazioni di ambienti di lavoro, dispositivi di protezione individuale e donazioni (30 milioni di euro).

Risultato operativo ordinario

Milioni di euro

	2021	2020	2021-2020	
Italia	2.500	2.407	93	3,9%
Iberia	1.094	1.364	(270)	-19,8%
America Latina	1.175	1.018	157	15,4%
- di cui Argentina	*(25)*	*31*	*(56)*	*-*
- di cui Brasile[1]	*708*	*527*	*181*	*34,3%*
- di cui Cile	*95*	*110*	*(15)*	*-13,6%*
- di cui Colombia	*297*	*261*	*36*	*13,8%*
- di cui Perù	*100*	*89*	*11*	*12,4%*
Europa	6	54	(48)	-88,9%
Altro	38	3	35	-
Totale[1]	**4.813**	**4.846**	**(33)**	**-0,7%**

(1) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 87 milioni di euro nel 2020, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del Bilancio consolidato.

La diminuzione del **risultato operativo ordinario** del 2021, inclusivo di ammortamenti e impairment per 2.850 milioni di euro (2.955 milioni di euro nel 2020), è riconducibile ai fenomeni commentati per il margine operativo lordo ordinario. Tale effetto è parzialmente mitigato dall'incremento in Italia dovuto principalmente alle minori svalutazioni dei crediti commerciali rispetto all'anno precedente (225 milioni di euro), in parte compensate per 57 milioni di euro dai maggiori ammortamenti scaturiti dalla riduzione della vita utile dei contatori elettronici di prima generazione.

Il **risultato operativo** del 2021 pari a 4.348 milioni di euro (4.349 milioni di euro nel 2020) risente di quanto già commentato nel risultato operativo ordinario.

Investimenti

Milioni di euro

	2021	2020	2021-2020	
Italia	2.554	1.966	588	29,9%
Iberia	874	631	243	38,5%
America Latina	1.663	1.156	507	43,9%
Europa	192	182	10	5,5%
Altro	13	2	11	-
Totale	**5.296**	**3.937**	**1.359**	**34,5%**

Gli **investimenti** nei due periodi messi a confronto registrano un incremento complessivo di 1.359 milioni di euro. In particolare, l'aumento è riconducibile:

- all'Italia, per l'incremento delle nuove connessioni ai clienti e per il miglioramento della qualità del servizio (attraverso i progetti e-grid e DSO 4.0). Si segnala, inoltre, l'incremento degli investimenti per l'introduzione dei contatori elettronici di ultima generazione per un importo di 46 milioni di euro a seguito della ripresa delle attività di sostituzione massiva dei contatori rallentate lo scorso anno dall'emergenza COVID-19;
- alla Spagna, per l'incremento degli investimenti relativi alle linee di distribuzione, alle substazioni, ai trasformatori e agli apparati di misurazione;
- all'America Latina e in particolar modo al Brasile, per l'incremento degli investimenti relativi alle linee di distribuzione e alle substazioni, alle attività di manutenzione e all'incremento di nuove connessioni.

Mercati finali





Mercati finali

309,4 TWh
ENERGIA ELETTRICA VENDUTA
298,2 TWh nel 2020

€ 3.086 milioni
MARGINE OPERATIVO LORDO ORDINARIO
€ 3.197 mln nel 2020

69,3 milioni
CLIENTI RETAIL
di cui 24,8 mln mercato libero

Dati operativi

Vendite di energia elettrica

Milioni di kWh

	2021	2020	2021-2020	
Mercato libero	175.958	160.202	15.756	9,8%
Mercato regolato	133.467	137.984	(4.517)	-3,3%
Totale	**309.425**	**298.186**	**11.239**	**3,8%**
- di cui Italia	*92.768*	*90.205*	*2.563*	*2,8%*
- di cui Iberia	*79.457*	*80.772*	*(1.315)*	*-1,6%*
- di cui America Latina	*127.906*	*118.388*	*9.518*	*8,0%*
- di cui Europa	*9.294*	*8.821*	*473*	*5,4%*

I maggiori volumi di energia elettrica venduti nel 2021 si riscontrano in particolare nel mercato libero relativo ai clienti Business to Business (B2B) prevalentemente in Italia e America Latina. Nel mercato regolato, invece, si rileva una diminuzione dei volumi in entrambi i segmenti di clientela (Business to Consumer e B2B), dovuta, principalmente, al minore numero di clienti rispetto al 2020.

Vendite di gas naturale

Milioni di m^3

	2021	2020	2021-2020	
Business to Consumer	3.731	3.637	94	2,6%
Business to Business	6.142	6.071	71	1,2%
Totale[(1)]	**9.873**	**9.708**	**165**	**1,7%**
- di cui Italia	*4.353*	*4.429*	*(76)*	*-1,7%*
- di cui Iberia	*5.180*	*5.022*	*158*	*3,1%*
- di cui America Latina	*160*	*155*	*5*	*3,2%*
- di cui Europa(1)	*180*	*102*	*78*	*76,5%*

(1) I dati del 2020 tengono conto di una più puntuale determinazione dei volumi venduti.

I maggiori volumi venduti prevalentemente in Spagna e in Romania nel 2021 sono stati in parte compensati dalla riduzione dei consumi in Italia nel segmento dei clienti B2B.
Il numero totale di clienti retail del Gruppo ammonta a 69.342.818, di cui 24.839.600 relativi al mercato libero, mentre al 31 dicembre 2020 ammontavano a 69.517.932, di cui 22.931.809 afferenti al mercato libero.

Risultati economici

Milioni di euro				
	2021	2020	2021-2020	
Ricavi	38.708	29.508	9.200	31,2%
Margine operativo lordo	2.990	3.121	(131)	-4,2%
Margine operativo lordo ordinario	3.086	3.197	(111)	-3,5%
Risultato operativo	1.657	1.817	(160)	-8,8%
Risultato operativo ordinario	1.753	1.906	(153)	-8,0%
Investimenti	643	460	183	39,8%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Regione/Paese nel 2021.

Ricavi

Milioni di euro				
	2021	2020	2021-2020	
Italia	19.818	14.869	4.949	33,3%
Iberia	16.177	11.987	4.190	35,0%
America Latina	1.393	1.492	(99)	-6,6%
- di cui Argentina	*2*	-	*2*	-
- di cui Brasile	*349*	*299*	*50*	*16,7%*
- di cui Cile	*93*	*271*	*(178)*	*-65,7%*
- di cui Colombia	*760*	*705*	*55*	*7,8%*
- di cui Perù	*189*	*217*	*(28)*	*-12,9%*
Nord America	7	10	(3)	-30,0%
Europa	1.309	1.150	159	13,8%
Altro	4	-	4	-
Totale	**38.708**	**29.508**	**9.200**	**31,2%**

I **ricavi** del 2021 registrano un incremento del 31,2% rispetto all'esercizio precedente, prevalentemente per maggiori proventi da "Vendite di energia elettrica" (+6.637 milioni di euro) e "Vendite di gas" (+2.459 milioni di euro) a seguito dei maggiori volumi e prezzi di vendita in Italia e in Spagna.

Margine operativo lordo ordinario

Milioni di euro				
	2021	2020	2021-2020	
Italia	2.311	2.372	(61)	-2,6%
Iberia	547	530	17	3,2%
America Latina	263	203	60	29,6%
- di cui Argentina	*12*	*(7)*	*19*	-
- di cui Brasile	*136*	*107*	*29*	*27,1%*
- di cui Cile	*44*	*25*	*19*	*76,0%*
- di cui Colombia	*49*	*56*	*(7)*	*-12,5%*
- di cui Perù	*22*	*22*	-	-
Nord America	6	9	(3)	-33,3%
Europa	(41)	83	(124)	-
Totale	**3.086**	**3.197**	**(111)**	**-3,5%**

Il **margine operativo lordo ordinario** del 2021 si riduce essenzialmente a seguito di:

- un decremento del margine in Romania per 124 milioni di euro che risente prevalentemente dei maggiori costi di acquisto dell'energia (257 milioni di euro), solo in parte compensati dai maggiori ricavi delle vendite (120 milioni di euro);
- un decremento del margine in Italia per 61 milioni di euro, dove il minor margine per 120 milioni di euro sul mercato regolato, dovuto principalmente ai minori ricavi riconosciuti per il servizio di commercializzazione alla vendita, è stato in parte compensato dal maggior margine conseguito sul mercato libero per 59 milioni di euro riconducibile prevalentemente ai maggiori volumi venduti grazie anche alla crescita del numero dei clienti; la riduzione del margine è anche dovuta a minori costi operativi nel 2020 a seguito del rilascio di un fondo relativo alla vertenza con un trader e alla rilevazione di una multa di 27 milioni di euro comminata dal Garante sulla privacy nel 2021.

Tali effetti negativi sono stati solo in parte compensati dall'incremento del margine in America Latina per 60 milioni di euro soprattutto in Brasile a seguito di adeguamenti tariffari e maggiori quantità vendute.

Il **margine operativo lordo** risulta pari a 2.990 milioni di euro (3.121 milioni di euro nel 2020) e, oltre a risentire degli effetti commentati per il margine operativo lordo ordinario, include anche le partite non ricorrenti relative agli oneri accantonati a fronte dei piani di ristrutturazione per transizione energetica e digitalizzazione (94 milioni di euro) e i costi non ricorrenti dovuti al COVID-19 per sanificazioni di ambienti di lavoro, dispositivi di protezione individuale e donazioni (2 milioni di euro).

Risultato operativo ordinario

Milioni di euro

	2021	2020	2021-2020	
Italia	1.508	1.548	(40)	-2,6%
Iberia	345	304	41	13,5%
America Latina	(41)	(6)	(35)	-
- di cui Argentina	*4*	*(44)*	*48*	-
- di cui Brasile	*(113)*	*(26)*	*(87)*	-
- di cui Cile	*20*	*11*	*9*	*81,8%*
- di cui Colombia	*31*	*41*	*(10)*	*-24,4%*
- di cui Perù	*17*	*12*	*5*	*41,7%*
Nord America	5	9	(4)	-44,4%
Europa	(64)	51	(115)	-
Totale	**1.753**	**1.906**	**(153)**	**-8,0%**

Il **risultato operativo ordinario** risente degli effetti commentati in precedenza per il margine operativo lordo ordinario, oltre che dei maggiori ammortamenti, per 42 milioni di euro, prevalentemente riferibili alle attività immateriali in Italia e in Spagna.

Il **risultato operativo** del 2021 pari a 1.657 milioni di euro (1.817 milioni di euro nel 2020) risente di quanto commentato nel margine operativo lordo e dei maggiori ammortamenti e impairment in Italia e Spagna già commentati sopra.

Investimenti

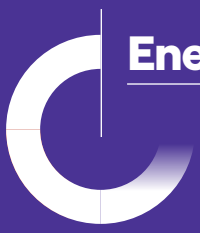
Milioni di euro

	2021	2020	2021-2020	
Italia	427	310	117	37,7%
Iberia	196	139	57	41,0%
Europa	20	11	9	81,8%
Totale	**643**	**460**	**183**	**39,8%**

La variazione positiva degli **investimenti** è principalmente riconducibile alle maggiori capitalizzazioni per gli oneri legati alle acquisizioni di nuovi contratti con la clientela.

Enel X





Enel X

157.209 n.
PUNTI DI RICARICA
105.079 nel 2020

2.821 migliaia
PUNTI LUCE
2.794 migliaia nel 2020

7,7 GW
DEMAND RESPONSE
6,0 GW nel 2020

€ 298 milioni
MARGINE OPERATIVO LORDO ORDINARIO
€ 161 mln nel 2020

+21,1%
INVESTIMENTI
rispetto al 2020
per un totale di € 367 mln

Dati operativi

	2021	2020	2021-2020	
Demand response (MW)	7.713	6.038	1.675	27,7%
Punti luce (migliaia di unità)	2.821	2.794	27	1,0%
Storage (MW)	375	123	252	-
Punti di ricarica (n.)[(1)]	157.209	105.079	52.130	49,6%

(1) I dati del 2020 tengono conto di una loro più puntuale determinazione.

I punti di ricarica realizzati a privati registrano un incremento di 48.430 unità prevalentemente in Nord America e in Italia, mentre i punti di ricarica pubblici sono incrementati di 3.700 unità principalmente in Italia e in Spagna.

Risultati economici

Milioni di euro				
	2021	2020	2021-2020	
Ricavi	1.541	1.121	420	37,5%
Margine operativo lordo	283	152	131	86,2%
Margine operativo lordo ordinario	298	161	137	85,1%
Risultato operativo	30	(16)	46	-
Risultato operativo ordinario	44	(7)	51	-
Investimenti	367	303	64	21,1%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Regione/Paese nel 2021.

Ricavi

Milioni di euro

	2021	2020	2021-2020	
Italia	536	324	212	65,4%
Iberia	271	244	27	11,1%
America Latina	275	218	57	26,1%
- di cui Argentina	*12*	*7*	*5*	*71,4%*
- di cui Brasile	*23*	*20*	*3*	*15,0%*
- di cui Cile	*66*	*68*	*(2)*	*-2,9%*
- di cui Colombia	*127*	*75*	*52*	*69,3%*
- di cui Perù	*47*	*48*	*(1)*	*-2,1%*
Nord America	274	192	82	42,7%
Europa	88	53	35	66,0%
Africa, Asia e Oceania	67	55	12	21,8%
Altro	164	156	8	5,1%
Elisioni e rettifiche	(134)	(121)	(13)	-10,7%
Totale	**1.541**	**1.121**	**420**	**37,5%**

I **ricavi** del 2021 registrano un incremento del 37,5% rispetto all'esercizio precedente. In particolare si registrano maggiori proventi:

- in Italia, per i risultati positivi delle iniziative commerciali di riqualificazione energetica e sismica nei business e-Home e Vivi Meglio;
- in Colombia, per le attività legate al progetto e-Bus;
- in Nord America, per la crescita nell'attività di demand response.

Margine operativo lordo ordinario

Milioni di euro

	2021	2020	2021-2020	
Italia	131	38	93	-
Iberia	52	45	7	15,6%
America Latina	92	84	8	9,5%
- di cui Argentina	*5*	*3*	*2*	*66,7%*
- di cui Brasile	*1*	*2*	*(1)*	*-50,0%*
- di cui Cile	*19*	*15*	*4*	*26,7%*
- di cui Colombia	*50*	*42*	*8*	*19,0%*
- di cui Perù	*17*	*22*	*(5)*	*-22,7%*
Nord America	22	(9)	31	-
Europa	17	9	8	88,9%
Africa, Asia e Oceania	-	2	(2)	-
Altro	(16)	(8)	(8)	-
Totale	**298**	**161**	**137**	**85,1%**

Il **margine operativo lordo ordinario** si incrementa prevalentemente in Italia e Nord America per la migliore marginalità dei servizi associati, rispettivamente, alle nuove iniziative commerciali e alle attività di demand response.
Il **margine operativo lordo** ammonta a 283 milioni di euro (152 milioni di euro nel 2020). La differenza nel 2021 rispetto al margine operativo lordo ordinario, pari a 15 milioni di euro, è relativa agli oneri accantonati a fronte dei piani di ristrutturazione per transizione energetica e digitalizzazione.

Risultato operativo ordinario

Milioni di euro

	2021	2020	2021-2020	
Italia	17	(11)	28	-
Iberia	4	(1)	5	-
America Latina	72	72	-	-
- di cui Argentina	*5*	*3*	*2*	*66,7%*
- di cui Brasile	*1*	*(2)*	*3*	*-*
- di cui Cile	*17*	*14*	*3*	*21,4%*
- di cui Colombia	*39*	*41*	*(2)*	*-4,9%*
- di cui Perù	*10*	*16*	*(6)*	*-37,5%*
Nord America	(22)	(52)	30	57,7%
Europa	13	3	10	-
Africa, Asia e Oceania	(3)	(1)	(2)	-
Altro	(37)	(17)	(20)	-
Totale	**44**	**(7)**	**51**	**-**

Il **risultato operativo ordinario** risulta inclusivo di ammortamenti e impairment per 254 milioni di euro (168 milioni di euro nel 2020). L'incremento degli ammortamenti e impairment è sostanzialmente riconducibile ai maggiori ammortamenti di attività immateriali registrati in Enel X Italia.

Il **risultato operativo** del 2021 pari a 30 milioni di euro (-16 milioni di euro nel 2020) risente di quanto commentato nel margine operativo lordo, del positivo adeguamento di valore dell'impianto storage di Cremzow (1 milione di euro) e dei maggiori ammortamenti di attività immateriali registrati in Enel X Italia.

Investimenti

Milioni di euro

	2021	2020	2021-2020	
Italia	99	70	29	41,4%
Iberia	54	50	4	8,0%
America Latina	48	67	(19)	-28,4%
Nord America	46	36	10	27,8%
Europa	4	5	(1)	-20,0%
Africa, Asia e Oceania	10	3	7	-
Altro	106	72	34	47,2%
Totale	**367**	**303**	**64**	**21,1%**

Gli **investimenti** crescono prevalentemente in Italia nel business Vivi Meglio per l'incremento dei volumi gestiti, in Nord America come conseguenza della crescita nell'attività di storage e in Iberia nel business e-Home, a seguito del maggior volume di vendite rispetto al 2020.
Inoltre, un rilevante incremento è stato registrato in Enel X Srl per gli investimenti volti allo sviluppo di piattaforme tecnologiche globali per la gestione digitale del business.
La riduzione degli investimenti in America Latina è dovuta principalmente all'esecuzione, nel 2020, di progetti legati al business degli e-Bus in Colombia. Tale riduzione è stata parzialmente compensata dai maggiori investimenti in progetti di Smart Lighting in Perù e in progetti di Distributed Energies in Brasile.

Servizi, Holding e Altro



Risultati economici

Milioni di euro				
	2021	**2020**	**2021-2020**	
Ricavi[(1)]	3.931	2.024	1.907	94,2%
Margine operativo lordo	1.424	(237)	1.661	-
Margine operativo lordo ordinario	1.646	(83)	1.729	-
Risultato operativo	1.149	(444)	1.593	-
Risultato operativo ordinario	1.416	(290)	1.706	-
Investimenti	207	174	33	19,0%

(1) Per una migliore rappresentazione sono state attribuite al settore Holding alcune elisioni interne in precedenza riportate nelle Elisioni e rettifiche intersettoriali per un importo pari a 115 milioni di euro per l'anno 2020.

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Regione/Paese nel 2021.

Ricavi

Milioni di euro				
	2021	**2020**	**2021-2020**	
Italia	760	749	11	1,5%
Iberia	465	480	(15)	-3,1%
America Latina	17	13	4	30,8%
Europa	24	24	-	-
Altro [(1)]	2.895	988	1.907	-
Elisioni e rettifiche	(230)	(230)	-	-
Totale	**3.931**	**2.024**	**1.907**	**94,2%**

(1) Per una migliore rappresentazione sono state attribuite al settore Holding alcune elisioni interne in precedenza riportate nelle Elisioni e rettifiche intersettoriali per un importo pari a 115 milioni di euro per l'anno 2020.

L'incremento dei **ricavi** nel 2021 è riconducibile prevalentemente alla plusvalenza legata alla cessione di Open Fiber, nell'ambito del modello di business di Stewardship, pari a 1.763 milioni di euro e all'incremento dei servizi prestati alle altre Linee di Business.

Margine operativo lordo ordinario

Milioni di euro

	2021	2020	2021-2020	
Italia	56	83	(27)	-32,5%
Iberia	31	30	1	3,3%
America Latina	(77)	(86)	9	10,5%
Nord America	(1)	(5)	4	80,0%
Europa	7	4	3	75,0%
Altro	1.630	(109)	1.739	-
Totale	**1.646**	**(83)**	**1.729**	**-**

L'incremento del **margine operativo lordo ordinario** nel 2021 è ascrivibile prevalentemente alla suddetta variazione dei ricavi, in parte compensata da maggiori costi per servizi, soprattutto per attività informatiche, e da maggiori accantonamenti per contenziosi in Italia.

Il **margine operativo lordo** risulta pari a 1.424 milioni di euro (237 milioni di euro negativi nel 2020). Le partite straordinarie presenti nel 2021 sono rappresentate quasi esclusivamente dagli accantonamenti ai piani di ristrutturazione e digitalizzazione per complessivi 216 milioni di euro. I costi sostenuti per la pandemia da COVID-19 per sanificazioni di ambienti di lavoro, dispositivi di protezione individuale e donazioni pari a 6 milioni di euro si sono ridotti di 41 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Risultato operativo ordinario

Milioni di euro

	2021	2020	2021-2020	
Italia	(16)	14	(30)	-
Iberia	(20)	(16)	(4)	-25,0%
America Latina	(79)	(88)	9	10,2%
Nord America	(1)	(6)	5	83,3%
Europa	5	3	2	66,7%
Altro	1.527	(197)	1.724	-
Totale	**1.416**	**(290)**	**1.706**	**-**

Il **risultato operativo ordinario** del 2021 è sostanzialmente in linea con l'incremento del margine operativo lordo ordinario, tenuto conto di maggiori ammortamenti e impairment per 23 milioni di euro.

Il **risultato operativo** del 2021 pari a 1.149 milioni di euro (444 milioni di euro negativi nel 2020) risente di quanto già commentato nel margine operativo lordo e nel risultato operativo ordinario e dell'impairment di 45 milioni della sede centrale del Gruppo a Roma a seguito della parziale demolizione dell'immobile oggetto di ristrutturazione.

Investimenti

Milioni di euro

	2021	2020	2021-2020	
Italia	53	33	20	60,6%
Iberia	32	27	5	18,5%
America Latina	4	3	1	33,3%
Nord America	1	-	1	-
Europa	1	-	1	-
Altro	116	111	5	4,5%
Totale	**207**	**174**	**33**	**19,0%**

L'incremento degli **investimenti** nel 2021 in Italia è da attribuire principalmente ai lavori di ristrutturazione sugli immobili e a sviluppo software.

Il titolo Enel

Enel e i mercati finanziari

	2021	2020
Margine operativo lordo per azione (euro)[1]	1,73	1,66
Risultato operativo per azione (euro)[1]	0,76	0,83
Risultato netto del Gruppo per azione (euro)	0,31	0,26
Risultato netto del Gruppo ordinario per azione (euro)	0,55	0,51
Dividendo unitario (euro)	0,380	0,358
Patrimonio netto del Gruppo per azione (euro)	2,92	2,79
Prezzo massimo dell'anno (euro)	8,95	8,57
Prezzo minimo dell'anno (euro)	6,53	5,23
Prezzo medio del mese di dicembre (euro)	6,77	8,17
Capitalizzazione borsistica (milioni di euro)[2]	68.804	83.110
Numero di azioni al 31 dicembre (milioni)[3]	10.167	10.167

(1) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 87 milioni di euro nel 2020, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del Bilancio consolidato.
(2) Calcolata sul prezzo medio del mese di dicembre.
(3) Il numero di azioni include n. 4.889.152 azioni proprie nel 2021 e n. 3.269.152 azioni proprie nel 2020.

		Corrente[1]	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Rating					
Standard & Poor's	Outlook	STABLE	STABLE	STABLE	STABLE
	M/L termine	BBB+	BBB+	BBB+	BBB+
	Breve termine	A-2	A-2	A-2	A-2
Moody's	Outlook	STABLE	POSITIVE	POSITIVE	POSITIVE
	M/L termine	Baa1	Baa1	Baa2	Baa2
	Breve termine	-	-	-	-
Fitch	Outlook	STABLE	STABLE	STABLE	STABLE
	M/L termine	BBB+	A-	A-	A-
	Breve termine	F2	F2	F2	F2

(1) Dati aggiornati al 31 gennaio 2022.

Il contesto economico mondiale nel 2021 è stato caratterizzato da una generalizzata ripresa economica con una crescita stimata del PIL mondiale di circa il 5,8% su base annuale nel 2021. Tale recupero è stato reso possibile, soprattutto nei Paesi più sviluppati, attraverso un significativo supporto fiscale dei Governi e grazie a una rapida ed efficace campagna vaccinale. Le riaperture a inizio 2021 hanno tuttavia generato forti squilibri tra domanda e offerta su scala globale causando forti distorsioni sulle catene di approvvigionamento e, di conseguenza, spingendo verso l'alto i prezzi delle materie prime e dei beni intermedi e di consumo.

Il PIL degli Stati Uniti, in aumento del 5,7% su base annuale nel 2021, è cresciuto nel secondo semestre meno delle attese di inizio anno.

Nell'Eurozona l'economia reale ha segnato una netta ripresa sia nel secondo sia nel terzo trimestre 2021, con il PIL annuale in crescita del 5,2%. Tuttavia, la ripresa economica ha rallentato nel quarto trimestre a causa di repentini aumenti dei prezzi energetici e di nuove ondate di casi per la variante Omicron che hanno spinto molti Paesi a reintrodurre chiusure delle attività e restrizioni sulla mobilità.

In America Latina la riapertura delle economie nazionali è

coincisa con un aumento globale dei prezzi del cibo e dell'energia, un contesto di valute locali deboli e periodi di siccità grave in numerose zone rilevanti dell'area. Questi fenomeni hanno comportato un aumento del livello dei prezzi con l'inflazione attestatasi, in molti casi, ben al di sopra dei target delle banche centrali locali.

La ripresa economica si è riflessa anche sui mercati finanziari. I principali indici azionari europei hanno chiuso il 2021 positivamente; l'indice italiano FTSE-MIB +23,0%, l'indice spagnolo Ibex35 +7,9%, il DAX30 tedesco +15,8% e l'indice francese CAC40 +28,9%.

Il settore delle utility dell'area euro (EURO STOXX Utilities) ha chiuso l'esercizio con un incremento del 3,6%.

Infine, il titolo Enel ha concluso il 2021 con una quotazione di 7,046 euro per azione, con un decremento del 14,9% rispetto all'anno precedente.

Il 20 gennaio 2021 è stato liquidato un acconto sul dividendo pari a 0,175 euro relativo agli utili 2020 e il 21 luglio 2021 è stato pagato il saldo del dividendo per lo stesso esercizio per un importo pari a 0,183 euro. L'ammontare totale dei dividendi distribuiti nel corso del 2021 è stato pari a 0,358 euro per azione, circa il 9% in più rispetto ai 0,328 euro distribuiti nel 2020.

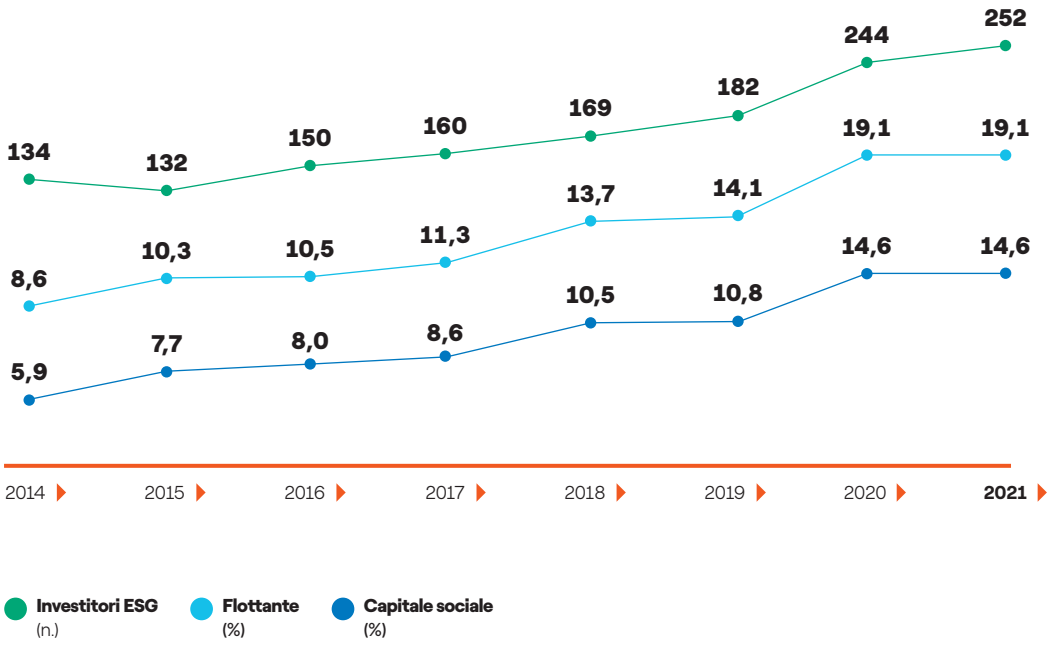
In relazione all'utile netto ordinario relativo all'esercizio 2021, il 26 gennaio 2022 è stato pagato un acconto sul dividendo per un importo pari a 0,19 euro per azione, mentre il pagamento del saldo del dividendo è previsto il 20 luglio 2022.

Al 31 dicembre 2021 gli investitori istituzionali hanno ridotto la loro posizione rappresentando il 59,4% del capitale sociale (*vs* 62,3% al 31 dicembre 2020), mentre la quota degli investitori individuali è salita al 17,0% (*vs* 14,1% al 31 dicembre 2020). Rimane stabile al 23,6% la quota del Ministero dell'Economia e delle Finanze. I fondi SRI rappresentano circa il 14,6% del capitale sociale (essenzialmente invariato rispetto al 31 dicembre 2020) e il 24,6% degli investitori istituzionali (*vs* 23,4% al 31 dicembre 2020). Gli investitori firmatari dei PRI (Principles for Responsible Investment) rappresentano il 46,6% del capitale sociale (*vs* 47,8% al 31 dicembre 2020).

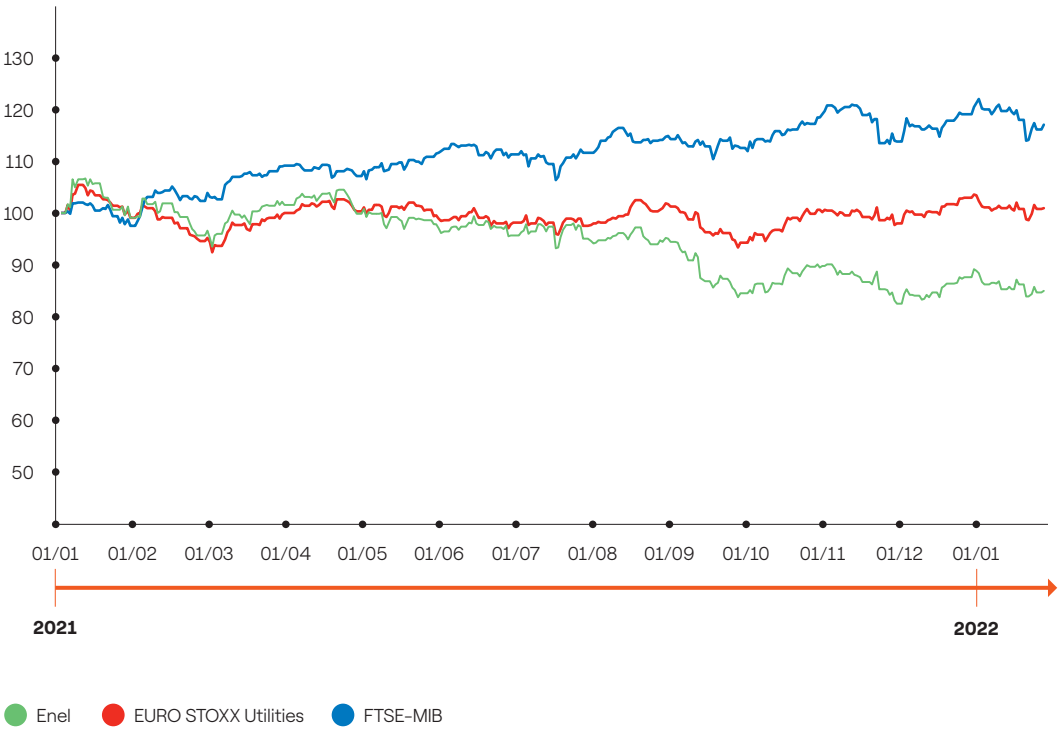
Per ulteriori informazioni si invita a visitare il sito web istituzionale (www.enel.com) alla sezione Investitori (https://www.enel.com/it/investitori/in-evidenza) e a scaricare l'app "Enel Investor", dove possono essere reperite sia informazioni di carattere economico-finanziario (bilanci, relazioni 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: +39-0683051; indirizzo di posta elettronica: investor.relations@enel.com).

Andamento degli investitori ESG



Andamento titolo Enel e indici EURO STOXX Utilities e FTSE-MIB dal 1° gennaio 2021 al 31 gennaio 2022 (base 100)



Innovazione e digitalizzazione

Innovazione e digitalizzazione sono per Enel elementi chiave della propria strategia, per crescere in un contesto in veloce trasformazione, garantendo elevati standard di sicurezza, business continuity ed efficienza operativa, e consentendo così nuovi usi dell'energia, nuovi modi di gestirla e renderla accessibile a sempre più persone.

Enel, inoltre, opera attraverso un modello di Open Innovability®, un ecosistema basato sulla condivisione che permette di connettere le aree dell'azienda con startup, partner industriali, piccole e medie imprese, centri di ricerca, università tramite diversi sistemi come, per esempio, le piattaforme di crowdsourcing e la rete di Innovation Hub. L'azienda ha all'attivo numerosi accordi di partnership di innovazione che, oltre ai campi d'azione tradizionali legati alle energie rinnovabili e alla generazione convenzionale, hanno promosso lo sviluppo di nuove soluzioni per l'e-mobility, le microgrid, l'efficienza energetica e l'industrial Internet of Things (IoT).
La strategia di innovazione di Enel fa leva sulla piattaforma online di crowdsourcing openinnovability.com e su una rete globale di 10 Innovation Hub (di cui 3 sono anche Lab) e 22 Lab (di cui 3 dedicati alle startup) che consolida il nuovo modello di collaborazione con le startup e le PMI. Queste ultime propongono soluzioni innovative e nuovi modelli di business ed Enel mette a disposizione le proprie competenze, le strutture per il collaudo e una rete globale di partner per supportarne lo sviluppo e l'eventuale scale-up. Gli Hub sono situati negli ecosistemi di innovazione più rilevanti per il Gruppo (Catania, Pisa, Milano, Silicon Valley, Boston, Rio de Janeiro, Madrid, Mosca, Santiago del Cile, Tel Aviv), gestiscono relazioni con tutti gli attori coinvolti nelle attività di innovazione e costituiscono la principale fonte di scouting di startup e PMI innovative. I Lab (tra i quali quelli di Milano, Pisa, Catania, San Paolo, Tel Aviv e Be'er Sheva sono i più rappresentativi) consentono alle startup di sviluppare e testare le proprie soluzioni insieme alle Linee di Business.
Nel corso del 2021, grazie al posizionamento stabile del Gruppo negli ecosistemi innovativi e all'intenso utilizzo della rete di Hub e Lab, sono state avviate oltre 90 iniziative di scouting (di cui più della metà sotto forma di bootcamp virtuali) in diverse aree tecnologiche. Questo ha permesso a Enel di incontrare più di 2.000 startup e di avviare più di 100 nuove collaborazioni.
La community di 500.000 solver anche nel 2021 ha consentito una presenza del crowdsourcing di Enel a livello globale con oltre 27 challenge di innovazione e sostenibilità lanciate su openinnovability.com. Nel 2021 Enel ha raggiunto un totale di oltre 177 challenge lanciate dalla nascita della piattaforma, 44.000 utenti registrati sul sito (circa 400.000 potenziali solutori provenienti dalle piattaforme dei partner) e circa 650.000 euro di premi monetari corrisposti ai vincitori.

Nel 2021 è stata avviata a livello di Gruppo l'integrazione della Open Innovation Culture e dell'Agile Transformation con l'obiettivo di fornire al business un supporto a 360 gradi, dalla generazione dell'idea alla fase di implementazione dei progetti, utilizzando metodologie Innovation e Agile come driver chiave per creare un vantaggio competitivo e portare a un'ottimizzazione dei costi nel tempo.

Sempre maggiore rilevanza assumono le attività per la promozione e sviluppo della cultura dell'innovazione e dell'imprenditorialità all'interno dell'azienda, attraverso molteplici iniziative quali per esempio la formazione dei colleghi con i corsi della Innovation Academy (molti dei quali gestiti con docenza interna), il progetto degli Innovation Ambassador, persone appassionate di innovazione e creatività che dedicano in maniera volontaria una parte del loro tempo lavorativo ad attività di supporto nella risoluzione di sfide aziendali con un approccio co-creativo e innovativo, e infine il progetto di intraprenditorialità "Make it Happen!", contest aziendale in cui i dipendenti possono proporre progetti di business innovativi o di efficientamento dei processi direttamente ai top manager dell'azienda.

Nel corso del 2021 Enel ha inoltre continuato a implementare il programma di partnership We4U - World energy 4 Universities con università e centri di ricerca nazionali e internazionali, con l'obiettivo di mantenere un dialogo costante e multidisciplinare focalizzato sulle sfide della transizione energetica.

Inoltre, sono proseguite le attività delle "innovation community", che coinvolgono diverse aree e professionalità all'interno dell'azienda. Alle community già esistenti di energy storage, blockchain, droni, realtà aumentata e virtuale, additive manufacturing, intelligenza artificiale, "wearables" (dispositivi indossabili), robotica e green hydrogen, si sono aggiunte, nel 2021, altre quattro community su sensori, materiali, computer generative design e data monetization. Mentre per le tecnologie più di frontiera il ruolo delle community è esplorativo e di ricerca di possibili casi d'uso e applicazioni, in altre svolgono un ruolo di condivisione e diffusione di best practice che possano permettere alle tecnologie di scalare e avere un impatto sempre maggiore sul business: è il caso dei droni con le possibilità aperte dalla normativa sui voli oltre la linea di visuale (BVLOS),

delle soluzioni robotiche soprattutto in ambito legged-robots e missioni autonome, della realtà virtuale e aumentata e delle applicazioni di intelligenza artificiale.
Al 2021 sono stati investiti 130 milioni di euro (comprensivi del costo del personale) in innovazione, ricerca e sviluppo.

Nel 2021 le attività di innovation in tema di cyber security hanno beneficiato 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. In particolare, sono stati analizzati i servizi erogati da più di 20 startup ed effettuate attività di Proof of Concept – alcune ancora in corso, altre internalizzate – che indirizzano le tematiche riguardo alle quali, di seguito, si riportano le principali informazioni.

Sono stati, pertanto, approfonditi i seguenti ambiti tecnologici:
- servizi di cyber protection e detection nell'ambito dei micro-servizi e in particolare per containers e istanze serverless in ambito DevSecOps;
- soluzioni specifiche per la protezione dei sistemi industriali (OT) che per l'ambito di applicabilità spesso hanno bassa capacità computazionale e sono legati a sistemi legacy;
- servizi per l'identificazione di vulnerabilità negli asset e nei servizi di terze parti utilizzate dall'organizzazione che possano minare la sicurezza dell'organizzazione stessa (external attack surface);
- soluzioni che sfruttano le più elevate potenzialità di Artificial Intelligence e Machine Learning poste a servizio del potenziamento 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 (dispositivi mobili, IoT, web applications ecc.) con l'ausilio di tecniche innovative;
- servizi che consentono di analizzare il firmware dei dispositivi IoT nell'arco di poche ore e di riconoscere rapidamente le vulnerabilità più rilevanti ottimizzando i tempi di esecuzione rispetto alle attività manuali.

Intellectual property

In continuità con l'esercizio precedente, anche per l'esercizio 2021 Enel ha rinnovato e rafforzato il proprio impegno nella valorizzazione e nello sviluppo del suo portafoglio di proprietà intellettuale (IP), quale fonte di vantaggio competitivo per il Gruppo.
L'ecosistema di Open Innovability® genera, infatti, innovazione attraverso la creazione e la condivisione di soluzioni interne ed esterne che danno vita a idee che consentono di propagare in maniera sicura e sostenibile le soluzioni tecnologiche mediante le quali si attuano i programmi di elettrificazione, platformization e stewardship, ma che allo stesso tempo esigono adeguate forme di tutela giuridica.
Sono espressione di tale impulso di innovazione gli investimenti in attività intangibili del Gruppo, i quali mostrano un incremento consistente, in linea con la suddetta direttrice strategica, con particolare riferimento agli applicativi informatici e digitali.
Gli investimenti si sono focalizzati su tutte le Linee di Business Globali del Gruppo e hanno riguardato principalmente:
- nella Linea di Business Globale Global Power Generation, lo sviluppo di soluzioni tecniche innovative nell'ambito della produzione di energia da fonte rinnovabile solare che puntano, da un lato, alla realizzazione di un innovativo sistema d'installazione rapida e automatizzabile dei pannelli fotovoltaici e, dall'altro, a un aumento della produzione fotovoltaica degli impianti incrementando a livello micro- e nanometrico i meccanismi di trasferimento delle cariche in corrispondenza di diversi strati sia in celle singole a eterogiunzione sia in sistemi tandem;
- nella Global Infrastructure and Networks, la creazione di piattaforme per lo sfruttamento di esternalità di rete nel mercato dei servizi, nonché per l'automazione della gestione delle utenze;
- nella Linea di Business Globale Enel X, lo sviluppo di applicazioni nel business della telemedicina e piattaforme in ambito di vivibilità urbana, con particolare riferimento, rispettivamente, all'app Smart Axistance eWell, studiata e gestita in collaborazione con i migliori specialisti della Fondazione Policlinico Gemelli, e alla piattaforma 15 Minutes City Index, sviluppata in collaborazione con l'Università di Firenze; e infine
- nella neocostituita Linea di Business Globale e-Mobility, la definizione di forme di protezione per le proprie solution in ambito di ricarica elettrica, fra cui il design comunitario posto a tutela del Juice Media, un prodotto innovativo che consente di offrire contemporaneamente in un'unica struttura la ricarica elettrica e servizi di advertising multimediali.

Il Gruppo sta, inoltre, investendo risorse nello sviluppo di soluzioni innovative a elevata densità di IP, principalmente nelle forme di protezione autoriale e di segreto commerciale, concernenti modelli climatici e modelli quantitativi avanzati per l'analisi dei sistemi energetici volti a supporta-

re i processi di decarbonizzazione ed elettrificazione nelle principali geografie di interesse, con una visione integrata e rivolta al futuro.
Al 31 dicembre 2021 il Gruppo dispone, complessivamente, di 892 titoli per brevetti di invenzione appartenenti a 146 famiglie tecnologiche; di questi, 749 sono titoli concessi e 143 domande pendenti. Si tratta di un portafoglio che assicura protezione su tutti i mercati in cui il Gruppo è presente. Per una analisi particolareggiata dei titoli IP maggiormente significativi di ciascuna Linea di Business Globale, si rinvia alla sezione sulla proprietà intellettuale all'interno del Bilancio di Sostenibilità. All'aumento in termini numerici di tutto il portafoglio di titoli di proprietà intellettuale del Gruppo Enel corrispondono crescenti sforzi interni volti a rafforzare l'infrastruttura informativa necessaria alla immediata identificazione dell'innovazione generata, alla sua valutazione e protezione, nonché al monitoraggio continuo dell'evoluzione del portafoglio, in vista di un continuo e accurato allineamento tra traiettorie tecnologiche e commerciali e corrispondenti forme di presidio del vantaggio competitivo assicurato dai diritti di proprietà intellettuale. Il Gruppo intende continuare a sostenere e favorire lo sviluppo del proprio modello di innovazione anche attraverso specifici progetti di divulgazione interna da parte della unità di Intellectual Property, e a tale proposito nel corso del 2021 è stata introdotta la nuova procedura in ambito di Intellectual Property Management e sono stati sviluppati strumenti di reportistica direzionale tesi a valorizzare la condivisione di tutta l'informazione sul valore generato in Enel secondo il modello di Open Innovability®: anche a tale riguardo si rinvia ai contenuti della sezione dedicata alla proprietà intellettuale all'interno del Bilancio di Sostenibilità.

La nuova procedura di Intellectual Property Management

La gestione della IP del Gruppo è regolamentata all'interno della nuova procedura di Intellectual Property Management. Essa comprende tutte le fasi della vita della proprietà intellettuale, dal momento di concezione delle invenzioni a quello della protezione e mantenimento del portafoglio e dei rapporti con controparti esterne. In particolare, la procedura disciplina i casi in cui la proprietà intellettuale generata in Enel viene trasferita all'esterno in contesti quali: (i) la ricerca collaborativa, (ii) il procurement, (iii) i rapporti con le startup, (iv) le operazioni di fusioni, acquisizioni e di stewardship, (v) le acquisizioni dirette o in licenza di beni intangibili di Enel e di terze parti.
Vengono così disciplinate le modalità di protezione degli asset intangibili, il monitoraggio del loro uso e le metriche per la misurazione anche quantitativa della performance del Gruppo nella gestione della proprietà intellettuale, tracciando elementi utili per future azioni di pianificazione e valorizzazione degli asset e di mappatura del rischio.

Il progetto Intellectual Property Reporting

A partire dal 2020 Enel si è posta la sfida – avvertita comunemente ma non definitivamente risolta finora a livello di prassi aziendale nelle varie società tecnologiche mondiali – della corretta raffigurazione del patrimonio intellettuale nella comunicazione non finanziaria. È stato in ossequio a siffatta esigenza che si è proceduto innanzitutto a una ricognizione quantitativa e qualitativa del patrimonio esistente e alla sua sistematizzazione, sia nelle componenti codificate e titolate (brevetti, design, modelli di utilità) sia per il trade secret. Nel 2021 Enel ha posto le basi per la definizione di un processo interno di reporting non finanziario della proprietà intellettuale, basato su una metodologia proprietaria capace di dare continuità, esercizio dopo esercizio, all'attività di valutazione e valorizzazione dell'intangibile aziendale, in vista di una sua prospettica comunicazione anche all'esterno.
La metodologia in via di definizione è applicabile a tutti i progetti interni di Enel destinati a generare proprietà intellettuale e si basa sulla necessaria e preventiva individuazione delle varie componenti cui un progetto dà vita in termini, tra l'altro, di documentazione, tecnologia, algoritmi, processi, prodotti, layout, schemi e dashboard. A ciascuna ontologia dell'immateriale – cioè agli elementi intangibili individuati – vengono fatte corrispondere una o più forme di diritti di proprietà intellettuale, per misurare così l'intensità dei risultati del progetto in termini di contenuto intellettuale. La metodologia interna prevede anche un esercizio di valutazione della proprietà intellettuale generata internamente che, pur non intendendo in alcun modo sostituirsi ad altri metodi di valutazione adottati all'interno del Gruppo Enel per la determinazione del fair value e fondati su metodologie reddituali, consente di cogliere il valore intrinseco di tali intangibili facendo leva su elementi di carattere patrimoniale e fornendo un'indicazione dell'investimento che si renderebbe necessario sostenere per la replica della soluzione tecnologica valutata.

A livello sperimentale, per un'analisi più articolata delle problematiche scaturenti dall'applicazione di tale metodologia quali-quantitativa, sono stati selezionati all'interno delle Linee di Business Globali, delle Funzioni di Servizio Globali e delle Funzioni di Staff alcuni progetti che hanno contribuito alla generazione di IP internamente al Gruppo Enel. La metodologia è stata testata e perfezionata su di essi sulla base dell'esperienza concreta e tenuto conto delle specificità tecniche e organizzative dei vari ambiti.

Nel concreto, tra le più interessanti applicazioni pratiche della metodologia di Intellectual Property Reporting vale la pena di ricordare Grid Blue Sky, progetto di punta della Linea di Business Global Infrastructure and Networks (una anticipazione del quale è stata data nel Bilancio di Sostenibilità 2020), e il complesso dell'intangibile della fabbrica di 3SUN, avente come scopo la produzione di pannelli solari bi-facciali a eterogiunzione sulla base della tecnologia proprietaria di Enel.

Il progetto Grid Blue Sky mira a una reingegnerizzazione complessiva del modello operativo delle reti per la gestione integrata di tutte le attività, da quelle di progettazione e pianificazione alle attività di esercizio e manutenzione, all'interazione con i clienti e al supporto di nuovi modelli di business del distributore, il tutto in modo tale che le varie funzionalità siano nativamente compatibili con i diversi aspetti dell'ambito operativo, inclusi quelli di natura regolatoria tipici dei mercati dell'energia. Grid Blue Sky poggia su un paradigma di sviluppo innovativo, che rende la sua architettura scalabile, sostenibile e resiliente, perché basata sull'idea che tutte le attività che l'operatore svolge avvengano mediante accesso a un'unica piattaforma integrata su cui convergono i dati. Questo evita il bisogno di sviluppare soluzioni verticali ridondanti, perché la base dei dati è comune e apre alla possibilità di sviluppare innumerevoli servizi e anche di integrare soluzioni di terzi. La piattaforma comprende le seguenti componenti:

- asset owner, che riguarda tutto ciò che attiene alla pianificazione e sviluppo della rete elettrica;
- asset operator, che riguarda la gestione della rete in termini di processi di esercizio e manutenzione;
- customer engagement, che presidia il processo di interazione con il cliente che potrà così beneficiare di una piattaforma unica di interazione e gestione della relazione; e
- system operator, che si affaccia al futuro della distribuzione elettrica, guardando a prospettive a oggi non ancora regolate relative all'uso della flessibilità offerta dalle risorse connesse alle reti per risolvere problemi di congestioni e regolazione di tensione.

L'esame del progetto mediante la metodologia dell'Intellectual Property Reporting ha consentito di individuare le varie componenti immateriali che concorrono a formare la piattaforma e confermato la grande densità di proprietà intellettuale di Grid Blue Sky. La ricerca della corrispondenza tra elementi immateriali e forme di protezione – che è parte della metodologia inaugurata da Enel – rivela la presenza di diritti d'autore su tutto il codice sorgente che è alla base della piattaforma, nonché su tutti gli aspetti di conceptual design e di flussi informativi alla base del modello operativo e su tutti gli elementi grafici originali (interfacce utente e dashboard di lettura dei dati). Inoltre, in applicazione della procedura interna sulla protezione dei segreti commerciali, sono state individuate, isolate e codificate tutte le componenti di natura confidenziale che sottendono la grande conoscenza di Enel nella gestione della rete e che si estrinsecano in aspetti tecnologici, organizzativi, economici, finanziari e di marketing.

Analogamente, l'esercizio di codifica dell'immateriale e di individuazione delle forme di protezione è stato condotto su 3SUN di Enel Green Power, la fabbrica che studia e sviluppa le applicazioni del fotovoltaico di nuova generazione. In effetti, Enel da tempo si è posta all'avanguardia nel design dei pannelli solari bi-facciali a eterogiunzione, che aumentano l'efficienza degli impianti attraverso la maggiore capacità di cattura della radiazione solare. La conoscenza di 3SUN in materia non riguarda soltanto il pannello come tale, ma anche i materiali innovativi, le metodiche di assemblaggio, nonché tutte le conoscenze di natura industriale per la realizzazione e la gestione automatizzata (in ottica Industria 4.0) delle linee produttive. La codifica della proprietà intellettuale nel caso di 3SUN ha fatto emergere tutte le componenti tecnologiche e le relative forme di protezione, che riguardano un nutrito gruppo di famiglie brevettuali sui processi implementati, sui materiali e sulle tecniche di eterogiunzione dei pannelli, nonché un cospicuo insieme di conoscenze segrete, adeguatamente identificate e protette, necessarie per la produzione dei pannelli, nonché un know-how produttivo specifico che ha a oggetto direttamente la realizzazione di tutte le componenti della Gigafactory.

I casi di Grid Blue Sky e di 3SUN sono rappresentativi ed emblematici del lavoro assiduo che Enel sta svolgendo da diversi esercizi, affinché sia sempre più visibile all'esterno come la proprietà intellettuale sia strumentale alla generazione e alla conservazione del vantaggio competitivo aziendale, sia nei casi di sfruttamento diretto e interno delle soluzioni tecnologiche (come nel caso di 3SUN), sia nei casi in cui il presidio proprietario è strumentale alla logica di condivisione della conoscenza in chiave di open innovation e di abilitazione di nuovi modelli di business (come nel caso di Grid Blue Sky).

Centralità delle persone

Gestione e valorizzazione delle persone di Enel

Al 31 dicembre 2021 i dipendenti sono pari a 66.279 persone (66.717 persone al 31 dicembre 2020). Nel 2021 si registra una diminuzione dell'organico del Gruppo di 438 persone per effetto del saldo netto tra assunzioni e cessazioni dell'esercizio (-461 persone) e della variazione di perimetro (complessivamente pari a +23 persone), tra cui si segnala la cessione della società Enel Green Power Bulgaria e l'acquisizione della società CityPoste Payment SpA in Italia.

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 la consistenza dei dipendenti è esposta anche l'analisi per Linea di Business.

Consistenza dei dipendenti

		2021	2020	2021-2020	
Dipendenti per genere:	n.	**66.279**	**66.717**	**(438)**	**-0,7%**
- di cui uomini	n.	51.341	52.346	(1.005)	-1,9%
	%	77,5	78,5	-1,0	-1,3%
- di cui donne	n.	14.938	14.371	567	3,9%
	%	22,5	21,5	1,0	4,7%
Dipendenti per fasce di età:	n.	**66.279**	**66.717**	**(438)**	**-0,7%**
- <30	n.	7.761	7.289	472	6,5%
	%	11,7	10,9	0,8	7,3%
- 30-50	n.	38.024	36.355	1.669	4,6%
	%	57,4	54,5	2,9	5,3%
- >50	n.	20.494	23.073	(2.579)	-11,2%
	%	30,9	34,6	-3,7	-10,7%
Dipendenti per inquadramento:	n.	**66.279**	**66.717**	**(438)**	**-0,7%**
- manager	%	2,1	2,1	-	-
- middle manager	%	18,5	17,4	1,1	6,3%
- white collar	%	53,6	53,8	-0,2	-0,4%
- blue collar	%	25,8	26,7	-0,9	-3,4%
Dipendenti per area geografica	n.	**66.279**	**66.717**	**(438)**	**-0,7%**
Italia	n.	30.276	29.800	476	1,6%
	%	45,7	44,7	1,0	2,2%
Iberia	n.	9.518	9.781	(263)	-2,7%
	%	14,4	14,7	-0,3	-2,0%
America Latina	n.	18.763	19.838	(1.075)	-5,4%
	%	28,3	29,7	-1,4	-4,7%
Europa	n.	4.994	4.966	28	0,6%
	%	7,5	7,4	0,1	1,4%
Nord America	n.	1.914	1.639	275	16,8%
	%	2,9	2,5	0,4	16,0%
Africa, Asia e Oceania	n.	814	693	121	17,5%
	%	1,2	1,0	0,2	20,0%

Consistenza dei dipendenti per Linea di Business

N.

	al 31.12.2021	al 31.12.2020	Percentuale sul totale al 31.12.2021	Percentuale sul totale al 31.12.2020
Generazione Termoelettrica e Trading	7.847	8.142	11,8%	12,2%
Enel Green Power	8.989	8.298	13,5%	12,4%
Infrastrutture e Reti	33.263	34.332	50,2%	51,5%
Mercati finali	6.148	6.324	9,3%	9,5%
Enel X	3.352	2.989	5,1%	4,5%
Servizi	5.734	5.731	8,7%	8,6%
Holding e Altro	946	901	1,4%	1,3%
Totale	**66.279**	**66.717**	**100%**	**100%**

Variazione della consistenza dei dipendenti

Consistenza al 31 dicembre 2020	**66.717**
Assunzioni	5.401
Cessazioni	(5.862)
Variazioni di perimetro	23
Consistenza al 31 dicembre 2021	**66.279**

Analisi della variazione della consistenza

		2021	2020	2021-2020	
Tasso di ingresso	%	**8,1**	**4,7**	**3,4**	**72,3%**
Persone in entrata per genere:	n.	**5.401**	**3.131**	**2.270,0**	**72,5%**
- di cui uomini	n.	3.764	2.203	1.561	70,9%
	%	69,7	70,4	-0,7	-1,0%
- di cui donne	n.	1.637	928	709	76,4%
	%	30,3	29,6	0,7	2,4%
Persone in entrata per fasce d'età:	n.	**5.401**	**3.131**	**2.270**	**72,5%**
- <30	n.	2.579	1.363	1.216	89,2%
	%	47,8	43,5	4,3	9,9%
- 30-50	n.	2.653	1.700	953	56,1%
	%	49,1	54,3	-5,2	-9,6%
- >50	n.	169	68	101	-
	%	3,1	2,2	0,9	40,9%
Persone in entrata per area geografica	n.	**5.401**	**3.131**	**2.270**	**72,5%**
Italia	n.	1.697	1.044	653	62,5%
	%	31,5	33,3	-1,8	-5,4%
Iberia	n.	693	257	436	-
	%	12,8	8,2	4,6	56,1%
America Latina	n.	1.704	991	713	71,9%
	%	31,5	31,7	-0,2	-0,6%
Europa	n.	439	280	159	56,8%
	%	8,1	8,9	-0,8	-9,0%
Nord America	n.	636	362	274	75,7%
	%	11,8	11,6	0,2	1,7%
Africa, Asia e Oceania	n.	232	197	35	17,8%
	%	4,3	6,3	-2,0	-31,7%

		2021	2020	2021-2020	
Tasso di turnover	%	**8,8**	**6,0**	**2,8**	**46,7%**
Cessazioni per genere:	n.	**5.862**	**3.696**	**2.166**	**58,6%**
- di cui uomini	n.	4.779	3.001	1.778	59,2%
	%	81,5	81,2	0,3	0,4%
- di cui donne	n.	1.083	695	388	55,8%
	%	18,5	18,8	-0,3	-1,6%
Cessazioni per fasce d'età:	n.	**5.862**	**3.696**	**2.166**	**58,6%**
- <30	n.	702	547	155	28,3%
	%	12,0	14,8	-2,8	-18,9%
- 30-50	n.	2.275	1.273	1.002	78,7%
	%	38,8	34,4	4,4	12,8%
- >50	n.	2.885	1.876	1.009	53,8%
	%	49,2	50,8	-1,6	-3,1%
Cessazioni per area geografica	n.	**5.862**	**3.696**	**2.166**	**58,6%**
Italia	n.	1.249	1.011	238	23,5%
	%	21,3	27,3	-6,0	-22,0%
Iberia	n.	956	599	357	59,6%
	%	16,3	16,2	0,1	0,6%
America Latina	n.	2.779	1.393	1.386	99,5%
	%	47,4	37,7	9,7	25,7%
Europa	n.	406	299	107	35,8%
	%	6,9	8,1	-1,2	-14,8%
Nord America	n.	361	313	48	15,3%
	%	6,2	8,5	-2,3	-27,1%
Africa, Asia e Oceania	n.	111	81	30	37,0%
	%	1,9	2,2	-0,3	-13,6%

Formazione e sviluppo

Nell'evoluzione dell'emergenza COVID-19 la sicurezza del personale è stata garantita continuando nell'adozione delle misure di flessibilità attivate nel 2020. Nel 2021 la modalità di remote working è stata attivata per oltre 39.000 persone nei Paesi di presenza del Gruppo. Questa capacità di flessibilità e resilienza fa leva sull'esperienza consolidata di smart working, iniziata in Italia già dal 2016 e poi gradualmente diffusa in tutto il Gruppo, e sulla trasformazione tecnologica e digitale della strategia aziendale che ha reso Enel la prima azienda di servizi di pubblica utilità completamente in cloud.
La nuova modalità di lavoro ha beneficiato dei numerosi strumenti e servizi di supporto messi a disposizione delle persone, essenziali per lavorare da casa, assicurare la circolazione e condivisione delle informazioni e un'efficace organizzazione delle attività. Proseguono le iniziative di formazione e sensibilizzazione per accompagnare l'adozione di modalità lavorative completamente digitali e promuovere una cultura del lavoro basata su autonomia, delega e fiducia, e attenzione per il benessere delle persone e delle loro famiglie.

In questo contesto si rafforzano dunque i programmi di reskilling e upskilling mirati, i primi, all'apprendimento di abilità e competenze che consentono alle persone di ricoprire posizioni e ruoli differenti da quelli precedenti; i secondi, invece, allo sviluppo di percorsi di formazione e di empowerment che permettono un miglioramento dello svolgimento del proprio ruolo, accrescendo le competenze esistenti nella posizione attuale.
Nel corso del 2021 sono state effettuate azioni di dissemination sul tema dell'upskilling e del reskilling che hanno coinvolto le Funzioni di tutti i Paesi e le Linee di Business Globali del Gruppo: una challenge a livello globale e la realizzazione di 36 interviste ai senior executive sulle competenze attuali e del futuro. È stato inoltre avviato un gruppo di lavoro per la redazione di linee guida e la mappatura dei progetti, adottando una tassonomia comune in base alla quale l'upskilling, il reskilling e l'external skilling sono un insieme integrato di interventi che comprendono la formazione, lo sviluppo e l'ecosistema Enel nel suo complesso.
È stato rafforzato il networking europeo sui temi dell'upskilling e del reskilling aderendo all'iniziativa Upskill4the futu-

re di CSR Europe con il progetto People Business Partner R-evolution della società e-distribuzione destinato ai People Business Partner, primi facilitatori della transizione energetica nell'accompagnare le persone nel loro percorso di crescita professionale, e contribuendo alla redazione della Dichiarazione Congiunta tra le Parti Sociali Europee, Joint statement on Just Transition, siglata a novembre.

Enel promuove attività formative per le proprie persone in quanto elemento fondante per garantirne un costante sviluppo. Ha trattato percorsi volti a favorire l'evoluzione del loro talento, la valorizzazione delle passioni e delle attitudini personali e lo sviluppo di nuovi linguaggi promuovendo anche la nascita di formatori interni (Train the Trainer). Nel 2021 sono state erogate circa 3 milioni di ore di formazione, in crescita rispetto all'anno precedente, il 20% in presenza e il resto da remoto. Ciò è stato possibile grazie al potenziamento dei tool digitali e della piattaforma E-Ducation, che hanno garantito l'accessibilità diffusa dei contenuti e una maggiore cultura della digitalizzazione per l'apprendimento. I percorsi formativi hanno riguardato tematiche legate ai comportamenti, aspetti tecnici, sicurezza, nuove competenze e alla cultura digitale.
Il costo complessivo del training sostenuto nel 2021 dal Gruppo ammonta a 23 milioni di euro[18].

Formazione media per dipendente

		2021	2020	2021-2020	
Numero medio di ore di training	*h/pro capite*	**44,6**	**40,9**	**3,7**	**9,0%**
Numero medio di ore di formazione per inquadramento:					
- manager	*h/pro capite*	29,6	31,9	(2,3)	-7,2%
- middle manager	*h/pro capite*	41,9	41,4	0,5	1,2%
- white collar	*h/pro capite*	38,4	35,7	2,7	7,6%
- blue collar	*h/pro capite*	60,3	51,4	8,9	17,3%
Numero medio di ore di formazione per genere:					
- uomini	*h/pro capite*	46,5	40,4	6,1	15,1%
- donne	*h/pro capite*	37,7	42,7	(5,0)	-11,7%

In un contesto del lavoro in veloce cambiamento, accelerato dalla crisi pandemica, il Gruppo si è posto l'ambizioso obiettivo di promuovere nei prossimi anni la digital sustainability attraverso una serie di iniziative di formazione che illustrino tutte quelle tecnologie che consentono alle proprie persone di lavorare e coesistere con l'ambiente circostante in modo sostenibile.
Per quanto riguarda le azioni di Sviluppo per la persona, nel 2021 è stato messo a punto ed esteso a tutto il Gruppo un nuovo modello di Performance Appraisal: l'Open Feedback Evaluation (OFE). Il programma, che coinvolge il 100% delle persone eleggibili del Gruppo, presenta alcuni tratti distintivi significativi rispetto al passato. In particolare, al fine di creare un dialogo costante tra e con le persone, la valutazione diventa continuativa e a 360 gradi, con tre momenti di confronto tra responsabili e collaboratori nel corso dell'anno. Il nuovo modello OFE si compone di tre dimensioni interdipendenti tra loro: il "Talento", che consiste nella messa in evidenza delle proprie competenze individuali basate sul Modello delle 15 Competenze Soft e legate ai 4 valori Open Power di Fiducia, Responsabilità, Innovazione e Proattività; la "Generosità", intesa come attitudine a entrare in relazione con gli altri, dedicando tempo nel riconoscere i talenti dei colleghi e mettendosi in gioco a propria volta richiedendo feedback sui propri, generando un meccanismo di crescita individuale e collettiva; e infine l'"Azione", ovvero la capacità, valutata dai responsabili nei confronti dei propri collaboratori, di conseguire gli obiettivi professionali.

Ascolto e miglioramento del benessere organizzativo

Facendo seguito alle precedenti iniziative già condotte da Enel finalizzate all'ascolto costante delle persone del Gruppo e che hanno portato negli anni allo sviluppo di specifici piani di azione per singole Funzioni di Holding, Linee di Business e aree geografiche grazie ai quali si è data risposta alle principali esigenze emerse (meritocrazia, sviluppo personale, work-life balance ecc.), a fine 2020 è stato lanciato il programma globale "Open Listening - intervista per

(18) Il consuntivo dei costi tiene conto della rilevazione sul conto specifico del training del sistema New Primo. Questo include tutti i costi esterni di formazione e allo stato attuale è l'unica forma di dato disponibile certificato da sistema sui costi del training.

costruire il nostro futuro". L'iniziativa globale, cui ha partecipato attivamente il 70% dei dipendenti, ha fornito importanti feedback sul clima interno ma anche sulle condizioni di lavoro, chiedendo ai colleghi di immaginare il futuro nell'era del "Next Normal": dalle modalità di lavoro a distanza agli spazi, dalle tecnologie innovative ai nuovi modelli di leadership del futuro.
Inoltre, nel corso del 2021, Enel ha costruito insieme alle persone un modello globale di Wellbeing che poggia su otto pilastri che impattano sulla soddisfazione generale: il benessere psicologico, fisico, sociale, etico, economico, culturale, il work-life harmony e il senso di protezione. Per misurare il benessere e rilevare le iniziative più importanti per le persone, è stata condotta una survey globale sul Wellbeing. I risultati della survey consentiranno di elaborare nel 2022 un Programma di Benessere Globale, col coinvolgimento di un team internazionale, eterogeneo e multiculturale.
Infine, il 2021 ha visto un altro importante momento di ascolto finalizzato a rilevare, tra le altre cose, gli aspetti del contesto di lavoro che i colleghi riconoscono come di valore e distintivi del Gruppo: la "Employer Value Proposition Survey". Grazie al progetto, che ha coinvolto i colleghi di tutto il mondo, sono stati analizzati anche il Net Promoter Score – ovvero l'indicatore che misura la soddisfazione dei dipendenti all'interno dell'azienda – e i principali attributi che vengono associati al brand Enel in qualità di "employer of choice". Sostenibilità, innovazione, sicurezza sul lavoro e work-life balance sono gli attributi principali emersi che coincidono anche con le principali preferenze dichiarate dalle persone nel momento in cui scelgono il luogo dove vogliono lavorare.

Includere le diversità in Enel

L'inclusione delle diversità e la valorizzazione dei talenti multipli e unici delle persone rappresentano fattori essenziali dell'approccio Enel per la creazione di valore sostenibile di lungo periodo per tutti gli stakeholder.

L'impegno di Enel su diversità e inclusione è iniziato nel 2013 con l'emissione della Policy sui Diritti Umani, cui è seguita nel 2015 la policy globale Diversità e Inclusione, pubblicata in concomitanza con l'adesione di Enel ai princípi del WEP (Women's Empowerment Principles) promossi da UN Global Compact e UN Women e in coerenza con gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile dell'ONU. Nel 2019 è stata pubblicata la policy Global Workplace Harassment che esplicita il principio del rispetto dell'integrità e della dignità individuale sul luogo di lavoro e affronta il tema delle molestie sessuali e delle molestie legate a discriminazioni nel contesto lavorativo. Nel 2020 questi princípi sono richiamati nella dichiarazione "Statement against harassment". Infine, con un'attenzione verso l'inclusione di tutti e nell'ottica di assicurare pari opportunità di accesso alle informazioni e ai sistemi digitali, nel 2021 è stata emessa la policy globale sull'accessibilità digitale.

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 ciascuna persona, 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.

Tra le iniziative più rilevanti sviluppate nel 2021 si segnalano le azioni dedicate per incidere in modo sistematico sui vari aspetti del gender gap e sull'inclusione della disabilità, i servizi specifici di ascolto e supporto messi a disposizione delle persone nel contesto dell'emergenza, i progetti dedicati a persone con vulnerabilità, le iniziative di sensibilizzazione sulle tematiche LGBTQ+ e la diversità culturale.
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 dedicati. Nel 2021 sono state lanciate due campagne globali di sensibilizzazione sul tema dei bias e delle molestie sul luogo di lavoro per tutti i colleghi.

L'avanzamento delle politiche D&I è monitorato periodicamente attraverso un processo di reporting globale e un articolato set di KPI che misurano tutte le dimensioni di interesse ai fini interni ed esterni. In particolare, sul tema del genere sono definiti due obiettivi pubblici: assicurare un equo bilanciamento dei due generi nelle fasi iniziali dei processi di selezione e aumentare la rappresentanza delle donne manager e middle manager. Nel 2021 la presenza delle donne nei processi di selezione è stata del 52,1% con un trend crescente rispetto al 2020 (44%), le donne manager rappresentano il 23,6% (21,6% nel 2020) e le donne middle manager il 31,4% (30,4% nel 2020).
In tale ottica, è stata prevista l'introduzione nel Piano di Long-Term Incentive 2021 di un nuovo obiettivo di performance, con un peso pari al 5% del totale, rappresentato dalla "percentuale di donne nei piani di successione manageriale" a fine 2023.
Questo rappresenta un obiettivo per tutti i manager di Enel e/o di società da questa controllate, ivi incluso il Direttore Generale (nonché Amministratore Delegato) di Enel, che occupano posizioni apicali e/o di interesse strategico per il Gruppo, e pertanto sottolinea il forte impegno del Gruppo

Enel nell'assicurare l'equa rappresentanza femminile anche nei bacini che alimentano i piani di successione manageriale e valorizza l'attenzione sempre maggiore riservata al tema della "gender equality".

Nell'ambito del progetto Value for Disability proseguono le azioni previste nel relativo action plan con l'emissione di una policy globale sull'accessibilità digitale e numerose iniziative di sensibilizzazione finalizzate a diffondere un nuovo approccio all'inclusione dei colleghi con disabilità e a promuoverne l'effettiva partecipazione. In Italia prosegue anche l'attivazione di nuovi servizi dedicati alle persone con malattie croniche e vulnerabili.

Ai fini del monitoraggio della parità retributiva, nel 2021 l'incremento della percentuale di donne manager del 2% (dal 21,6% al 23,6%) ha portato a una leggera flessione dell'indice di Equal Remuneration Ratio (ERR), passato dall'83,3% all'81,1%.
Continuano, inoltre, tutte 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.
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 tra retribuzione media base delle donne rispetto agli uomini.

Diversità e inclusione

		2021	2020	2021-2020	
Incidenza del personale disabile o appartenente a categorie protette	%	**3,2**	**3,3**	**-0,1**	**-3,0%**
Donne manager e middle manager	n.	**4.163**	**3.825**	**338**	**8,8%**
Rapporto tra stipendio base e retribuzione					
Rapporto stipendio base donne/uomini:	%	**104,8**	**108,1**	**-3,3**	**-3,1%**
- manager	%	84,6	86,7	-2,1	-2,4%
- middle manager	%	94,2	96,5	-2,3	-2,4%
- white collar	%	88,4	90,2	-1,8	-2,0%
- blue collar	%	111,2	77,0	34,2	44,4%
Rapporto retribuzione base donne/uomini:	%	**105,1**	**108,3**	**-3,2**	**-3,0%**
- manager	%	81,1	83,3	-2,2	-2,6%
- middle manager	%	93,2	95,7	-2,5	-2,6%
- white collar	%	88,4	90,3	-1,9	-2,1%
- blue collar	%	112,0	77,8	34,2	44,0%

Salute e sicurezza sul lavoro

Enel considera la salute, la sicurezza e l'integrità psicofisica delle persone il bene più prezioso da tutelare in ogni momento della vita, al lavoro come a casa e nel tempo libero, e si impegna quindi a sviluppare e promuovere una solida cultura della sicurezza che garantisca un ambiente di lavoro sano e la tutela di tutti coloro che lavorano con e per il Gruppo. La tutela della salute e sicurezza propria e delle persone con cui si interagisce è una responsabilità di chiunque lavori in Enel. Per questo, come previsto nella Stop Work Policy del Gruppo, tutti sono tenuti a segnalare e fermare tempestivamente qualsiasi situazione a rischio o comportamento non sicuro. L'impegno costante di ognuno, l'integrazione della sicurezza nei processi aziendali e nella formazione, la segnalazione e l'analisi puntuale di tutte le evidenze, mancati infortuni, osservazioni di sicurezza, non conformità, controlli, il rigore nella selezione e nella gestione delle ditte appaltatrici, la condivisione trasversale delle esperienze e best practice nel Gruppo, nonché il confronto con i top player internazionali sono gli elementi fondanti della cultura della sicurezza in Enel. Nel corso del 2021 è stato ulteriormente sviluppato l'approccio "Data Driven Safety", volto alla definizione di indicatori di sicurezza di "prevenzione selettiva" che aiutino a identificare il Paese, la tecnologia e l'area a maggior rischio di accadimento di eventi fatali, al fine di indirizzare gli interventi di prevenzione e protezione, sia verso il personale interno sia verso quello appaltatore.
In particolare, l'approccio del Gruppo verso i fornitori è quello di considerare ognuno di essi come un partner con il quale condividere i princípi cardine della sicurezza e dell'ambiente, come l'obiettivo Zero Infortuni, e l'importanza della Stop Work Policy; strumenti che permettono di segnalare e fermare tempestivamente qualsiasi situazione di rischio ai danni delle persone e dell'ambiente. In tutte le fasi, dalla qualificazione fino alla assegnazione del contratto, il Gruppo ha adottato specifici strumenti per monitorare la gestione dei requisiti di Salute Sicurezza e Ambiente. Al puntuale mo-

nitoraggio si associa un processo continuativo di ispezioni in campo e di Consequence Management, definito sulla base del profilo di rischio safety e ambiente del fornitore, in un'ottica di miglioramento delle performance.
Inoltre, durante il 2021 è proseguito il programma di Contractor Safety Partnership, che si basa sulla condivisione di valori cardine di Enel sulla sicurezza. In particolare, attraverso le attività di Safety Support si propongono percorsi di miglioramento e si mette a disposizione dei fornitori l'esperienza interna, per supportare la formazione del personale contrattista, tenendo comunque ben separate le responsabilità dell'impresa appaltatrice rispetto a Enel.

Enel è impegnata a far crescere le competenze sulla sicurezza e ambiente in termini sia di conoscenza tecnica sia di approccio culturale, per promuovere un nuovo modo di lavorare, più sicuro per le persone e più sostenibile per l'ambiente. A tal fine nel 2021 si è rafforzato l'impegno della unità SHE Factory nella produzione, distribuzione ed erogazione di corsi e materiale formativo destinato al personale Enel e contrattista.

La tabella di seguito espone i principali indicatori relativamente alla sicurezza sul lavoro.

		2021	2020	2021-2020	
Numero di ore lavorate	milioni di ore	**423,362**	**403,333**	**20,028**	**5,0%**
Enel	milioni ore	123,421	125,264	(1,843)	-1,5%
Imprese appaltatrici[1]	milioni ore	299,940	278,069	21,871	7,9%
Numero di infortuni totali (TRI)	n.	**1.212**	**1.308**	**(96)**	**-7,3%**
Enel	n.	156	196	(40)	-20,4%
Imprese appaltatrici	n.	1.056	1.112	(56)	-5,0%
Indice di frequenza infortuni (TRI)[2]	i	**2,863**	**3,243**	**(0,380)**	**-11,7%**
Enel	i	1,264	1,565	(0,301)	-19,2%
Imprese appaltatrici	i	3,521	3,999	(0,478)	-12,0%
Numero di infortuni mortali	n.	**9**	**9**	**-**	**-**
Enel	n.	3	1	2	-
Imprese appaltatrici	n.	6	8	(2)	-25,0%
Indice di frequenza infortuni mortali	i	**0,021**	**0,022**	**(0,001)**	**-3,4%**
Enel	i	0,024	0,008	0,016	-
Imprese appaltatrici	i	0,020	0,029	(0,009)	-31,0%
Numero di infortuni "Life Changing"[3]	n.	**4**	**-**	**4**	**-**
Enel	n.	1	-	1	-
Imprese appaltatrici	n.	3	-	3	-
Indice di frequenza infortuni "Life Changing"	i	**0,009**	**-**	**0,009**	**-**
Enel	i	0,008	-	0,008	-
Imprese appaltatrici	i	0,010	-	0,010	-

(1) I dati del 2020 tengono conto di una loro più puntuale determinazione.
(2) Tale indice viene calcolato rapportando il numero di infortuni (tutti gli eventi infortunistici, anche quelli con tre o meno giorni di assenza) alle ore lavorate/1.000.000.
(3) Si considerano gli infortuni che hanno provocato conseguenze sulla salute tali da cambiare per sempre la vita di una persona (per es., amputazioni di arti, paralisi, danni neurologici ecc.).

Nel 2021 il Total Recordable Injury (TRI) è diminuito rispetto al 2020 del 7,3%. Questa diminuzione si riscontra sia nel personale Enel (-20,4%) sia nel personale delle imprese appaltatrici (-5,0%).
Nel 2021 si sono verificati:

- n. 9 infortuni mortali, di cui n. 3 a dipendenti del Gruppo Enel (n. 2 in Italia e n. 1 in Brasile) e n. 6 a carico degli appaltatori (n. 2 in Brasile, n. 2 in Cile, n. 1 in Italia e n. 1 in Spagna);
- n. 4 infortuni Life Changing (LCA), di cui n. 1 ha coinvolto un dipendente Enel in Brasile e n. 3 hanno coinvolto imprese appaltatrici (n. 1 in Brasile, n. 1 in Colombia e n. 1 in Spagna).

Le cause di questi infortuni sono principalmente associate a incidenti di tipo elettrico (n. 7), meccanico (n. 5) e chimico (n. 1).

Il Gruppo Enel ha definito un sistema strutturato di Gestione della Salute, basato su misure di prevenzione per sviluppare una cultura aziendale orientata alla promozione della salute psico-fisica e del benessere organizzativo e all'equilibrio tra vita personale e professionale. In quest'ottica, il Gruppo realizza campagne di sensibilizzazione globali e locali per promuovere stili di vita sani, sponsorizza programmi di screening volti a prevenire l'insorgenza di malattie e garantisce

la fornitura di servizi medici. Il Gruppo Enel mette in atto un processo sistematico e continuo di identificazione e valutazione dei rischi da stress lavoro-correlato, in accordo con la policy Stress at Work Prevention and Well-being at Work Promotion, per la prevenzione, l'individuazione e la gestione dello stress in situazioni lavorative, fornendo anche una serie di indicazioni volte a promuovere la cultura del benessere organizzativo.
Il 2021 vede il Gruppo Enel focalizzato sul rafforzamento delle misure e programmi funzionali ai temi Wellbeing sempre più necessari al fine di garantire il benessere dei propri lavoratori nel contesto vissuto di pandemia ma guardando al futuro e alle nuove modalità di lavoro.

Nell'ambito del Gruppo è attivo, inoltre, un monitoraggio costante delle evoluzioni epidemiologiche e sanitarie, allo scopo di implementare piani di misure preventive e protettive della salute dei dipendenti e di chi opera per il Gruppo, sia a livello locale sia a livello globale. Fin dall'inizio dell'emergenza COVID-19 a febbraio 2020, Enel si è attivata per tutelare la salute di tutti i colleghi e garantire la continuità della fornitura di energia elettrica alle comunità in cui opera, in primis mediante la costituzione di specifiche Task Force globali e per Paese e, successivamente, dotando l'organizzazione di una unità responsabile al presidio di questo processo.
Lo scopo di questa unità, denominata Pandemic Emergency Management, è quello di assicurare il monitoraggio delle situazioni di emergenza, la definizione della strategia e delle policy globali e la loro adozione in ogni realtà del Gruppo, oltre che di indirizzare, integrare e monitorare tutte le azioni di prevenzione, protezione, tutela e intervento volte a proteggere la salute dei propri dipendenti e appaltatori, anche in relazione a fattori di rischio sanitari esogeni non strettamente correlati all'attività lavorativa.

Relazioni responsabili con le comunità

Instaurare relazioni solide e durature nel tempo con le comunità locali nei Paesi in cui Enel opera rappresenta un pilastro fondamentale della strategia del Gruppo. Questo, insieme alla costante attenzione ai fattori sociali e ambientali, ha permesso a Enel, da un lato, di implementare un nuovo modello di sviluppo equo che non lasci indietro nessuno e, dall'altro, di creare valore condiviso nel lungo periodo per tutti gli stakeholder.
Un modello declinato lungo l'intera catena del valore: dall'analisi proattiva delle necessità delle comunità anche in fase di sviluppo di nuovi business, alla realizzazione di cantieri e impianti sostenibili, fino alla gestione degli asset e degli impianti quali piattaforme di sviluppo dei territori in cui si trovano. Ulteriore evoluzione è costituita dall'estensione di tale approccio anche nel disegno, nello sviluppo e nella fornitura di servizi e prodotti energetici, oltre che nell'innovazione dei processi, facendo leva su nuove tecnologie e contribuendo a costruire comunità sempre più circolari, inclusive e sostenibili.
In linea con gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG), Enel contribuisce concretamente al progresso sostenibile dei territori. Un impegno pienamente integrato nel nostro purpose e nei valori aziendali, dall'ampliamento delle infrastrutture ai programmi di istruzione e formazione professionale, ai progetti ideati per sostenere attività culturali ed economiche. Iniziative specifiche sono state volte a promuovere l'accesso all'energia e l'elettrificazione rurale e suburbana, affrontare la povertà energetica e promuovere l'inclusione sociale per le categorie più deboli della popolazione, impiegando anche nuove tecnologie e approcci di economia circolare, adottando una strategia che incorpori pienamente la sostenibilità nel modello di business e attività. Diverse le iniziative sviluppate a livello globale per la tutela della biodiversità, coerentemente con la strategia di decarbonizzazione di Gruppo.

In particolare, due sono le grandi sfide: la transizione energetica equa e sostenibile e la ripresa post pandemica.
La transizione energetica rappresenta un importante acceleratore di crescita e modernizzazione dell'industria, grazie alle potenzialità che offre in termini di sviluppo economico, benessere, qualità della vita ed eguaglianza. Per cogliere queste opportunità sono necessarie politiche lungimiranti, che assicurino una transizione giusta e inclusiva e che tenga conto in particolare delle esigenze delle categorie sociali più esposte al cambiamento. Enel è convinta che per generare un profitto durevole occorra condividere valore con l'intero contesto in cui si opera.
Con il perdurare della pandemia da COVID-19 è continuato l'impegno a sostegno delle comunità, attivando iniziative specifiche sul recupero socioeconomico attraverso lo sviluppo di marketplace locali, favorendo l'accesso al credito e la promozione di modelli di business inclusivi a sostegno delle fasce più deboli della popolazione, con particolare attenzione alle persone in condizioni vulnerabili dal punto di vista fisico, sociale ed economico. Molti i progetti anche in tema di digitalizzazione per sostenere la connettività nelle aree rurali e l'alfabetizzazione informatica, incoraggiare la partecipazione delle donne nelle materie STEM e piattaforme di e-commerce e soluzioni online od offline a impatto positivo per le economie locali.
Nel 2021 sono stati realizzati oltre 2.400 progetti di sostenibilità con un coinvolgimento di più di 7,5 milioni di beneficiari nei diversi Paesi in cui Enel è presente. In particolare, i progetti di accesso all'energia economica, affidabile, soste-

nibile e moderna (SDG 7) a oggi hanno riguardato 13,2 milioni di persone[19], quelli a favore dello sviluppo economico e sociale delle comunità (SDG 8) hanno raggiunto i 3,7 milioni di beneficiari[20], mentre delle iniziative per promuovere un'educazione di qualità (SDG 4) hanno beneficiato 3 milioni di persone[21].

Per individuare le idee migliori per ogni territorio è previsto un percorso basato sulla condivisione con le comunità locali e l'ascolto degli stakeholder, che porta all'identificazione di interventi efficaci per rispondere a bisogni locali in sinergia con gli obiettivi aziendali.
Gli spunti emersi dallo stakeholder engagement e dal dialogo costante con le comunità rappresentano la base per la costruzione di partnership di lungo periodo che vedono il coinvolgimento attivo di Organizzazioni non Governative e startup, imprese e istituzioni radicate sul territorio. Un approccio che porta alla realizzazione di una vasta gamma di progetti in diversi ambiti, anche grazie all'attivazione di ecosistemi virtuosi come la piattaforma Open Innovability® che si basa sull'apertura e la condivisione, facilitando e promuovendo l'identificazione di idee e soluzioni sociali innovative. Nel 2021 sono state oltre 580 le partnership attive a livello internazionale, anche grazie a diversi strumenti come, per esempio, le piattaforme di crowdsourcing (openinnovability.com) e la rete di Innovation Hub.

Catena di fornitura sostenibile

Le prestazioni dei fornitori, oltre a garantire i necessari standard qualitativi, devono andare di pari passo con l'impegno di adottare le migliori pratiche in termini di diritti umani e condizioni di lavoro, di salute e sicurezza sul lavoro, di responsabilità ambientale ed etica. In Enel, le procedure di approvvigionamento sono volte a garantire la qualità delle prestazioni nel massimo rispetto dei princípi di economicità, efficacia, tempestività e correttezza e trasparenza. Il processo di acquisto svolge un ruolo centrale nella creazione del valore nelle sue diverse forme (sicurezza, risparmio, tempi, qualità, risultati, ricavi, flessibilità), grazie a una sempre maggiore interazione e integrazione con il mondo esterno e con le diverse parti dell'organizzazione aziendale. Il totale dei fornitori qualificati con un contratto ancora attivo a fine 2021 è pari a circa 6.900.

La gestione dei fornitori si articola in tre fasi fondamentali, necessarie anche per integrare nelle valutazioni gli aspetti ambientali, sociali e di governance: il sistema di qualificazione, la definizione delle condizioni generali di contratto e il sistema di Supplier Performance Management (SPM). Il sistema globale di qualificazione dei fornitori di Enel (al 31 dicembre 2021 circa 14.000 qualificazioni attive) consente, infatti, una valutazione accurata delle imprese che intendono partecipare alle procedure di appalto, attraverso l'analisi dei requisiti tecnici, economico-finanziari, legali, ambientali, di salute e sicurezza, di diritti umani ed etici e di onorabilità, e rappresenta una garanzia per l'azienda. Per quanto riguarda il processo di gara e di contrattazione, è proseguito l'impegno di Enel per introdurre aspetti legati alla sostenibilità nei processi di gara, attraverso non solo l'applicazione di specifici "K di sostenibilità" premianti, ma anche attraverso l'utilizzo di requisiti di sostenibilità cogenti che tengano conto di fattori ambientali, sociali e di safety dei fornitori. Per favorire l'applicazione e il monitoraggio di questi requisiti, nel corso del 2021 è stata implementata sul portale acquisti WeBUY la prima versione della libreria dei requisiti di sostenibilità, un elenco codificato di azioni di sostenibilità che i buyer possono applicare come requisiti cogenti in fase di gara. Sempre nei primi mesi del 2021 sono stati pubblicati tutti gli standard (Product Category Rules) necessari per ottenere l'EPD ("Dichiarazione Ambientale di Prodotto"), certificazione volta a quantificare, attestare e comunicare gli impatti generati durante l'intero ciclo di vita della fornitura (in termini di emissioni di CO_2, consumo di acqua, impatto sul suolo, materiale riciclato ecc.). Questo processo ci consente di ricavare un benchmark di settore e di definire percorsi di miglioramento con i fornitori coinvolti, più di 200 su 13 categorie di prodotti strategici che coprono circa il 50% dello spending annuale del Gruppo sulle forniture. Sono inoltre previste specifiche clausole contrattuali in tutti i contratti di lavori, servizi e forniture in materia di sostenibilità, tra le quali il rispetto e la protezione dei diritti umani e il rispetto degli obblighi etico-sociali. Il sistema SPM è finalizzato invece al monitoraggio delle prestazioni dei fornitori in termini di qualità, tempestività e sostenibilità in esecuzione del contratto.

Sono inoltre proseguite le attività per una sempre maggiore integrazione dei temi ambientali, sociali e di governance nella strategia della catena di fornitura, creando valore condiviso con i fornitori. Tra queste, si segnalano gli incontri e le iniziative di informazione degli appaltatori in materia di sostenibilità, con specifico riferimento alla tutela della salute e sicurezza.

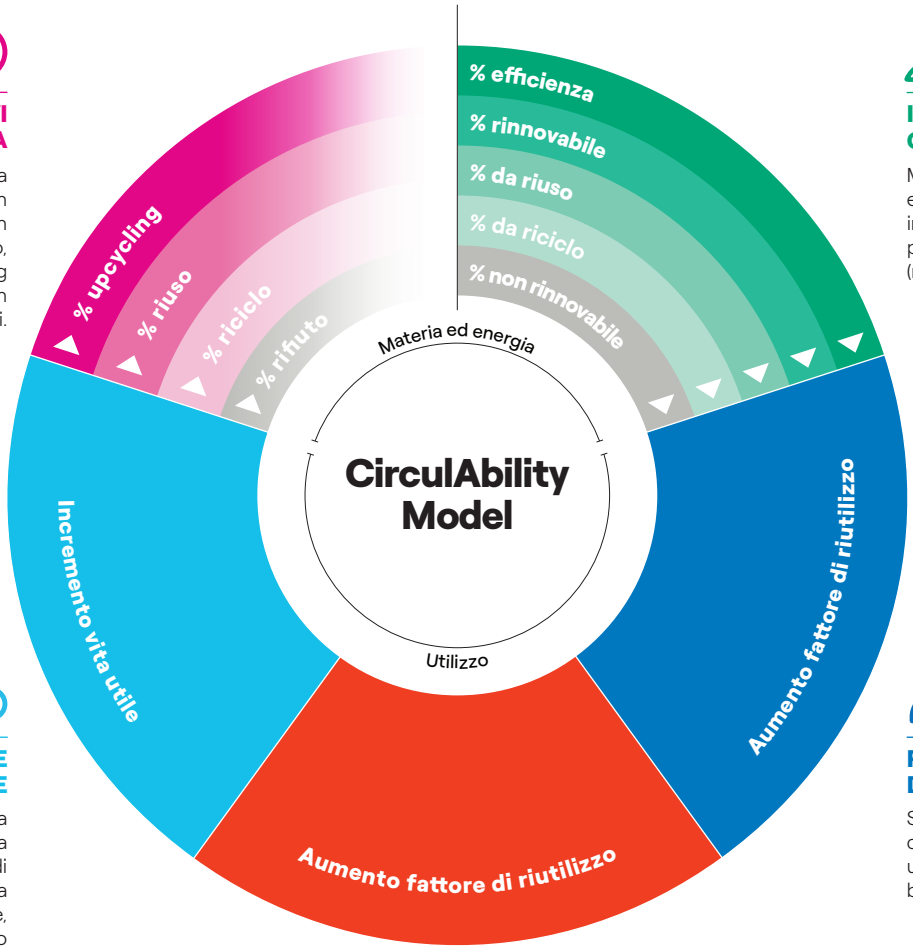
(19) Dati cumulati 2015-2021 sul numero totale beneficiari raggiunti su SDG 7 a oggi.
(20) Dati cumulati 2015-2021 sul numero totale beneficiari raggiunti su SDG 8 a oggi.
(21) Dati cumulati 2015-2021 sul numero totale beneficiari raggiunti su SDG 4 a oggi.

L'economia circolare

L'economia circolare rappresenta per Enel un driver strategico per ripensare l'attuale modello di sviluppo coniugando innovazione, competitività e sostenibilità in modo da rispondere alle grandi sfide ambientali e sociali di oggi. La visione del Gruppo si fonda su cinque pilastri, che agiscono attraverso tre leve principali: il design (ossia, la progettazione, i materiali utilizzati), le modalità di utilizzo (ossia, l'estensione della vita utile, lo sharing, il product as a service) e la chiusura dei cicli (ossia, riuso, rimanifattura, riciclo).

NUOVI CICLI DI VITA

Ogni soluzione finalizzata a preservare il valore di un bene al termine di un ciclo di vita grazie a riuso, rigenerazione, upcycling o riciclo, in sinergia con gli altri pilastri.



INPUT CIRCOLARI

Modello di produzione e utilizzo basato su input rinnovabili o da precedenti cicli di vita (riuso e riciclo).

ESTENSIONE VITA UTILE

Approccio alla progettazione e alla gestione di un asset o di un prodotto volto a estenderne la vita utile, per esempio attraverso progettazione modulare, riparabilità facilitata, manutenzione predittiva.

PIATTAFORME DI CONDIVISIONE

Sistemi di gestione comune tra più utilizzatori di prodotti, beni o competenze.

PRODOTTO COME SERVIZIO

Modello di business in cui il cliente acquista un servizio per un tempo limitato, mentre l'azienda mantiene la proprietà del prodotto, massimizzando il fattore di utilizzo e la vita utile.

Perché il risultato sia effettivamente trasformativo, l'approccio circolare deve inevitabilmente abbracciare l'intera catena del valore. Per questa ragione è stato implementato in tutte le attività del Gruppo, agendo sia attraverso le Linee di Business, per quanto concerne tecnologie e modelli di business, sia attraverso i Paesi, per quanto concerne sinergie cross-settoriali, collaborazioni ed ecosistema.

Dal 2018 è operativo un progetto globale con i fornitori per misurare la circolarità di quanto acquistiamo, premiare i più virtuosi e fare co-innovazione per ripensare assieme asset e prodotti. Le aree di generazione e di distribuzione attraverso l'innovazione stanno sia rivedendo la catena del valore dei nuovi asset installati, come per esempio smart meter, fotovoltaico, eolico, nell'ottica circolare, sia valorizzando gli asset in

esercizio. La Divisione Global Energy and Commodity Management supporta questa transizione estendendo le proprie competenze agli ambiti dei nuovi materiali e delle materie prime seconde. Enel X si propone come acceleratore della circolarità dei propri clienti sia misurando e migliorando continuamente i propri prodotti e servizi, sia fornendo veri e propri servizi di misurazione e consulenza ai clienti per aumentare la loro circolarità.

Enel fin dalle fasi iniziali di adozione di un approccio circolare ha posto un forte focus sulla misurazione dei benefíci ambientali ed economici della circolarità, con la consapevolezza che un modello che superi e idealmente elimini il consumo di risorse non rinnovabili deve essere misurabile per poter essere non solo sostenibile ma anche economicamente competitivo. Dal 2020, nell'ambito del Capital Markets Day, per esempio, il Gruppo ha introdotto un indicatore di circolarità associato al parco di generazione elettrica che integra gli indicatori esistenti sulle emissioni dirette. In particolare, questo ulteriore indicatore fotografa l'evoluzione negli anni del consumo di materiali a vita intera per MWh generato, misurando il consumo dei materiali lungo tutto il ciclo di vita: dalla produzione all'installazione fino alla dismissione degli asset di produzione.

Un modello di business basato sulla circolarità richiede la massima collaborazione tra tutti gli attori chiave: è per questo che Enel ritiene fondamentale aprire linee di comunicazione e collaborazione con chi condivide questa visione, coinvolgendo le filiere e promuovendo iniziative comuni (anche di tipo formativo) per salvaguardare le risorse naturali e aumentare la competitività di un Paese.

Infine, nella convinzione che la transizione verso un'economia circolare genererà molteplici benefíci economici, sociali e ambientali, riteniamo che la finanza del Gruppo possa svolgere un ruolo fondamentale nell'accelerare questa transizione, fornendo assistenza finanziaria alle imprese e ai progetti che implementano modelli di business circolari supportando lo sviluppo delle nuove tecnologie innovative necessarie per consentire il funzionamento di nuovi modelli di business circolari.



Fatti di rilievo del 2021

Enel chiude il gruppo I della centrale a carbone Bocamina con tre anni di anticipo rispetto alla data prevista nel Piano Nazionale di Decarbonizzazione del Cile

In data 4 gennaio 2021 il Gruppo Enel ha effettuato la disconnessione dalla rete elettrica e la cessazione delle attività del gruppo I della centrale a carbone Bocamina, nella municipalità di Coronel, in Cile. Il gruppo I da 128 MW è stato disconnesso dalla rete elettrica con tre anni di anticipo rispetto alla data individuata nel Piano Nazionale di Decarbonizzazione cileno. Tale traguardo – che si unisce alla chiusura della centrale a carbone di Tarapacá il 31 dicembre 2019 e a quella dell'ultimo impianto a carbone di Enel in Cile, il gruppo II di Bocamina, prevista per maggio 2022 – segna un ulteriore progresso nella decarbonizzazione del mix di generazione di Enel in Cile.

Moody's migliora il rating a lungo termine di Enel a "Baa1"

In data 15 gennaio 2021 Moody's Investors Service (Moody's) ha annunciato di aver migliorato il rating sul debito a lungo termine di Enel SpA portandolo a "Baa1" rispetto al precedente "Baa2". Tra i principali elementi che hanno portato all'upgrade, Moody's ha individuato i seguenti:

- bassa volatilità degli utili sostenuta dalle grandi dimensioni e dalla diversificazione geografica;
- stabilità degli utili garantita dal business regolato delle reti e dalla generazione contrattualizzata, che rappresentano l'80% dell'EBITDA del Gruppo;
- solidità finanziaria, con un indice funds from operations (FFO)/net debt superiore al 20%.

Enel emette prestiti obbligazionari ibridi

In data 25 febbraio 2021 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha autorizzato l'emissione da parte di Enel, entro il 31 dicembre 2021, di uno o più prestiti obbligazionari non convertibili subordinati ibridi, anche di natura perpetua, per un importo massimo pari al controvalore di 3 miliardi di euro, da collocare esclusivamente presso investitori istituzionali, europei ed extraeuropei, anche attraverso private placement. Successivamente, in data 4 marzo 2021, in esecuzione di tale delibera Enel ha emesso un nuovo prestito obbligazionario ibrido perpetuo per 2,25 miliardi di euro.

Enel sottoscrive la più grande linea di credito revolving "sustainability-linked"

In data 5 marzo 2021 Enel e la sua società controllata di diritto olandese Enel Finance International NV (EFI) hanno sottoscritto la più grande linea di credito revolving "sustainability-linked" per un ammontare di 10 miliardi di euro e una durata di cinque anni. La linea di credito, che sarà utilizzata per soddisfare il fabbisogno finanziario del Gruppo, è legata al Key Performance Indicator relativo alle emissioni dirette di gas a effetto serra (emissioni di CO_2 equivalente Scope 1 del Gruppo derivanti dalla produzione di elettricità e calore), contribuendo al raggiungimento dell'Obiettivo di Sviluppo Sostenibile (Sustainable Development Goal - SDG) delle Nazioni Unite SDG 13 "Climate Action" e in linea con il "Sustainability-Linked Financing Framework" del Gruppo, rispetto al quale Vigeo Eiris ha rilasciato una Second-Party Opinion. La linea di credito sostituisce la precedente linea di credito revolving da 10 miliardi di euro firmata da Enel ed EFI nel dicembre 2017 e presenta un costo complessivo inferiore rispetto alla precedente linea.

Offerta pubblica di acquisto volontaria parziale per le azioni e le American Depositary Shares di Enel Américas SA

Nell'ambito dell'operazione di riorganizzazione societaria volta a integrare le attività rinnovabili non convenzionali del Gruppo Enel in Centro e Sud America (escluso il Cile) nella controllata quotata cilena Enel Américas SA, in data 15 marzo 2021 Enel SpA, come preannunciato al mercato, ha lanciato una offerta pubblica di acquisto volontaria parziale sulle azioni ordinarie (Azioni) e sulle American Depositary Shares (ADS) di Enel Américas, fino a un massimo di 7.608.631.104 azioni (comprese le Azioni rappresentate da ADS), pari al 10% del capitale sociale a quella data della medesima società (l'OPA). In particolare, l'OPA si è articolata in un'offerta pubblica di acquisto volontaria negli Stati Uniti e in un'offerta pubblica di acquisto volontaria in Cile. Il periodo d'offerta ha avuto inizio il 15 marzo e si è concluso il 13 aprile 2021. L'OPA era condizionata all'efficacia della fusione per incorporazione di EGP Américas SpA in Enel Américas SA, che si è realizzata il 1° aprile 2021. Il corrispettivo complessivo massimo di circa 1.065,2 miliardi di pesos cileni (pari a circa 1,3 miliardi di euro – calcolati al tasso di cambio del 15 aprile 2021 di 847,87 pesos cileni per 1 euro) è stato finanziato dai flussi di cassa della gestione corrente e dalla capacità

di indebitamento esistente. A seguito del completamento dell'offerta pubblica di acquisto parziale volontaria e del perfezionamento della fusione di EGP Américas, Enel possiede circa l'82,3% del capitale sociale attualmente in circolazione di Enel Américas.

Cessione del 50% del capitale di Open Fiber

In data 30 aprile 2021 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha deliberato di avviare le procedure finalizzate alla cessione del 10% del capitale di Open Fiber SpA a CDP Equity SpA (CDPE), subordinato al contestuale perfezionamento della cessione, esaminata e valutata favorevolmente dal Consiglio di Amministrazione di Enel nell'adunanza del 17 dicembre 2020, del 40% del capitale di Open Fiber da Enel a Macquarie Asset Management, nonché al versamento in favore di Open Fiber, in linea con gli impegni dei soci già previsti dal relativo piano industriale attuale, di un apporto di capitale di ammontare complessivo fino a 194 milioni di euro, di cui 97 milioni di euro di competenza Enel.
I contratti per la cessione dell'intera partecipazione, pari al 50% del capitale, di Open Fiber, di cui il 40% a Macquarie Asset Management e il 10% a CDPE sono stati conclusi in data 5 agosto 2021. In particolare, il contratto relativo alla cessione a Macquarie Asset Management del 40% del capitale di Open Fiber prevedeva un corrispettivo di 2.120 milioni di euro, inclusivo del trasferimento dell'80% della porzione Enel dello "shareholders' loan" concesso a Open Fiber, comprensivo degli interessi maturati. Il contratto relativo alla cessione a CDPE del 10% del capitale di Open Fiber prevedeva a sua volta un corrispettivo di 530 milioni di euro, inclusivo del trasferimento a CDPE del 20% della porzione Enel dello "shareholders' loan" concesso a Open Fiber, comprensivo degli interessi maturati. I contratti sopra indicati prevedevano inoltre il riconoscimento in favore di Enel degli "earn-out", legati a eventi futuri e incerti, descritti nei comunicati stampa del 17 dicembre 2020 e del 30 aprile 2021.
In data 3 dicembre 2021 Enel SpA ha perfezionato la cessione dell'intera partecipazione da essa detenuta in Open Fiber SpA, pari al 50% del capitale sociale, in favore di Macquarie Asset Management e di CDPE, a seguito del verificarsi di tutte le condizioni previste dai contratti con essi stipulati, di cui il 40% a Macquarie Asset Management per un corrispettivo di circa 2.199 milioni di euro e il 10% a CDP Equity per un corrispettivo di circa 534 milioni di euro.
Il corrispettivo complessivo incassato da Enel è stato pari quindi a circa 2.733 milioni di euro e ha comportato la rilevazione di un provento a livello di Gruppo di circa 1.763 milioni di euro.

Enel aggiorna il suo Programma di emissione di US Commercial Paper nell'ambito dell'SDG 13, il primo del suo genere negli Stati Uniti

In data 11 maggio 2021 Enel, attraverso la sua controllata statunitense Enel Finance America LLC, ha rinnovato il suo Programma di emissione di Commercial Paper da 3 miliardi di dollari statunitensi istituito nel 2019, elevandone l'importo a 5 miliardi di dollari statunitensi e collegandolo all'Obiettivo di sviluppo sostenibile (SDG) 13 delle Nazioni Unite "Climate Action". In linea con il "Sustainability-Linked Financing Framework" di Enel, il Programma riflette gli obiettivi di riduzione delle emissioni dirette di gas serra del Gruppo Enel per il 2023 e il 2030. Il Programma è parte della strategia di finanza sostenibile di Enel, in linea con l'obiettivo di raggiungere una quota di fonti di finanziamento sostenibile – sul debito lordo totale del Gruppo – pari al 48% nel 2023 e superiore al 70% nel 2030.

Enel colloca con successo un "Sustainability-Linked Bond" da 3,25 miliardi di euro in tre tranche sul mercato Eurobond, lanciando contemporaneamente una Tender Offer su obbligazioni convenzionali

In data 8 giugno 2021 Enel Finance International NV (EFI) ha collocato sul mercato Eurobond un "Sustainability-Linked Bond" da 3,25 miliardi di euro in tre tranche, legato al raggiungimento dell'obiettivo di sostenibilità di Enel relativo alla riduzione di emissioni dirette di gas serra (Scope 1), contribuendo all'Obiettivo di Sviluppo Sostenibile 13 delle Nazioni Unite ("Climate Action") e in linea con il "Sustainability-Linked Financing Framework" del Gruppo. Contestualmente, EFI ha lanciato un'offerta pubblica volontaria non vincolante per il riacquisto di quattro serie di obbligazioni convenzionali in circolazione che si è conclusa in data 15 giugno 2021. Pertanto, la società riacquisterà per cassa obbligazioni convenzionali in euro per un ammontare nominale complessivo pari a 1.069.426.000 euro. Il successo dell'operazione permetterà di accelerare il raggiungimento degli obiettivi di Gruppo legati al rapporto tra le fonti di finanziamento sostenibile e l'indebitamento lordo totale del Gruppo stesso.

Enel Green Power mette in esercizio il più grande parco eolico dell'America del Sud, Lagoa dos Ventos, in Brasile

In data 10 giugno 2021 la controllata brasiliana per le rinnovabili del Gruppo Enel, Enel Green Power Brasil Participações Ltda, ha messo in esercizio il parco eolico Lagoa dos Ventos da 716 MW, l'impianto eolico più grande attualmente in fun-

zione nell'America del Sud e il più esteso di Enel Green Power di questo tipo a livello mondiale. La costruzione dell'impianto ha richiesto un investimento di circa 3 miliardi di real brasiliani, pari a quasi 620 milioni di euro. Enel sta inoltre investendo circa 360 milioni di euro nella costruzione di un progetto eolico da 396 MW, che porterà la capacità complessiva di Lagoa dos Ventos a circa 1,1 GW.

Acquisto di azioni proprie a servizio del Piano di incentivazione di lungo termine 2021 e conclusione del Programma di buyback

In data 17 giugno 2021 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA, in attuazione dell'autorizzazione conferita dall'Assemblea degli azionisti del 20 maggio 2021, ha approvato l'avvio di un programma di acquisto di azioni proprie, per un numero di azioni pari a 1,62 milioni (il Programma), equivalenti a circa lo 0,016% del capitale sociale di Enel. Il Programma è stato introdotto al servizio del Piano di incentivazione di lungo termine per il 2021 destinato al management di Enel e/o di società da questa controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile (Piano LTI 2021), anch'esso approvato dall'Assemblea del 20 maggio 2021. Ai fini dell'esecuzione del Programma, la Società ha conferito un incarico a un intermediario abilitato e, in linea con l'impegno di Enel per un modello di sviluppo sostenibile, il prezzo di acquisto delle azioni dall'intermediario era legato al raggiungimento dell'obiettivo di performance del Piano LTI 2021 rappresentato dalle emissioni dirette di gas serra (GHG Scope 1) per kWh equivalente prodotto dal Gruppo Enel nel 2023.
Nell'ambito del Programma, sono state acquistate complessive n. 1.620.000 azioni Enel (pari allo 0,015934% del capitale sociale), al prezzo medio ponderato per il volume di 7,8737 euro per azione e per un controvalore complessivo di 12.755.458,734 euro. Considerando le azioni proprie già in portafoglio, Enel detiene complessivamente al 31 dicembre 2021 n. 4.889.152 azioni proprie, pari allo 0,048090% del capitale sociale.

Da BEI il primo accordo di finanziamento "sustainability-linked" da 600 milioni di euro per e-distribuzione

In data 1° luglio 2021 e-distribuzione, società del Gruppo Enel, e la Banca Europea per gli Investimenti (BEI) hanno siglato la prima tranche da 300 milioni di euro di un finanziamento "sustainability-linked" per complessivi 600 milioni di euro. Si tratta del primo contratto di finanziamento della BEI collegato alla sostenibilità, relativo al raggiungimento da parte di Enel dell'obiettivo di riduzione delle emissioni dirette di gas serra (Scope 1), in linea con il Sustainable Development Goal (SDG) 13 delle Nazioni Unite ("Climate Action") e con il "Sustainability-Linked Financing Framework" del Gruppo.

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 SpA 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. Il procedimento è in una fase del tutto iniziale e l'individuazione degli indagati è provvisoria e risponde, nella fase delle indagini, all'esigenza di consentirne la partecipazione all'accertamento tecnico non ripetibile disposto dal Pubblico Ministero.
La relazione del consulente tecnico del Pubblico Ministero, datata 15 dicembre 2021, è stata depositata e acquisita al fascicolo di quest'ultimo.

Enel colloca un "Sustainability-Linked Bond" multitranche per 4 miliardi di dollari statunitensi sui mercati USA e internazionali, accelerando ulteriormente il raggiungimento dei suoi obiettivi di finanza sostenibile

In data 8 luglio 2021 Enel Finance International NV (EFI) ha collocato un "Sustainability-Linked Bond" multitranche da 4 miliardi di dollari statunitensi, legato al raggiungimento dell'obiettivo di sostenibilità di Enel relativo alla riduzione di emissioni dirette di gas serra (Scope 1), contribuendo all'Obiettivo di Sviluppo Sostenibile 13 delle Nazioni Unite ("Climate Action") e in linea con il "Sustainability-Linked Financing Framework" del Gruppo. L'emissione è stata finalizzata al riacquisto, avvenuto in data 20 luglio 2021, di quattro obbligazioni convenzionali di EFI aventi un ammontare nominale complessivo di 6 miliardi di dollari statunitensi. L'operazione rientra nell'ambito della strategia del Gruppo Enel per accelerare ulteriormente il raggiungimento degli obiettivi legati al rapporto tra le fonti di finanziamento sostenibile e l'indebitamento lordo totale del Gruppo stesso.

Accordo tra Enel ed ERG per l'acquisizione di 527 MW di impianti idroelettrici

In data 2 agosto 2021 la controllata Enel Produzione SpA ha sottoscritto l'accordo per l'acquisizione dell'intero capitale sociale di ERG Hydro Srl (società interamente controllata da ERG SpA) che detiene un portafoglio di impianti idroelettrici per 527 MW di capacità installata, a fronte di un corrispettivo di 1.039 milioni di euro, per un enterprise value di 1.000 milioni di euro.
In data 3 gennaio 2022 Enel Produzione SpA ha perfezionato

l'acquisizione dell'intero capitale sociale di ERG Hydro Srl da ERG Power Generation SpA.
Enel Produzione ha riconosciuto un corrispettivo di circa 1.039 milioni di euro, cui si è aggiunto al closing un primo aggiustamento prezzo di circa 226 milioni di euro concernente la valorizzazione del mark to market di alcuni derivati di copertura di ERG Power Generation relativi a parte dell'energia prodotta in futuro dagli impianti di ERG Hydro. L'accordo di compravendita prevede inoltre un ulteriore aggiustamento del corrispettivo nei mesi successivi, che sarà effettuato principalmente in base alla variazione di capitale circolante netto e posizione finanziaria netta di ERG Hydro e all'effettivo livello delle riserve d'acqua di alcuni bacini inclusi nel perimetro. Gli impianti detenuti da ERG Hydro, situati tra Umbria, Lazio e Marche, hanno una capacità installata di 527 MW e una produzione media annua di circa 1,5 TWh.

Enel colloca un "Sustainability-Linked Bond" da 3,5 miliardi di euro in tre tranche sul mercato Eurobond, lanciando contemporaneamente una Tender Offer su obbligazioni convenzionali denominate in dollari USA

In data 21 settembre 2021 Enel Finance International NV (EFI) ha collocato sul mercato Eurobond un "Sustainability-Linked Bond" da 3,5 miliardi di euro in tre tranche, legato al raggiungimento dell'obiettivo di sostenibilità di Enel relativo alla riduzione di emissioni dirette di gas serra (Scope 1), contribuendo all'Obiettivo di Sviluppo Sostenibile 13 delle Nazioni Unite ("Climate Action") e in linea con il "Sustainability-Linked Financing Framework" del Gruppo. Contestualmente, EFI ha lanciato un'offerta pubblica volontaria non vincolante per il riacquisto parziale di tre serie di obbligazioni convenzionali in circolazione che si è conclusa lo scorso 4 ottobre 2021, per un importo complessivo di circa 1,47 miliardi di dollari statunitensi, accelerando così il raggiungimento degli obiettivi di Gruppo legati al rapporto tra le fonti di finanziamento sostenibile e l'indebitamento lordo totale del Gruppo stesso.
In data 5 ottobre 2021, a seguito dei risultati alla Early Expiry Date della Tender Offer lanciata il 21 settembre, EFI ha riacquistato e cancellato obbligazioni convenzionali per un ammontare complessivo di 1,47 miliardi di dollari statunitensi.

Enel presenta Gridspertise, la società dedicata alla trasformazione digitale delle reti elettriche

In data 23 settembre 2021 è stata presentata Gridspertise, società interamente controllata da Enel attraverso la sua controllata Enel Global Infrastructure and Networks. La società farà leva sulle competenze di Enel nel collaudare, valutare e implementare su larga scala le migliori tecnologie per la gestione di reti elettriche intelligenti in tutto il mondo, al fine di fornire soluzioni collaudate ai gestori dei sistemi di distribuzione (DSO).

Procedimenti sanzionatori avviati dalla Direzione Generale dell'Energia del Governo delle Isole Canarie – Spagna

Il 6 ottobre 2021 la Direzione Generale dell'Energia del Governo delle Isole Canarie (Direzione Generale dell'Energia) ha notificato a Edistribución Redes Digitales SLU (EDRD) tre risoluzioni per l'avvio di altrettanti procedimenti disciplinari (ES.AE.LP 006/2019ES, AE.LP 007/2019ES e AE.LP 008/2019), rispettivamente, per presunte violazioni consistenti nell'ingiustificato rifiuto o alterazione del permesso di connessione a un punto della rete e nell'inosservanza degli obblighi di manutenzione e di corretto funzionamento di un servizio di contatto per reclami e incidenti. Il 29 ottobre 2021 EDRD ha presentato memorie scritte in ogni procedimento. L'importo delle sanzioni che potrebbero essere irrogate nei tre procedimenti è rispettivamente pari a 11, 18 e 28 milioni di euro.
Il 24 gennaio 2022 la Direzione Generale dell'Energia ha notificato a EDRD una nuova risoluzione, datata 18 novembre 2021, con la quale è stato avviato un ulteriore procedimento disciplinare per la presunta commissione di cinque infrazioni classificate come continuate e gravi e di due infrazioni classificate come molto gravi e non continuate, segnalando la possibilità di applicare una sanzione per un ammontare massimo di 94 milioni di euro. Le infrazioni contestate si riferiscono nuovamente alle richieste di accesso e connessione alla rete, all'esecuzione delle connessioni, al trattamento delle richieste dei clienti, alle informazioni fornite, ai sistemi implementati e ai ritardi nell'esecuzione.
Allo stato, nessuna sanzione è stata irrogata.

Operazione di consent solicitation rivolta ai portatori di un bond ibrido

In data 28 ottobre 2021 Enel SpA ha lanciato un'operazione di consent solicitation rivolta ai portatori di un prestito obbligazionario non convertibile subordinato ibrido emesso dalla Società da 900 milioni di euro, volta ad allinearne i termini e le condizioni a quelli dei prestiti obbligazionari non convertibili subordinati ibridi perpetui lanciati dalla stessa Enel nel 2020 e nel 2021.
In data 9 dicembre 2021 l'Assemblea dei portatori del prestito obbligazionario ha approvato le proposte di modifica dei termini e condizioni del prestito obbligazionario. In particolare, le modifiche approvate hanno previsto, tra l'altro, che:

- il prestito obbligazionario, originariamente emesso con una scadenza determinata e di lungo periodo, diventerà esigibile e pagabile e dovrà dunque essere rimborsato

dalla Società solo in caso di scioglimento o liquidazione della stessa;
- gli eventi di inadempimento, precedentemente previsti nel regolamento e nella ulteriore documentazione che disciplina il prestito obbligazionario, sono eliminati.

Funac e beneficio fiscale ICMS – Brasile

In data 5 febbraio 2019 è stata promulgata la legge n. 20416 con la quale lo Stato di Goiás ha ridotto dal 27 gennaio 2015 al 24 aprile 2012 il periodo di operatività sia del fondo Funac (istituito in forza della legge n. 17555 del 20 gennaio 2012), sia del sistema di beneficio fiscale (istituito in forza della legge n. 19473 del 3 novembre 2016) che permette a Celg Distribuição SA (Celg-D) di ottenere il rimborso del pagamento di alcune somme tramite una compensazione fiscale con il pagamento dell'ICMS – *Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços* (imposta sulla circolazione di beni e servizi).
Il 25 febbraio 2019 Celg-D ha impugnato la legge n. 20416 dinanzi al Tribunale dello Stato di Goiás attraverso una domanda ("writ of mandamus") con una contestuale richiesta di sospensione cautelare che è stata respinta in via preliminare in data 26 febbraio 2019. Celg-D ha presentato appello avverso questa decisione, che è stato accolto dal Tribunale dello Stato di Goiás in data 11 giugno 2019. In data 1° ottobre 2019 lo stesso Tribunale dello Stato di Goiás ha emesso un'ordinanza con la quale ha revocato la misura cautelare precedentemente concessa in favore di Celg-D e, pertanto, gli effetti della legge sono stati ripristinati a partire da tale data. Avverso tale decisione Celg-D ha presentato ricorso sostenendo che il diritto alla garanzia dei crediti fiscali ha un fondamento sia legale sia contrattuale e che, pertanto, risultano palesemente illegittime le azioni che lo Stato di Goiás ha posto in essere allo scopo di sospendere integralmente l'applicazione di tali leggi. In data 2 ottobre 2019 il ricorso presentato da Celg-D è stato rigettato. Successivamente, il 21 novembre 2019, Celg-D ha impugnato questa decisione dinanzi al Superior Tribunal de Justiça (STJ). Il 27 febbraio 2020 il Tribunal de Justiça (TJ) ha dichiarato inammissibile tale impugnazione. Celg-D ha impugnato anche questa decisione dinanzi al STJ in data 5 maggio 2020 e il procedimento è in corso di svolgimento. Nell'ambito del procedimento di merito ("writ of mandamus"), il 14 luglio 2021 il Tribunale dello Stato di Goiás ha sollevato una questione di legittimità costituzionale dinanzi a una sezione specializzata dello stesso Tribunale.
Il 5 ottobre 2021 Il Pubblico Ministero ha concluso per l'improcedibilità della questione di legittimità costituzionale. Il 9 novembre 2021 la sezione specializzata del TJ ha accolto la posizione del Pubblico Ministero e ha rigettato la questione di costituzionalità, disponendo il rinvio della causa dinanzi al giudice del merito.
Inoltre, è importante sottolineare che la copertura del fondo Funac è prevista contrattualmente nell'ambito dell'accordo per l'acquisizione di Celg-D da parte di Enel Brasil SA.
In data 26 aprile 2019 è stata promulgata la legge n. 20468 con la quale lo Stato di Goiás ha revocato integralmente il sistema di beneficio fiscale sopra menzionato. In data 5 maggio 2019 Celg-D ha presentato una domanda giudiziale ordinaria e una contestuale richiesta di sospensione cautelare nei confronti dello Stato di Goiás per contestare la suddetta legge. Il 16 settembre 2019 il Tribunale dello Stato di Goiás ha rigettato la domanda cautelare, sul presupposto dell'assenza dei requisiti cautelari in materia di "periculum in mora". Il 26 settembre 2019 Celg-D ha presentato appello (*agravo de instrumento*) dinanzi al Tribunale dello Stato di Goiás contro la decisione che ha rigettato la concessione della misura cautelare, sostenendo che la revoca della legge in materia di crediti fiscali è incostituzionale nella misura in cui tali crediti sono stati stabiliti in conformità alla legge applicabile e costituiscono diritti acquisiti. Il 7 settembre 2020 lo Stato di Goiás ha presentato la sua memoria di replica alla domanda cautelare in appello. Con provvedimento reso all'udienza del 20 luglio 2021, e successivamente confermato in data 17 settembre 2021, il Tribunale dello Stato di Goiás ha rigettato la domanda cautelare di Celg-D.
Inoltre, si rileva che l'associazione brasiliana delle società di distribuzione di energia elettrica (ABRADEE) aveva presentato dinanzi alla Corte Costituzionale brasiliana (Supremo Tribunal Federal) un'azione di costituzionalità relativamente alle Leggi n. 20416 e n. 20468, che era stata poi respinta il 3 giugno 2020 attraverso una decisione individuale del giudice relatore sul presupposto dell'assenza dei requisiti formali. Il 24 giugno 2020 ABRADEE ha presentato ricorso (*agravo regimental*) contro tale decisione. In data 21 settembre 2020 la Corte Suprema del Brasile, senza entrare nel merito della vicenda, ha respinto il ricorso di ABRADEE per ragioni formali e il procedimento si è concluso. Il 15 ottobre 2020 ABRADEE ha presentato ricorso avverso questa decisione. In data 8 marzo 2021 la Corte Suprema del Brasile ha respinto il ricorso di ABRADEE e la decisione è passata in giudicato il 5 aprile 2021.

Chiusura della centrale a carbone di La Spezia

In data 2 dicembre 2021 Enel SpA ha ricevuto l'autorizzazione finale dal Ministero della Transizione Ecologica per la cessazione definitiva dell'impianto a carbone della centrale termoelettrica "Eugenio Montale" di La Spezia.

Emissione di prestiti obbligazionari ibridi

In data 16 dicembre 2021 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha autorizzato l'emissione da parte di Enel, entro il 31 dicembre 2022, di uno o più prestiti obbligazionari non convertibili subordinati ibridi, anche di natura perpetua, per un importo massimo pari al controvalore di 3 miliardi di euro, da collocare esclusivamente presso investitori istituzionali, europei ed extraeuropei, anche attraverso private placement. Il Consiglio di Amministrazione di Enel ha inoltre revocato per la parte non ancora eseguita, pari a circa 0,75 miliardi di euro, la precedente delibera del 25 febbraio 2021 relativa all'emissione di uno o più prestiti obbligazionari da parte della Società, fatti salvi tutti gli effetti relativi alle emissioni già effettuate.

Procedimento penale centrale di Pietrafitta – Italia

In relazione alla centrale termoelettrica di Pietrafitta, la Procura di Perugia aveva avviato un'indagine nei confronti di alcuni esponenti di Enel Produzione SpA, nonché di alcuni terzi oggi proprietari dei terreni adiacenti la centrale – un tempo di Enel – sui quali erano state rinvenute delle ceneri. I reati contestati sono i seguenti: omessa bonifica (art. 452 *terdecies* c.p.), in relazione ad alcune aree interessate dallo sversamento di ceneri prodotte fino agli anni Ottanta dalla centrale di Pietrafitta e da altre centrali della società, nonché di altre aree sulle quali è stata rinvenuta una contaminazione di policlorobifenili (PCB) provenienti da alcune macchine di miniera in disuso; inquinamento ambientale (art. 452 *bis* c.p.), legato alla predetta contaminazione con PCB, rispetto al quale è stata contestata, altresì, a Enel Produzione SpA la responsabilità amministrativa ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001.
Rispetto a tali reati, nell'estate 2019 Enel Produzione SpA ha presentato una richiesta di archiviazione, che è stata accolta dal PM per il reato di inquinamento ambientale, con la conseguente archiviazione anche dell'imputazione ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001.
Alcune associazioni ambientaliste hanno presentato opposizione all'archiviazione e il 21 febbraio 2020 si è tenuta dinanzi al GIP l'udienza di discussione, conclusasi con un provvedimento di archiviazione (28 maggio 2020) che ha, in sintesi, accolto tutte le difese di Enel, valorizzando gli argomenti difensivi proposti e confermando l'archiviazione altresì di ogni altra ipotesi di reato – comunque già non contestata dalla Procura – afferente ai possibili riflessi sulla salute a causa della presenza delle ceneri.
Pertanto, l'azione penale prosegue in relazione al solo reato di omessa bonifica, rispetto al quale i dipendenti di Enel Produzione SpA hanno presentato, a dicembre 2019, istanza di sospensione del procedimento con messa alla prova, consistente nell'attuazione di un programma concordato con gli uffici della Procura che costituisce condotta riparatoria proporzionata e congrua rispetto alle contestazioni formulate nei confronti degli indagati. L'udienza di messa alla prova si è tenuta il 29 ottobre 2020, data in cui il Giudice per le indagini preliminari presso il Tribunale di Perugia ha accolto la richiesta di messa alla prova. L'udienza è stata poi rinviata al 18 febbraio 2021, data in cui è stato approvato il programma proposto da Enel Produzione, stabilendo un termine di nove mesi per l'esecuzione dello stesso.
All'udienza del 16 dicembre 2021 il giudice, dopo ampia discussione, verificato l'adempimento del programma, ha dichiarato l'estinzione dei reati contestati in conseguenza dell'esito positivo delle attività di messa alla prova.

BEI ed Enel stipulano un finanziamento "sustainability linked" da 120 milioni di euro per la transizione energetica in Italia

In data 20 dicembre Enel e la Banca Europea per gli Investimenti (BEI) hanno stipulato un finanziamento "sustainability-linked" da 120 milioni di euro per la transizione energetica in Italia. Il finanziamento della BEI a Enel Italia fa parte del programma di prestiti della banca collegato alla sostenibilità, relativo al raggiungimento da parte di Enel dell'obiettivo di riduzione delle emissioni dirette di gas serra (Scope 1), in linea con il Sustainable Development Goal (SDG) 13 delle Nazioni Unite ("Climate Action") e con il "Sustainability-Linked Financing Framework" del Gruppo.

Enel rinnova la sua partnership con Cinven in Ufinet Latam

In data 21 dicembre 2021 Enel SpA, tramite Enel X International Srl, società interamente controllata da Enel X Srl, ha siglato un nuovo accordo con una holding controllata da Sixth Cinven Fund e una holding controllata da Seventh Cinven Fund – fondi entrambi gestiti dalla società di private equity internazionale Cinven – avente a oggetto l'acquisto in via indiretta, per il tramite di una holding, di circa il 79% del capitale di Ufinet Latam SLU da Sixth Cinven Fund a fronte di un corrispettivo di 1.320 milioni di euro e la contestuale vendita dell'80,5% del capitale della società a Seventh Cinven Fund per un corrispettivo di circa 1.240 milioni di euro, al fine di rinnovare la partnership in essere in Ufinet. Enel X International riceverà contestualmente circa 140 milioni di euro a titolo di distribuzione di riserve disponibili di Ufinet, cifra soggetta a potenziali aggiustamenti al closing.
In base a tale accordo, Enel X International manterrà quindi una partecipazione indiretta del 19,5% nel capitale di Ufinet mentre Seventh Cinven Fund risulterà titolare del restante 80,5%.

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 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, diverse Regioni (Lombardia, Piemonte, Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Provincia di Trento, Calabria e Basilicata) hanno emanato leggi regionali.
Sia la normativa statale che quella regionale di attuazione, ad avviso di Enel Green Power Italia ed Enel Produzione, violano princípi comunitari e princípi costituzionali quali per esempio il diritto di proprietà, il principio di certezza del diritto, il principio di proporzionalità e del legittimo affidamento, 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.
La previsione del pagamento del nuovo canone binomio e dell'obbligo di fornire energia gratuita a carico anche dei titolari di concessioni in corso di validità e non ancora scadute, comporta, infine, l'introduzione nei rapporti concessori di un elemento imprevisto e irragionevole di significativo squilibrio economico e ciò in evidente violazione del principio di ragionevolezza e di proporzionalità del canone che la giurisprudenza costituzionale richiede di rispettare nel caso siano introdotte, nell'ambito di rapporti di durata, modifiche peggiorative.
Enel Green Power Italia ed Enel Produzione hanno impugnato i primi atti attuativi delle singole leggi regionali e i successivi avvisi di pagamento del canone binomio e della monetizzazione della fornitura di energia gratuita avanti al TAR e al Tribunale Regionale delle Acque Pubbliche, chiedendone l'annullamento e sollevando la questione di illegittimità costituzionale sia della legge statale sia delle leggi regionali. Il TAR Piemonte con sentenza n. 1085 del 25 novembre 2021 e il TAR Lombardia con sentenza n. 2900 del 23 dicembre 2021, nelle cause promosse da Enel Green Power Italia contro le rispettive Regioni, hanno declinato la propria giurisdizione a favore del Tribunale Superiore delle Acque, innanzi al quale Enel Green Power Italia dovrà riassumere il contenzioso per la prosecuzione del giudizio.
Il Governo ha impugnato avanti la Corte Costituzionale alcune delle leggi regionali attuative emanate denunciando la violazione di diversi princípi costituzionali.
Enel Green Power Italia è intervenuta *ad adiuvandum* nei suddetti giudizi di legittimità costituzionale promossi dal Governo innanzi alla Corte Costituzionale contro la Provincia di Trento e le Regioni Lombardia, Piemonte e Basilicata. Anche le associazioni di categoria (Utilitalia ed Elettricità Futura) hanno presentato memorie nell'ambito dei giudizi avviati avanti la Corte Costituzionale dal Governo; inoltre, altri operatori del settore hanno proposto azioni giudiziarie avverso gli atti attuativi delle singole leggi regionali chiedendone l'annullamento.
In merito al giudizio di legittimità innanzi alla Corte Costituzionale contro la legge regionale della Lombardia, il Consiglio dei Ministri ha deliberato di rinunciare all'impugnativa totale della legge regionale Lombardia n. 5/2020, "in quanto la Regione Lombardia, con successiva legge regionale, ha apportato modifiche alle disposizioni oggetto di impugnativa che consentono di ritenere superate le censure di illegittimità rilevate". Tali modifiche non hanno comunque riguardato i profili di costituzionalità denunciati da Enel nel ricorso *ad adiuvandum*. È ragionevole ritenere che, a seguito della formale accettazione da parte della Regione della rinuncia al contenzioso da parte del Governo, la Corte Costituzionale dichiari estinto il giudizio, con la conseguente decadenza anche dell'intervento Enel.

Enel insieme con Intesa Sanpaolo per acquistare Mooney e creare una fintech europea

In data 23 dicembre 2021 Enel SpA, attraverso la società interamente controllata Enel X Srl, e Intesa Sanpaolo SpA, attraverso la controllata Banca 5 SpA, hanno siglato un accordo con Schumann Investments SA, società controllata dal fondo internazionale di private equity CVC Capital Partners Fund VI, per l'acquisizione del 70% del capitale sociale del Gruppo Mooney SpA, società fintech operante nei servizi di proximity banking e payments. In particolare, Enel X acquisirà il 50% del capitale di Mooney, mentre Banca 5, che attualmente già detiene il 30% del capitale di Mooney, aumenterà la propria partecipazione al 50%, venendosi in tal modo a creare un controllo congiunto di entrambe le parti su Mooney.
L'accordo, basato su un enterprise value del 100% di Mooney di 1.385 milioni di euro, prevede il riconoscimento al closing da parte di Enel X di un corrispettivo compreso tra 334 milioni di euro e 361 milioni di euro; tale corrispettivo è costituito da 220 milioni di euro per la parte di equity e da una componente variabile legata a un meccanismo di aggiustamento del prezzo al closing. Contestualmente Intesa Sanpaolo pagherà al closing un corrispettivo compreso tra 88 milioni di euro e 94 milioni di euro; tale corrispettivo è

costituito a sua volta da 88 milioni di euro per l'equity, cui si aggiunge una componente variabile legata a un meccanismo di aggiustamento del prezzo al closing.

Frodi interventi bonus fiscale Enel X Italia – Italia

Nell'ambito del business Vivi Meglio, Enel X Italia svolge, tra le altre, attività di fornitura di dispositivi di efficientamento energetico a imprese operanti nel settore degli interventi di riqualificazione energetica e/o miglioramento sismico su edifici condominiali e/o singole unità immobiliari.
In tale ambito, contestualmente al contratto di fornitura di servizi/prodotti, Enel X Italia (quale cessionario) sottoscrive con un'impresa (quale cedente) un accordo quadro di acquisto del credito di imposta – in base alle diverse tipologie di incentivi previste dalla normativa vigente (quali Superbonus 110%, Bonus Facciate, Ecobonus, Sismabonus, Bonus Ristrutturazione) – maturato dall'impresa per la realizzazione di interventi di riqualificazione degli edifici di proprietà di soggetti terzi (committenti), rispetto ai quali Enel X Italia non detiene alcun tipo di rapporto contrattuale.
A partire dai mesi di ottobre/novembre 2021, in conseguenza di alcune richieste di informazioni ricevute da parte della Guardia di Finanza circa l'ipotizzata irregolarità di alcuni crediti fiscali, Enel X Italia ha effettuato una serie di verifiche e riscontrato alcune anomalie in relazione ad alcuni crediti fiscali acquisiti, provvedendo a denunciarle tempestivamente alla Procura della Repubblica di Roma.
Alla luce di quanto emerso dalle analisi svolte e in virtù dell'aggiornamento normativo avvenuto a novembre 2021 con la pubblicazione del decreto legge n. 157/2021 "Anti-frode" (recante "misure urgenti per il contrasto alle frodi nel settore delle agevolazioni fiscali ed economiche"), le operazioni di acquisto dei crediti fiscali sono state temporaneamente sospese, e successivamente riattivate a dicembre 2021 secondo nuove modalità di controllo.
Tra il 23 dicembre 2021 e il 31 gennaio 2022, nell'ambito di alcune indagini in merito a presunte truffe in relazione alla normativa sugli interventi di riqualificazione energetica, sono stati notificati a Enel X Italia tre decreti di sequestro preventivo (ex art. 321 c.p.p.), emessi dalle Procure della Repubblica presso il Tribunale di Roma e Napoli, in relazione a crediti di imposta acquistati da Enel X Italia da alcune imprese della filiera per circa 45 milioni di euro.
I sequestri sono stati eseguiti mediante blocco sul portale dell'Agenzia delle Entrate "Piattaforma cessione crediti" e corrispondente riduzione del plafond di crediti fiscali compensabili nel cassetto fiscale della società e dei relativi cessionari.
In considerazione del fatto che tali crediti, al momento del sequestro, erano stati a loro volta già ceduti da Enel X Italia a istituti finanziari, i provvedimenti cautelari non sono stati disposti direttamente nei confronti della società, la quale ha tuttavia prontamente informato i cessionari di tali sequestri, invitandoli a conformarsi a loro volta a quanto disposto dalle autorità giudiziarie. Dai provvedimenti di sequestro notificati è stato possibile verificare che tra i destinatari degli stessi vi sono anche altri operatori del settore.

Aspetti normativi e tariffari

Il quadro regolamentare europeo

Finanza sostenibile (tassonomia)

La tassonomia è un sistema di classificazione che stabilisce un elenco di attività ecosostenibili per guidare gli investitori istituzionali nel prendere decisioni informate e quindi reindirizzare i flussi di capitale verso di loro. Il primo atto delegato che stabilisce i criteri di vaglio tecnico per circa 60 attività economiche, tra cui la produzione di energia elettrica da solare fotovoltaico, eolico, idroelettrico, geotermico, distribuzione, è stato pubblicato dalla Commissione Europea nel giugno 2021 ed è entrato in vigore nel gennaio 2022.
Il 31 dicembre 2021 la Commissione ha inviato per consultazione agli Stati membri un progetto di atto delegato complementare che stabilisce una serie di condizioni affinché il gas fossile e il nucleare siano classificati come attività transitorie allineate alla tassonomia. Alcune attività di interesse di Enel come il retail e il trading non sono finora coperte dalla tassonomia.

Dossier in consultazione con impatti finanziari nel corso del 2021

Il 14 luglio 2021 la Commissione Europea ha pubblicato il pacchetto "Fit for 55 (FF55)", ovvero una serie di proposte che mirano alla riduzione delle emissioni nette in seno all'Unione Europea del -55% al 2030 rispetto al 1990.

Direttiva Rinnovabili (RED II)

Tra le modifiche proposte all'attuale legislazione energetica dell'UE la revisione della Direttiva Rinnovabili riveste un ruolo di primo piano, dato che per raggiungere i nuovi obiettivi climatici sarà necessaria anche una quota molto più alta di fonti rinnovabili nel mix energetico degli Stati membri. La proposta della Commissione Europea stabilisce un framework per la diffusione delle rinnovabili in tutti i settori dell'economia, con particolare attenzione ai settori in cui i progressi sono stati lenti (trasporti, edifici e industria).
Tra i punti fondamentali della revisione vi è l'aumento della quota minima vincolante di fonti rinnovabili nel consumo finale di energia nell'UE al 40% entro il 2030, raddoppiando di fatto la quota di RES nel mix energetico nel corso di un solo decennio (2021-2030). Questo obiettivo del 40% è significativamente più alto di quello concordato nella precedente revisione della direttiva nel 2018 (32%) ed è sostenuto da target UE e nazionali più elevati, tra i quali: il nuovo obiettivo che prevede che il 49% dell'energia utilizzata negli edifici europei sia rinnovabile; l'obbligo di incremento minimo delle RES nell'industria dell'1,1% annuo; la trasformazione in vincolante dell'obbligo esistente di incremento dell'1,1% annuo dell'uso delle RES nel riscaldamento e raffreddamento; l'introduzione di nuove quote minime per l'utilizzo di idrogeno verde nell'industria e nei trasporti (50% e 2,6% annuo rispettivamente).
Infine, ulteriormente degne di nota nella proposta della Commissione Europea sono anche la creazione di un nuovo meccanismo di crediti volto a promuovere l'uso dell'elettricità rinnovabile nei trasporti e l'impegno per la rimozione delle barriere nelle procedure di autorizzazione per i nuovi impianti RES.

Dossier ETS (EU Emissions Trading System)

Tra i dossier in consultazione, la Commissione Europea propone anche una riforma dell'EU ETS, al fine di rafforzarlo e aumentarne l'ambizione coerentemente con gli impegni climatici comunitari espressi dal pacchetto "FF55".
La proposta di revisione conferma il ruolo centrale dell'EU ETS come uno dei principali strumenti di politica climatica dell'Unione Europea, aumentando anche la resilienza del mercato agli shock economici. Viene inoltre chiesto un maggior contributo alla decarbonizzazione da parte dei settori inclusi nell'EU ETS, ed è in consultazione anche l'estensione del meccanismo a nuovi settori (per es., marittimo, produzione di idrogeno tramite elettrolizzatori) oltre a un possibile mercato ETS separato per i settori del trasporto stradale e degli edifici.
Sebbene la riforma dell'EU ETS sia ancora in consultazione, la sola pubblicazione ha avuto impatti sull'equilibrio di

domanda/offerta nel mercato ETS, avendo modificato le aspettative degli operatori e dunque i prezzi del mercato stesso.

Dossier CBAM (Carbon Border Adjustment Mechanism)

Uno degli elementi più innovativi e anche destinato a far discutere del pacchetto "FF55" è il CBAM, una tariffa che sarà applicata ai beni importati prodotti con standard ambientali inferiori a quelli UE. L'obiettivo del meccanismo CBAM è ridurre il rischio di rilocalizzazione delle emissioni di CO_2. Ciò serve a garantire che i prodotti importati siano trattati in modo non meno favorevole rispetto ai prodotti nazionali fabbricati negli impianti ETS dell'UE. Poiché gli impianti che rientrano nel sistema ETS dell'UE sono soggetti a un prezzo del carbonio valutato in base alle loro emissioni effettive, anche i prodotti importati inclusi nell'ambito CBAM dovrebbero essere valutati sulla base delle loro emissioni effettive di gas a effetto serra. Tuttavia, per consentire alle imprese di adeguarsi a tale sistema, si propone di iniziare con un periodo transitorio senza aggiustamento finanziario. Questo meccanismo sarà introdotto gradualmente e si applicherà inizialmente solo a un numero selezionato di beni ad alto rischio di rilocalizzazione del carbonio: ferro e acciaio, cemento, fertilizzanti, alluminio e produzione di elettricità.

Dossier Efficienza Energetica ed Edifici

La proposta di revisione della Direttiva di Efficienza Energetica mira a stabilire target vincolanti europei per il 2030 più ambiziosi (+36% rispetto al precedente +32,5%), in linea con l'obiettivo di riduzione del 55% di gas serra al 2030. La direttiva introduce un sistema di calcolo dei contributi indicativi che ciascuno Stato membro deve stabilire al fine del raggiungimento del target dell'Unione e propone, tra le misure, il raddoppio degli obblighi annuali di risparmio energetico sugli usi finali. Il settore pubblico è chiamato a un contributo di risparmio energetico anche superiore, pari all'1,7% annuo, cui si aggiunge l'obbligo di rinnovo del 3% per tutto il patrimonio edilizio. La direttiva impone agli Stati membri misure volte ad alleviare la condizione di povertà energetica, incrementando le misure di efficienza energetica per i clienti vulnerabili mediante finanziamenti *ad hoc*. A dicembre 2021 la Commissione Europea ha pubblicato la proposta di revisione per la direttiva sulla prestazione energetica degli edifici, volta a ridurne il consumo energetico al fine di pervenire a emissioni zero al 2050 anche nell'edilizia. Le misure puntano a incrementare il tasso di rinnovo, in particolare per gli edifici con peggior prestazione energetica, mediante l'introduzione di standard minimi di performance e il rafforzamento dei certificati di prestazione energetica. I target prevedono anche il raggiungimento di standard progressivamente più elevati a partire dal 2030, per tutto il settore residenziale. Al fine di rafforzare anche le misure sulla mobilità elettrica, sono previste misure volte a incrementare i punti di ricarica e le infrastrutture di precabling nel settore residenziale.

Dossier ETD (Energy Taxation Directive)

La Commissione Europea ritiene che la direttiva 2003/96/CE sia ormai obsoleta e non in grado di riflettere adeguatamente la rinnovata politica climatica ed energetica dell'Unione. La proposta di revisione della direttiva 2003/96/CE interviene su due principali aree di riforma: la previsione di una nuova struttura delle aliquote fiscali e l'ampliamento della base imponibile con l'abolizione di alcune agevolazioni.

- La proposta delinea una nuova struttura delle aliquote minime d'imposta basata sul reale contenuto energetico e sulle prestazioni ambientali dei combustibili ed elettricità, piuttosto che sul volume come avviene attualmente. Le aliquote minime saranno espresse in €/GJ per ciascun prodotto, anche al fine di consentire un confronto diretto tra combustibili, nonché tra usi emergenti dell'elettricità. In particolare, la proposta raggruppa i prodotti energetici e l'elettricità in categorie generali, che sono classificate in base al contenuto energetico e alle prestazioni ambientali: in questo modo, il nuovo sistema garantirà che i combustibili più inquinanti siano tassati al massimo. Gli Stati membri dovranno garantire che questa classifica sia replicata a livello nazionale.
- In base a questa nuova struttura, i combustibili fossili convenzionali (per es., gasolio e benzina) e i biocarburanti non sostenibili saranno soggetti all'aliquota minima più elevata di 10,75 €/GJ, se utilizzati come carburante, e di 0,9 €/GJ, se utilizzati per il riscaldamento.
- Per tenere conto del loro potenziale ruolo a sostegno della decarbonizzazione nel medio termine, pur essendo a base fossile, è previsto che ai combustibili come gas naturale, GPL e combustibili non rinnovabili di origine non biologica sia applicata, per un periodo transitorio di 10 anni, un'aliquota minima di 7,17 €/GJ, se utilizzati per carburante, e di 0,6 €/GJ, se utilizzati per il riscaldamento, prima di essere tassati alla stessa aliquota dei combustibili fossili convenzionali. Al fine di riflettere il potenziale dei biocarburanti sostenibili, ma non avanzati, nel sostegno alla decarbonizzazione, a essi è previsto che si applicherà la metà del tasso di riferimento, ovvero un minimo di 5,38 €/GJ, se utilizzati come carburante, e di 0,45 €/GJ, se utilizzati per il riscaldamento.
- La tariffa minima più bassa (0,15 €/GJ) si applicherà all'energia elettrica, indipendentemente dal suo utilizzo, ai biocarburanti e biogas sostenibili e ai combustibili rinnovabili di origine non biologica (come, per es., l'idro-

geno rinnovabile); anche l'idrogeno a basse emissioni di carbonio e i relativi combustibili beneficeranno dello stesso tasso per un periodo transitorio di 10 anni. Il tasso applicabile a questo gruppo è fissato significativamente al di sotto del tasso di riferimento in quanto l'elettricità e questi combustibili possono sostenere in modo significativo la transizione dell'energia pulita dell'UE verso il raggiungimento degli obiettivi dell'EU Green Deal e, in definitiva, della neutralità climatica entro il 2050.

Mobilità sostenibile

Le principali iniziative con focus sul settore trasporto riguardano:

- la proposta di revisione del regolamento sui livelli di prestazione in materia di emissioni di CO_2 delle nuove autovetture e veicoli commerciali leggeri, imponendo che entro il 2030 diminuiscano del 55% le emissioni delle autovetture e del 50% quelle dei furgoni, rispetto ai livelli del 2021, fino ad arrivare al 100% entro il 2035;
- la proposta di revisione della direttiva sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi per consentire ai guidatori di avere accesso a una rete affidabile in tutta Europa per la ricarica o il rifornimento dei veicoli. La proposta impone agli Stati membri di aumentare la capacità di ricarica in linea con le immatricolazioni di autovetture a zero emissioni e di installare punti di ricarica pubblici, interoperabili e di facile utilizzo, a intervalli regolari lungo i principali corridoi autostradali europei. Inoltre, sono previsti obiettivi per lo sviluppo dell'infrastruttura necessaria per fornire elettricità alle navi e agli aeroplani mentre si trovano nei porti e negli aeroporti, rispettivamente;
- in aggiunta a queste misure, la proposta, da parte della Commissione Europea, di due nuove iniziative legislative, "ReFuelEU Aviation" e "FuelEU Maritime", volte 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 o a basse emissioni di carbonio.

A complemento delle misure contenute nel pacchetto "Fit for 55", nel dicembre 2021 la Commissione Europea ha completato l'emissione di un nuovo pacchetto di iniziative dedicate al trasporto. Le principali proposte contenute nel pacchetto di dicembre riguardano:

- la revisione del regolamento relativo alle linee guida del TEN-T in cui, tra gli altri aspetti, viene rinforzato il ruolo della mobilità a emissioni zero e la relativa infrastruttura come una delle priorità per il completamento della rete di trasporto europea e viene modificata la struttura della rete TEN-T;
- la comunicazione "EU Urban Mobility Framework" per incoraggiare la transizione verso una mobilità a emissioni zero anche a livello locale (città e regioni) attraverso l'adozione di Piani di Mobilità Urbana Sostenibile (SUMP) e Piani di Logistica Urbana Sostenibile (SULP), l'accesso e la condivisione dei dati sulla mobilità per supportare i processi decisionali e nuovi programmi di finanziamento per nuovi progetti (come Horizon Europe 2021-2023).

A fine 2021 le proposte appartenenti sia al primo pacchetto sia al secondo si trovano in una fase di discussione a livello sia di Consiglio Europeo sia di Parlamento Europeo. È atteso che le discussioni proseguano durante larga parte del 2022.

Pacchetto di decarbonizzazione del mercato dell'idrogeno e del gas

Il 15 dicembre 2021, la Commissione Europea ha pubblicato le proposte di decarbonizzazione del mercato del gas attraverso i gas rinnovabili e a basse emissioni di carbonio, tra cui l'idrogeno.
In particolare, la proposta definisce un nuovo quadro normativo per il settore dell'idrogeno, comprese le sue infrastrutture, e norme per la certificazione dei gas a basse emissioni di carbonio che garantiscono una riduzione del 70% delle emissioni di gas serra.
Tra i punti salienti vi sono le regole sull'unbundling verticale e orizzontale e sull'accesso di terze parti nel settore dell'idrogeno, con disposizioni meno rigorose fino al 2030 ed esenzioni per le reti di idrogeno geograficamente confinate esistenti e nuove. Il pacchetto gas prevede meccanismi di remunerazione delle infrastrutture separati tra gas e idrogeno, ma consente trasferimenti finanziari per sviluppare la rete dell'idrogeno e sconti tariffari. Infine, secondo il pacchetto gas, il blending di idrogeno e gas naturale al 5% dovrebbe essere accettato dai TSO alla frontiera.

Digitale

Durante il 2021, in aggiunta alla pubblicazione della comunicazione "Decennio digitale europeo: obiettivi digitali per il 2030", in cui vengono illustrati gli obiettivi e le modalità della trasformazione digitale dell'Europa entro il 2030, le attività di implementazione del Green Deal europeo e delle strategie per i dati e per l'intelligenza artificiale pubblicate dalla Commissione Europea, rispettivamente nel 2019 e 2020, hanno guidato il dibattito sulla digitalizzazione e l'utilizzo dei dati. È stata proposta una serie di iniziative legislative e non legislative con l'obiettivo di rendere l'Europa digitalmente sovrana e per creare un'economia digitale equa e competitiva. Le misure proposte spaziano dal concetto di sovranità dei dati alla creazione di un mercato unico per i dati, a iniziative legate all'intelligenza artificiale e alla cyber security.
Le principali proposte riguardano:

- il regolamento sull'intelligenza artificiale, pubblicato nell'a-

prile 2021, primo tentativo al mondo di normare l'intelligenza artificiale (AI). In questa proposta, la Commissione Europea ha proposto una lista *ex ante* di prodotti "AI" considerati ad alto rischio, come le componenti di sicurezza delle infrastrutture critiche, che dovrebbero superare un test di controllo prima di ottenere una certificazione;
- proposta di Atto di esecuzione relativo all'accesso ai dati e all'interoperabilità volto a stabilire una piattaforma per ogni Paese (interoperabile con le altre), in cui i consumatori possono facilmente condividere i dati energetici con terze parti;
- proposta di regolamento per una "Legge sui servizi digitali" il cui scopo è fornire un insieme comune di obblighi e responsabilità degli intermediari all'interno del mercato unico riguardo all'offerta di servizi digitali oltrefrontiera, garantendo nel contempo un elevato livello di tutela a tutti gli utenti, indipendentemente dal luogo in cui risiedono nell'UE.

Inoltre, durante il corso del 2021 sono ripartite le discussioni relative alla proposta di revisione del regolamento sulla e-privacy, pubblicato dalla Commissione Europea nel 2017, per la quale i negoziati tra le istituzioni, iniziati a febbraio 2021, sono tutt'ora in corso.

Batterie

Nel dicembre 2020 la Commissione Europea ha presentato una proposta di revisione del regolamento relativo alle batterie e ai rifiuti di batterie, che andrebbe a sostituire l'attuale direttiva in vigore. La proposta persegue tre obiettivi: rafforzare il funzionamento del mercato interno (compresi prodotti, processi, rifiuti di batterie e materiali riciclati), 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. Tra gli elementi principali della proposta vengono stabiliti requisiti obbligatori per tutte le batterie immesse sul mercato dell'UE, requisiti per la gestione del fine vita delle batterie, così come nuovi obiettivi di raccolta per i rifiuti di batterie portatili e requisiti per facilitare il riutilizzo delle batterie dei veicoli industriali e dei veicoli elettrici come accumulatori di energia stazionari. Durante tutto il 2021, sia il Consiglio Europeo sia il Parlamento Europeo hanno continuato l'analisi della proposta: una volta finalizzate le loro posizioni, inizieranno i negoziati informali (triloghi), con l'obiettivo di raggiungere un accordo.

Aiuti di Stato

Revisione linee guida aiuti di Stato

Il 7 gennaio 2021 è stato predisposto il documento di risposta alla consultazione pubblica sulle linee guida in materia di aiuti di Stato per energia, clima e ambiente (CEEAG). Il 7 giugno la Commissione Europea ha pubblicato la bozza di revisione delle CEEAG, aperta all'ultima consultazione pubblica fino alZ 2 agosto. Le CEEAG sono di notevole importanza per il settore energetico e per il Gruppo Enel in quanto guideranno il supporto agli investimenti per la decarbonizzazione dei prossimi anni. La bozza di testo prevede una nuova sezione dedicata agli aiuti per la riduzione delle emissioni di gas serra, compresi gli aiuti per la produzione di energia rinnovabile e a basse emissioni di carbonio, gli aiuti per l'efficienza energetica, compresa la cogenerazione ad alto rendimento, gli aiuti per l'idrogeno, aiuti per accumuli e batterie e gli aiuti per la riduzione o la prevenzione delle emissioni derivanti dai processi industriali. Alla mobilità sostenibile è stato dedicato un intero capitolo che disciplina gli aiuti per la mobilità elettrica e per le infrastrutture di ricarica, incluso il settore marittimo. Sono inoltre disciplinati gli interventi di efficientamento energetico degli immobili, comprensivi delle batterie e delle ricariche per i veicoli elettrici. Viene anche riconosciuto ufficialmente che il finanziamento alle reti elettriche in monopolio naturale o legale non rappresenta aiuti di Stato. Infine, sono esclusi dallo scopo delle linee guida gli aiuti alle tecnologie nucleari e ai combustibili fossili. Il documento predisposto e inviato il 2 agosto accoglieva le nuove proposte della Commissione Europea evidenziando la necessità di inserire esplicitamente tutti i tipi di stoccaggio, incluso lo stand-alone, tra le tecnologie ammesse nella sezione dedicata agli aiuti per la riduzione delle emissioni di gas serra. Tale suggerimento è stato recepito con successo nel testo definitivo delle linee guida pubblicato lo scorso 21 dicembre ed entrato in vigore dal 1° gennaio 2022.

Il 6 ottobre la Commissione Europea ha pubblicato la bozza di revisione del Regolamento Generale di Esenzione per Categoria (GBER), con importanti modifiche alle sezioni relative al clima, alla protezione dell'ambiente e all'energia, incluso l'aggiornamento delle soglie di notifica. 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. La bozza di regolamento propone di ampliare la possibilità per gli Stati membri di finanziare diverse tipologie di progetti verdi, come: la riduzione delle emissioni di CO_2, la mobilità sostenibile 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; lo stoccaggio; l'idrogeno e progetti di ri-

strutturazione degli edifici che ne migliorano il rendimento energetico; e le comunità energetiche. Contestualmente la Commissione Europea ha avviato una consultazione pubblica con scadenza l'8 dicembre, data entro la quale è stato inviato il contributo del Gruppo Enel. Il documento predisposto commentava positivamente la revisione del GBER ma auspicava un impegno più ambizioso per lo stoccaggio, proponendo di includere tutte le tipologie e suggeriva di riconoscere flessibilità agli Stati membri per misure a supporto dell'elettrificazione del sistema.

Il 25 novembre la Commissione Europea ha adottato le norme rivedute in materia di aiuti di Stato a favore di importanti progetti di comune interesse europeo (IPCEI), da applicarsi a decorrere dal 1° gennaio 2022. La comunicazione stabilisce i criteri per la valutazione, da parte della Commissione, degli aiuti che gli Stati membri concedono agli IPCEI transfrontalieri che pongono rimedio ai fallimenti del mercato e rendono possibili innovazioni d'avanguardia nei settori di importanza cruciale e investimenti in tecnologie e infrastrutture, con ricadute positive per tutta l'economia dell'UE.

In data 2 dicembre per l'Italia e in data 20 dicembre per la Romania, la Commissione Europea ha approvato la carta per la concessione degli aiuti a finalità regionale con validità dal 1° gennaio 2022 al 31 dicembre 2027 nel quadro degli orientamenti rivisti in materia di aiuti di Stato a finalità regionale.

Casi aiuti di Stato

Nel corso del mese di giugno la Commissione Europea ha approvato regimi di aiuti di Stato finanziati dal Recovery and Resilience Facility (RRF) per diversi Stati membri. Il piano per la ripresa e la resilienza dell'Italia da 191,5 miliardi di euro (di cui 68,9 miliardi di euro in sovvenzioni e 122,6 miliardi di euro in prestiti) destinerà il 37% della spesa totale a misure di sostegno agli obiettivi climatici, tra cui investimenti per ristrutturazioni su larga scala finalizzate a migliorare l'efficienza energetica degli edifici, interventi per promuovere l'uso di fonti di energia rinnovabile, compreso l'idrogeno, e la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra dei trasporti, con investimenti nella mobilità urbana sostenibile. Sono stati approvati inoltre i piani per la Spagna, di importo pari a 69,5 miliardi di euro, per la Grecia, per un valore di 30,5 miliardi di euro e infine per la Romania per l'erogazione da parte dell'UE di 14,2 miliardi di euro.
Il 9 luglio la Commissione Europea ha approvato i piani italiani per compensare parzialmente le imprese ad alta intensità energetica per i prezzi dell'elettricità più elevati derivanti dai costi indiretti delle emissioni nell'ambito del sistema UE di scambio delle quote di emissione (ETS). Il regime coprirà i costi indiretti delle emissioni sostenuti nel periodo 2020-2030, con un budget provvisorio di circa 1,49 miliardi di euro.
Il 27 novembre la Commissione Europea ha approvato un regime di aiuti greco di 2,27 miliardi di euro per sostenere la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e la cogenerazione ad alta efficienza.
Il 9 dicembre la Commissione Europea ha approvato un regime di 3 miliardi di euro nell'ambito del RRF spagnolo per sostenere la ricerca, lo sviluppo, l'innovazione, la protezione ambientale e l'efficienza energetica nella catena del valore dell'industria automobilistica.
Il 21 dicembre la Commissione Europea ha approvato un regime di 1,4 miliardi di euro per lo sviluppo di energia rinnovabile nelle isole non interconnesse della Grecia, in particolare a favore di centrali ibride che generano e immagazzinano sia elettricità solare sia eolica.

Il quadro regolamentare per Linea di Business

Generazione Termoelettrica e Trading

Italia

Produzione e mercato all'ingrosso

Per l'anno 2021 sono stati ammessi al regime di reintegro dei costi gli impianti di Brindisi Sud, Sulcis, Portoferraio e Assemini. Per l'anno 2022 sono stati ammessi al reintegro dei costi gli impianti di Sulcis, Portoferraio e Assemini.
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 2021 e il 2022.
L'ammissione al regime di reintegro dei costi garantisce la copertura dei costi di funzionamento dei suddetti impianti, comprensiva di una quota di remunerazione del capitale investito. Il reintegro dei costi di generazione, al netto dei ricavi conseguiti dagli impianti, è disposto dall'Autorità di Regolazione per Energia Gas e Ambiente (ARERA) attraverso provvedimenti di acconto e di riconoscimento di un saldo finale sulla base di istanze presentate dall'operatore.
Per il 2021 e il 2022 la restante parte di capacità essenziale è stata contrattualizzata nell'ambito di contratti alternativi che prevedono l'obbligo, su MSD (Mercato dei Servizi di Dispacciamento), di offerta a salire/scendere a prezzi non superiori/inferiori a valori individuati sulla base di metodologie definite da ARERA a fronte di un premio fisso.

Con la delibera n. 43/2021/R/eel ARERA ha rigettato le richieste presentate da Enel Produzione per il ricalcolo del ricavo figurativo per i costi della compliance al meccanismo ETS dell'impianto di Brindisi Sud per gli anni dal 2017 al 2020, con conseguente riduzione dei corrispettivi di reintegro spettanti all'impianto per tali anni. Con successiva delibera n. 67/2021/R/eel ARERA ha rideterminato in riduzione l'acconto riconosciuto per il corrispettivo di reintegro di Brindisi valevole per il 2019, al fine di allineare i criteri di calcolo del ricavo figurativo alla suddetta delibera n. 43/2021/R/eel. Ad aprile 2021 Enel Produzione ha presentato ricorso avverso la delibera n. 43/2021/R/eel dinanzi al TAR Lombardia, presso il quale il giudizio è al momento pendente. A dicembre 2021 è stato inoltre presentato un ricorso per motivi aggiunti contro la delibera n. 476/2021/R/eel che ha applicato i medesimi criteri previsti dalla citata delibera n. 43/2021/R/eel per determinare un acconto del corrispettivo di reintegro spettante all'impianto essenziale Brindisi Sud per l'anno di competenza 2020.

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 delivery 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, presso cui il giudizio è al momento pendente. Ad aprile 2021 il TAR Lombardia ha sospeso il proprio giudizio in attesa delle pronunce del Tribunale UE, avendo ravvisato una questione di pregiudizialità rispetto a tali procedimenti.

ARERA ha confermato il meccanismo di remunerazione transitoria di capacità (c.d. "capacity payment") per gli anni 2020 e 2021, in modo da assicurare continuità con il nuovo mercato della capacità che produrrà i suoi effetti economici a partire dal 2022.
Con il decreto del Ministro della Transizione Ecologica 28 ottobre 2021 è stata approvata la nuova Disciplina del mercato della capacità, che si applicherà alle aste con consegna dall'anno 2024. In esecuzione del decreto, Terna ha indetto le procedure concorsuali per l'anno 2024 che si svolgeranno il 21 febbraio 2022. Ai sensi del decreto, sulla base degli esiti dell'asta 2024, sarà valutata l'indizione dell'eventuale asta per consegna relativa all'anno 2025.

Con il decreto legislativo n. 210 del 8 novembre 2021 recante il recepimento della direttiva UE 2019/944 in materia di norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, è prevista l'istituzione di un meccanismo a termine per l'approvvigionamento da parte di Terna tramite aste competitive di nuovi stoccaggi di energia elettrica per supportare l'integrazione delle rinnovabili e la sicurezza della rete.
Il fabbisogno da approvvigionare verrà identificato sulla base di un programma di sviluppo di nuovi accumuli definito su proposta di Terna in coordinamento con i distributori.
La capacità di accumulo approvvigionata sarà messa a disposizione degli operatori di mercato tramite un'apposita piattaforma centralizzata gestita dal Gestore dei Mercati Energetici (GME).

Il meccanismo di approvvigionamento sarà approvato dal Ministro della Transizione Ecologica sulla base di una proposta formulata dal gestore di rete redatta secondo criteri fissati da ARERA. L'attuazione della misura è subordinata alla approvazione da parte della Commissione Europea.

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 ARERA n. 318/2020/R/eel e decreto ministeriale 16 settembre 2020 del Ministero dello Sviluppo Economico). Il decreto legislativo n. 199/2021 prevede: entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto stesso, l'adozione da parte di ARERA di uno o più provvedimenti in cui verranno definite le regole di attuazione; ed entro 180 giorni, l'aggiornamento da parte del Ministero della Transizione Ecologica dei meccanismi di incentivazione per gli impianti a fonti rinnovabili inseriti in configurazioni di autoconsumo collettivo o in comunità energetiche rinnovabili di cui alla disciplina sperimentale. Quest'ultima continua ad applicarsi nelle more dell'emanazione di tali provvedimenti.

Iberia

Misure urgenti per attenuare l'impatto dell'aumento dei prezzi del gas naturale sui mercati al dettaglio del gas e dell'elettricità, protezione dei consumatori e introduzione della trasparenza nei mercati all'ingrosso e al dettaglio dell'elettricità e del gas naturale

Il 16 settembre 2021 è entrato in vigore il Regio Decreto Legge 17/2021 del 14 settembre sulle misure urgenti per mitigare l'impatto dell'escalation dei prezzi del gas naturale sui mercati al dettaglio del gas e dell'elettricità. Tale norma impone una riduzione della remunerazione percepita per l'energia elettrica generata da impianti non emittenti situati nella penisola e che non percepiscono remunerazione regolata. Tale riduzione è funzione del prezzo mensile del gas e sarà in vigore fino al 31 marzo 2022.
Inoltre, attraverso il Regio Decreto Legge 23/2021 del 26 ottobre sulle misure urgenti in materia di energia per la tutela dei consumatori e l'introduzione della trasparenza nei mercati all'ingrosso e al dettaglio dell'elettricità e del gas naturale, è stato chiarito che sarà esclusa l'energia prodotta dagli impianti interessati già venduta attraverso strumenti di copertura a termine con un prezzo fisso.

Aste di energia rinnovabile

Il 20 gennaio 2021 si è tenuta la prima asta di energia rinnovabile nell'ambito del nuovo schema di remunerazione del Regio Decreto 960/2020 e basato sull'Ordine TED/1161/2020; di conseguenza, sono stati aggiudicati 2.993 MW, di cui 1.995 MW fotovoltaici e 998 MW eolici a un prezzo medio di 24,73 €/MWh.
Il 19 ottobre 2021 si è svolta la seconda asta di energia rinnovabile tenutasi nell'ambito del regime economico delle energie rinnovabili. Sono stati aggiudicati 3.124 MW, di cui 2.258 MW eolici e 866 MW fotovoltaici a un prezzo medio di 30,59 €/MWh.
Il 30 dicembre 2021 è iniziata la procedura di aggiudicazione della terza asta, prevista per il 6 aprile 2022, per una quota di 500 MW di impianti solari termoelettrici, a biomasse, solari fotovoltaici e con altre tecnologie, e ulteriori 140 MW per progetti fotovoltaici di piccole dimensioni e con partecipazione locale.

Proposta di decreto ministeriale sul prezzo del gas naturale nelle isole Canarie e a Melilla

Durante il mese di novembre 2021 è iniziata l'elaborazione di una proposta di ordinanza nella quale viene approvato il prezzo del gas naturale per la produzione di energia elettrica nelle Isole Canarie e a Melilla, vengono stabiliti i valori unitari di riferimento del regime di remunerazione aggiuntivo e vengono riesaminate alcune questioni tecniche. Attraverso questa ordinanza, l'uso del gas naturale è consentito nei territori non peninsulari delle Isole Canarie e a Melilla, ed è fissato il prezzo da riconoscere ai gruppi di generazione di questi territori per l'uso di tale combustibile.

Ordinanza per la revisione dei prezzi del carburante nei Territori Non Peninsulari (TNP)

L'Ordinanza TEC/1260/2019 del 26 dicembre ha proceduto alla revisione dei parametri di remunerazione tecnico ed economica dei gruppi di generazione nei sistemi elettrici dei Territori Non Peninsulari (TNP) per il secondo periodo regolatorio 2020-2025. In relazione ai prezzi del carburante, il suddetto ordine ha stabilito che entro tre mesi i prezzi dei prodotti energetici e della logistica fossero rivisti con ordinanza ministeriale con effetto dal 1° gennaio 2020. A tal proposito, il 7 agosto 2020 è stata pubblicata nella Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) l'Ordinanza TED/776/2020 del 4 agosto, con laquale si rivedono i riferimenti. Si segnala che in data 16 novembre 2021 il Tribunale Supremo ha emesso la sentenza n. 1337/2021 in relazione al ricorso presentato da Endesa avverso tale ordinanza, richiedendo la pubblicazione di una nuova ordinanza ministeriale da parte l'Amministrazione dello Stato (Ministero per la Transizione Ecologica e la Sfida Demografica) al fine di regolare le aste di carburante.

Proposta di ordinanza del mercato della capacità

Durante il mese di aprile 2021 il Ministero per la Transizione Ecologica e la Sfida Demografica (MITECO) ha iniziato l'elaborazione di una proposta per un'ordinanza che crea un mercato di capacità nel sistema elettrico peninsulare.

La proposta prevede un sistema di aste ("pay as bid"), attraverso il quale saranno appaltati i fabbisogni di potenza fissa (MW) rilevati nell'analisi di copertura della domanda effettuata dal gestore del sistema, Red Eléctrica de España SAU (REE).
Il sistema d'asta è aperto agli impianti di generazione, stoccaggio e gestione della domanda esistenti e di nuova generazione, stabilendo determinati requisiti per quanto riguarda le emissioni massime di diritti di emissione di biossido di carbonio (CO_2) degli impianti partecipanti.
La bozza di ordinanza disciplina, inoltre, aspetti relativi alle diverse tipologie di asta previste, i diritti e gli obblighi dei fornitori del servizio di capacità, ivi compreso il loro regime di remunerazione o lo schema di sanzioni in caso di inosservanza da parte dei predetti soggetti.

Regio Decreto Legge 12/2021, del 24 giugno, che adotta misure urgenti in materia di tassazione dell'energia

Il 25 giugno 2021 è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) il Regio Decreto Legge 12/2021 del 24 giugno, che adotta misure urgenti in materia fiscale al fine di ridurre l'impatto dell'aumento del prezzo dell'elettricità per i consumatori. In particolare, questo regio decreto legge contempla le seguenti misure:

- riduzione dell'imposta sul valore aggiunto (IVA) dal 21% al 10%, e con vigenza fino al 31 dicembre 2021, per le forniture di energia elettrica con potenza contrattata pari o inferiore a 10 kW, a condizione che il prezzo medio aritmetico del mercato giornaliero dell'ultimo mese solare precedente l'ultimo giorno del periodo di fatturazione superi 45 €/MWh, nonché, in ogni caso, per i beneficiari del Bonus Sociale che siano gravemente vulnerabili o a rischio di esclusione sociale. Tale riduzione dell'IVA è stata successivamente prorogata fino al 30 aprile 2022 dal Regio Decreto Legge 29/2021 del 21 dicembre, che adotta misure urgenti in campo energetico per la promozione della mobilità elettrica, dell'autoconsumo e della diffusione delle energie rinnovabili;
- sospensione temporanea dell'imposta sul valore della produzione di energia elettrica durante il terzo trimestre 2021 che è stata prorogata fino al 31 dicembre 2021 dal Regio Decreto Legge 17/2021 del 14 settembre, e fino al 31 marzo 2022 dal Regio Decreto Legge 29/2021.

Inoltre, il regio decreto legge stabilisce che, se nel 2020 viene generato un surplus di reddito dal settore elettrico, sarà utilizzato nella sua interezza per coprire gli squilibri temporanei dell'anno fiscale 2021.

Regio Decreto Legge 29/2021, del 21 dicembre, che adotta misure urgenti in campo energetico per la promozione della mobilità elettrica, dell'autoconsumo e della diffusione delle energie rinnovabili

Il 22 dicembre 2021 è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) il Regio Decreto Legge 29/2021 con il quale vengono adottate misure urgenti in campo energetico per la promozione della mobilità elettrica, dell'autoconsumo e della diffusione delle energie rinnovabili. Tra le altre, sono incluse le seguenti misure:

- in termini di tassazione, e come sopra indicato, la riduzione dell'accisa speciale sull'energia elettrica e dell'imposta sul valore aggiunto è prorogata fino al 30 aprile 2022 e la sospensione dell'imposta sul valore della produzione di energia elettrica fino al 31 marzo 2022;
- alcune modifiche sono introdotte nel regime associato ai permessi di accesso e di connessione, prorogando i termini previsti dal Regio Decreto Legge 23/2021, per facilitare lo sviluppo di progetti e raccogliendo la possibilità di rinuncia volontaria al permesso di accesso e connessione ottenuto o in corso prima dell'entrata in vigore del presente regio decreto legge, restituendo le garanzie.

Europa

Russia

Mercato dell'energia e della capacità

Il Decreto governativo n. 1977 del 1° dicembre 2020 ha previsto un tasso di indicizzazione dell'11,4% per le tariffe di capacità regolamentate per soggetti di generazione che iniziano a vendere capacità in aste di capacità a lungo termine (KOM) dal 1° gennaio 2021 dopo la cessazione del periodo di contratto di fornitura di capacità a lungo termine (DPM).
Il Servizio Federale Antitrust ha definito le tariffe regolamentate per l'anno 2021 (Ordinanza del 17 dicembre 2020 n. 1227/20). In particolare, le tariffe per il primo semestre 2021 non sono state modificate rispetto al secondo semestre 2020. Al contrario le tariffe per le centrali Enel Russia nel secondo semestre 2021 sono state modificate nel seguente modo: KGRES: elettricità +2,9%, capacità +4,4%; NGRES: elettricità +2,5%, capacità +28%; SGRES: elettricità +1,8%; capacità +3,4%.
Il Servizio Federale Antitrust ha definito alcune tariffe regolamentate per l'anno 2022 con un incremento del 3% rispetto al secondo semestre 2021.

America Latina

Cile

Revisione tariffaria – Introduzione del meccanismo transitorio 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 del 2019 sono stati ricon-

dotti 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.

Argentina

Revisione tariffaria – Nuove risoluzioni
Le società di generazione di energia elettrica vendono sul mercato l'energia prodotta e la propria capacità a un prezzo stabilito dall'ente regolatore del mercato, CAMMESA, così come accade per il suo successivo adeguamento tariffario o per la sua attualizzazione.
L'ultimo adeguamento tariffario che ha fissato una nuova remunerazione per le società di generazione di energia elettrica è quello stabilito attraverso la Risoluzione n. 440 pubblicata il 21 maggio 2021, che ha comportato un incremento del 29%. Tale adeguamento tariffario è stato applicato retroattivamente a partire dal mese di febbraio 2021, quando si applicavano tariffe stabilite attraverso la Risoluzione SE n. 31 del 2020.
In data 2 novembre 2021 è stata pubblicata la Risoluzione SE n. 1.037/21 attraverso la quale si stabilisce l'applicazione di un tributo addizionale a quanto previsto dalla Risoluzione n. 440 nella fatturazione da parte delle società di generazione che, utilizzando centrali termiche e idrauliche, esportino energia ai Paesi limitrofi interconnessi per tutte le prestazioni effettuate nel periodo intercorrente tra il 1° settembre 2021 e il 28 febbraio 2022.
Il gettito raccolto da CAMMESA a fronte di questo nuovo tributo sarà destinato a un fondo di stabilizzazione del mercato elettrico all'ingrosso che avrà come finalità ultima il finanziamento di nuove opere infrastrutturali nel settore energetico e sarà assegnato in base a quanto deciderà la Segreteria dell'Energia.

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, fino a ottobre 2021, è stato previsto lo svolgimento di sette procedure con:

- aste al ribasso, per impianti di potenza superiore a 1 MW;
- registri, per impianti di potenza inferiore a 1 MW.

Al contrario dei 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.
Al 30 settembre 2021 il costo indicativo medio degli incentivi riconosciuti agli impianti alimentati da fonti rinnovabili in Italia era di circa 2,7 miliardi di euro. Tale ammontare va confrontato con il tetto di 5,8 miliardi di euro, raggiunto il quale i meccanismi di incentivazione termineranno.
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 nell'anno 2022, fino alla pubblicazione della nuova programmazione di gare per i successivi cinque anni.
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.

Iberia

Nella prima metà del 2021 è stata completata l'elaborazione di tutte le normative per l'accesso e la connessione alle reti per la nuova generazione di energie rinnovabili. Nel dicembre 2020 è stato pubblicato il Regio Decreto 1183/2020 sull'accesso e la connessione alle reti. A gennaio 2021 è stata approvata la Circolare 1/2021 della Commissione Accesso e Concorrenza e a maggio 2021, con la Delibera della Commissione Nazionale Mercati e Concorrenza, sono state stabilite le specifiche di dettaglio per l'accesso alle reti. Fino al 1° luglio 2021 non possono essere avanzate richieste di accesso e connessione alle reti per nuovi progetti di generazione rinnovabile (situazione che si protrae dal luglio 2020). A partire dal 1° luglio la possibilità è riaperta e si gestirà con le nuove regole. Con i nuovi criteri tecnici, in generale, emerge un volume significativo di capacità di accesso alla rete. Vengono incorporate misure efficaci per frenare la speculazione sull'accesso alla rete. La normativa prevede la possibilità di indire bandi di concorso per la concessione della capacità di accesso alla rete sia nei nodi di Just Transition sia nel resto dei nodi di rete, con considerazioni di volta in volta differenti.

Il 26 gennaio 2021 si sono svolte le aste di 3.000 MW di generazione rinnovabile, disciplinate dalla Delibera del 10 dicembre 2020, della Segreteria di Stato per l'Energia. Enel Green Power España si è aggiudicata 50 MW di tecnologia solare fotovoltaica. In totale sono stati aggiudicati all'asta 2.036 MW di energia fotovoltaica e 998 MW di energia eolica.

Nel giugno 2021 è iniziata l'elaborazione di un progetto preliminare di legge il cui obiettivo è quello di ridurre, dall'entrata in vigore della legge, la remunerazione degli impianti di produzione non emettitori di GHG messi in funzione prima dell'entrata in vigore della Legge n. 1/2005 (ETS), in misura proporzionale al maggior reddito ottenuto incorporando il valore dei diritti di emissione per le tecnologie a emissione marginale al prezzo di mercato all'ingrosso.

A novembre 2021 è stata pubblicata un'ordinanza ministeriale che regola le basi per l'Access Capacity Contest nel Fair Transition Hub di Teruel. Per questo motivo è stata chiusa una grande centrale a carbone, di proprietà di Endesa.
Nell'asta, per la quale dovrà essere presentata una proposta a gennaio 2022, verranno assegnati 1.200 MW di capacità di accesso alla rete alle migliori proposte di progetti di generazione e stoccaggio da fonti rinnovabili aventi alto impatto tecnico, di maturità, ambientale e socioeconomico.

Il Consiglio dei Ministri del 14 settembre 2021 ha approvato un regio decreto legge che contiene misure di riforma del sistema elettrico per ridurre i rincari della bolletta elettrica al consumatore finale. L'aspetto principale incluso nel regio decreto legge, tra l'altro, è la temporanea riduzione dei ricavi da generazione in considerazione dell'aumento del costo del gas, dall'entrata in vigore e fino al 31 marzo 2022. Nell'ottobre 2021, attraverso il Regio Decreto 23/2021, sono stati qualificati diversi aspetti di tale riduzione, tra cui l'esclusione da quest'ultima dell'energia prodotta dagli impianti di produzione di energia elettrica coperta da alcuni strumenti di copertura che soddisfano determinati caratteristiche. Mensilmente, i produttori devono fare una dichiarazione responsabile su detti contratti. La maggior parte dell'energia prodotta da Endesa è soggetta a contratti a termine.

Il 19 ottobre 2021 si è svolta la seconda asta per la concessione del regime economico delle energie rinnovabili ai sensi dell'Ordinanza TED/1161/2020. L'asta si è conclusa con un prezzo medio ponderato di 31,65 €/MWh per la tecnologia fotovoltaica e di 30,18 €/MWh per l'eolico.

Europa

Grecia

A seguito dell'approvazione ricevuta da parte della Commissione Europea, il Ministro dell'Energia ha esteso il regime di remunerazione dei servizi di interrompibilità vigente, fino al 30 settembre 2021. L'interrompibilità è un servizio di demand response attraverso il quale il sistema si approvvigiona della disponibilità dei consumatori industriali a interrompere i propri consumi quando richiesto, in cambio di una remunerazione fissata tramite asta. Il regime è finanziato da tutti i produttori che operano sulla terraferma, anche EGPH, attraverso la cessione di una percentuale dei propri ricavi. La percentuale applicata è diversa a seconda della tecnologia di generazione elettrica utilizzata: eolico = 1,8% (in precedenza 2%), small hydro = 0,8% (in precedenza 1%), fotovoltaico = 3,6% (nessuna variazione).

La Decisione n. 988/2021 dell'Autorità di regolamentazione per l'energia (RAE) pubblicata a dicembre 2020 ha definito il contributo UOCC per l'anno 2022, pari a 0,581 €/MWh (per il 2021 era 0,325 €/MWh). Questa tariffa si applica ai ricavi mensili della produzione di energia elettrica di tutte le unità rinnovabili e di cogenerazione in attività e serve a coprire i costi operativi e di investimento di DAPEEP, l'operatore greco responsabile della gestione degli incentivi alle fonti rinnovabili e dell'emissione delle garanzie d'origine.

Romania

La Legge n. 259/2021 ha approvato una serie di misure a tutela dei consumatori e delle imprese introducendo un meccanismo di claw-back sui ricavi dei generatori di energia rinnovabile e low carbon in considerazione dei prezzi

elevati dell'energia. Per il periodo novembre 2021 - marzo 2022, le vendite da energia elettrica rinnovabile, idroelettrica e nucleare a prezzi superiori a 90 €/MWh saranno tassate *ex post* all'80%.

America Latina

Colombia

Legge di transizione energetica

Il 10 luglio 2021 è stata promulgata la Legge n. 2099 che ha come obiettivo quello di modernizzare la legislazione vigente e dettare specifiche disposizioni per la transizione energetica allo scopo di aumentare la promozione, lo sviluppo e l'utilizzo delle fonti non convenzionali di energia anche per accelerare il processo di ripresa economica del Paese e il rafforzamento delle imprese fornitrici di energia elettrica e gas. La legge stabilisce benefici tributari connessi agli investimenti in fonti non convenzionali di energia, alla gestione efficiente dell'energia, allo sviluppo dell'idrogeno, allo sviluppo di progetti infrastrutturali volti a migliorare il servizio di erogazione dell'energia elettrica, alla mobilità elettrica e alla misura intelligente dei consumi.

Nord America

Stati Uniti

Incentivi sulle rinnovabili

Nel giugno 2021 il Dipartimento del Tesoro degli Stati Uniti ha integrato le linee guida amministrative per la sezione 45 del Production Tax Credit (PTC) per gli investimenti in impianti eolici e per la sezione 48 dell'Investment Tax Credit (ITC) per gli investimenti in impianti solari, riconoscendo ai progetti un tempo aggiuntivo per essere messi in esercizio sotto l'ipotesi che soddisfino i "continuity requirements" (requisiti di continuità) nell'ambito della "continuity safe harbor". Le linee guida hanno altresì chiarito in che modo soddisfare i "continuity requirements".

Nello specifico, le linee guida:

- estendono a sei anni il periodo per la messa in esercizio degli impianti che hanno iniziato la costruzione nel 2016, 2017, 2018 o 2019;
- estendono a cinque anni il periodo per la messa in esercizio degli impianti che hanno iniziato la costruzione nel 2020; e
- assegnano ai contribuenti che non fanno affidamento sul "continuity safe harbor" l'obbligo di dimostrare la continuità utilizzando lo standard "continuous efforts" piuttosto che lo standard più restrittivo "continuous construction", indipendentemente dal fatto che il progetto abbia iniziato la costruzione.

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 dalla 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 dall'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.

Come dichiarato nella Policy sui Diritti Umani di Enel, il Gruppo condanna qualsiasi violazione dei diritti umani e impone lo stesso standard ai suoi partner e fornitori. Il Codice Etico e le procedure aziendali di Enel non permettono quindi lo sfruttamento dei lavoratori da parte di nessun fornitore o subappaltatore del Gruppo.

In particolare, tutte le aziende che intendono partecipare a una gara d'appalto del Gruppo Enel e, quindi, che desiderano entrare a far parte del gruppo di fornitori qualificati dell'azienda, devono riconoscere le politiche aziendali, in particolare quelle relative alla conduzione dei propri affari nel rispetto dei diritti umani riconosciuti a livello internazionale, incluso il divieto dell'uso del lavoro forzato. Questo requisito è incluso nei contratti dell'azienda che i fornitori firmano.

Inoltre, il sistema di qualificazione dei fornitori di Enel assicura un'attenta selezione e valutazione delle aziende che intendono partecipare alle procedure di approvvigionamento. Il sistema valuta il soddisfacimento dei requisiti tecnici, finanziari, legali, ambientali, di salute e sicurezza, di diritti umani e di integrità etica, per garantire il giusto livello di qualità e affidabilità dei contratti assegnati.

Oltre al regolare processo di qualificazione dei fornitori, Enel svolge un'attività di factory assessment, focalizzata sulla valutazione e sul monitoraggio della qualità, della produzione, della gestione dei rischi e della logistica di ogni stabilimento. A partire dal 2021, Enel ha implementato un capitolo sulla sostenibilità della supply chain, che affronta gli aspetti chiave sul lavoro forzato e sulle pratiche etiche.

Il rapporto "In Broad Daylight: Uyghur Forced Labor and Global Solar Supply Chains" include quattro fornitori con cui Enel ha rapporti contrattuali nell'elenco delle aziende che si presume siano esposte al lavoro forzato attraverso le loro catene di fornitura. Il Gruppo ha quindi rafforzato i controlli sui diritti umani:

- richiedendo ai fornitori di fornire una tracciabilità dettagliata della loro catena di fornitura;
- richiedendo visite di persona sul campo ai siti dei fornitori e dei subfornitori, al fine di verificare il rispetto dei termini e delle condizioni contenute nei loro contratti con Enel;
- condividendo le best practice in relazione al contenuto dei codici etici (o documenti simili) dei fornitori di Enel.

A febbraio 2022 non è stata raccolta alcuna evidenza che i fornitori e i subfornitori di Enel producano merci e materiali in condizioni che non rispettano i diritti umani.

Enel ha inoltre adottato un approccio ecosistemico, lavorando insieme ad altre utility, ai fornitori e alle associazioni di settore, per promuovere dichiarazioni internazionali di settore volte a garantire il pieno rispetto dei diritti umani. In questo quadro e in uno sforzo globale per assicurare che la catena di fornitura del settore solare sia libera dal lavoro forzato, Enel Green Power North America, con sede negli Stati Uniti, ha sottoscritto il Solar Industry Forced Labor Prevention Pledge e si è impegnata a sostenere lo sviluppo di un protocollo di tracciabilità della catena di fornitura da parte della Solar Energy Industries Association. In Europa, Enel Green Power ha anche firmato la dichiarazione pubblica di SolarPower Europe sul lavoro forzato nella regione cinese dello Xinjiang.

Legge bipartisan sulle infrastrutture

Nel novembre 2021 il presidente Biden ha firmato una legge bipartisan sulle infrastrutture da 1.000 miliardi di dollari, sbloccando fondi per nuove spese su strade, ponti, acquedotti, banda larga e altri progetti negli anni fiscali dal 2022 al 2026.

La nuova legge contiene anche disposizioni per incentivare l'espansione della rete elettrica del Paese e sostenere le tecnologie di energia pulita esistenti e nuove. Contiene anche disposizioni per sostenere le centrali nucleari esistenti e gli impianti idroelettrici, ripulire i terreni minerari abbandonati e facilitare l'accesso ai minerali critici necessari per la produzione di energia pulita. Di potenziale interesse per Enel, il disegno di legge bipartisan sulle infrastrutture include le seguenti disposizioni:

- infrastrutture di caricabatterie EV: il Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti (DOE) e il Dipartimento dei Trasporti degli Stati Uniti (DOT), attraverso la Federal Highway Administration, spenderanno 5 miliardi di dollari per il National EV Formula Program, per creare una rete nazionale di caricabatterie EV lungo le autostrade interstatali. I fondi saranno divisi in cinque anni tra gli Stati. Il piano è orientato a promuovere la fiducia nelle auto elettriche, garantendo che i conducenti abbiano sempre un posto dove ricaricarle. I due Dipartimenti lavoreranno anche con gli Stati per spendere 2,5 miliardi di dollari in cinque anni per le sovvenzioni di infrastrutture per carburanti alternativi;
- autobus elettrici: il DOT, attraverso la Federal Transit Administration, spenderà 5,3 miliardi di dollari in finanziamenti in cinque anni come sovvenzioni alle agenzie di trasporto per il Low or No Emission Vehicle Program. Il programma sostiene le agenzie di trasporto nell'acquisto o nel leasing di autobus a basse o nulle emissioni e di altri veicoli che utilizzano tecnologie come le batterie;
- scuolabus elettrici: la US Environmental Protection Agency, attraverso il Clean School Bus Program, spenderà 5 miliardi di dollari in cinque anni sotto forma di sovvenzioni e sconti agli Stati o agli enti governativi locali, così come agli appaltatori. Gli appaltatori ammissibili includono entità a scopo di lucro o senza scopo di lucro che hanno la capacità di vendere scuolabus puliti, autobus a zero emissioni, infrastrutture di ricarica o di

rifornimento, o altre attrezzature necessarie per caricare, alimentare o mantenere scuolabus puliti/a zero emissioni, od organizzare finanziamenti per tale vendita;
- seconda vita delle batterie EV per i servizi di rete: il DOE intende concedere sovvenzioni per la ricerca, lo sviluppo e la dimostrazione che sia possibile dare una seconda vita alle batterie EV utilizzate per alimentare i veicoli elettrici, nonché per tecnologie e processi per il riciclaggio finale e lo smaltimento delle batterie EV;
- demand response: il disegno di legge stabilisce un nuovo standard per considerare gli investimenti in demand response al fine di espandere la portata del programma federale di gestione dell'energia per includere il demand response nei piani statali di conservazione dell'energia;
- migliorare la rete: il DOE è autorizzato a destinare 5 miliardi di dollari in accordi di cooperazione o sovvenzioni per rafforzare e migliorare la resilienza e l'affidabilità, così come altri 3 miliardi di dollari per l'esistente Smart Grid Investment Matching Grant Program;
- politica di trasmissione: il disegno di legge fornisce 2,5 miliardi di dollari in prestiti e/o finanziamenti diretti agli sviluppatori di trasmissione privati al fine di fornire stabilità finanziaria ai progetti di trasmissione proposti. Il DOE può mettere a disposizione del privato la propria rete, fare prestiti o entrare in partnership pubblico-privato.

Azioni politiche

Nel maggio 2021 lo Stato del Texas ha emanato una legge in risposta a un evento di freddo estremo che si è verificato nel febbraio 2021. La normativa ha ordinato alla Public Utility Commission (PUC) di sviluppare e implementare regole nei settori del gas naturale e dell'elettricità che soddisfino il fabbisogno energetico del sistema elettrico durante eventi meteorologici estremi e periodi di scarsa produzione di energia rinnovabile.
È stata approvata, inoltre, una normativa per cartolarizzare gran parte degli inadempimenti derivanti dalla tempesta invernale di febbraio, riducendo l'importo totale di cui sarebbero responsabili gli operatori di mercato (riducendo così la responsabilità di Enel).
Infine, è stata approvata una normativa per limitare la possibilità delle società di stipulare accordi con società di proprietà straniera di Cina, Iran, Corea del Nord e Russia se tali accordi forniscono a queste ultime un accesso diretto o remoto alla rete elettrica del Texas.

Nell'agosto 2021 lo Stato dell'Illinois ha promulgato una legge per aumentare gli obiettivi RPS (Renewable Portfolio Standard) dello Stato, fornire incentivi per i veicoli elettrici e gli e-bus, e creare nuovi programmi di stoccaggio dell'energia e di modernizzazione della rete.
L'Illinois passerà al 100% di energia pulita entro il 2050, con obiettivi intermedi del 50% entro il 2040 e del 40% entro il 2030. La legislazione si traduce nella chiusura di impianti a carbone privati, per oltre 25 MW entro il 2030; gli impianti a carbone/gas naturale di proprietà pubblica chiuderanno entro il 2045. Entro il 2030 l'Illinois avrà 1 milione di veicoli elettrici sulla strada, con 10 milioni di dollari ogni anno per convertire le flotte statali e locali. Sono in vigore anche politiche per creare obiettivi per i BESS (Battery Energy Storage System).
I contratti di lavoro a progetto saranno richiesti per tutti i nuovi progetti solari ed eolici su scala industriale e l'industria delle energie rinnovabili è tenuta a riferire sugli obiettivi di diversità e inclusione a partire dall'aprile 2022.

Nel luglio 2021 la legislatura del Missouri ha approvato un cambiamento nella valutazione fiscale degli impianti eolici che ha aumentato l'esposizione fiscale per le risorse operative nello Stato per più di cinque anni dal 35% del valore stimato al 37,5%.

Il New Jersey ha implementato un programma di incentivi per l'energia rinnovabile solare su scala industriale che sono amministrati dal Bureau of Public Utilities dello Stato. Inoltre, nel luglio 2021 la legislatura del New Jersey ha approvato una legge che permetterà lo sviluppo solare su terreni agricoli consentendo allo Stato di raggiungere i suoi obiettivi di sviluppo solare.

Il Connecticut ha approvato una legge nel giugno 2021 che stabilisce un obiettivo di stoccaggio di energia a batteria di 1 GW entro il 2030.

Il Colorado e il Nevada hanno entrambi approvato una legge nel giugno 2021 che richiede alle utility di ogni Stato di unirsi a un'organizzazione regionale di trasmissione entro il 2030.

Canada

Il Canada ha annunciato un piano climatico rafforzato denominato "A Healthy Environment and a Healthy Economy" alla conferenza delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (COP26) nel novembre 2021, per raggiungere l'obiettivo rafforzato dell'Accordo di Parigi di ridurre le emissioni del 40-45% dai livelli del 2005 entro il 2030. Il Canadian Net-Zero Emissions Accountability Act, diventato legge il 29 giugno 2021, sancisce nella legislazione l'impegno del Canada a raggiungere emissioni nette zero entro il 2050. La legge assicura trasparenza e responsabilità mentre il Governo lavora per raggiungere i suoi obiettivi.

Il Ministro dell'Ambiente e del Cambiamento Climatico stabilirà il piano di riduzione delle emissioni del Paese al 2030 entro la fine di marzo 2022.
La legge richiede una partecipazione pubblica e una consulenza indipendente per guidare gli sforzi del Governo. Come parte del piano, il Governo ha lanciato il Net-Zero

Accelerator Fund da 8 miliardi di dollari per aiutare i grandi emettitori a ridurre le loro emissioni.

Nell'agosto del 2021 il Governo ha lanciato il suo fondo quinquennale di 2,19 miliardi di dollari per aiutare i fornitori di servizi di trasporto ad abbandonare i motori a combustibile fossile e passare a veicoli a zero emissioni. Lo Zero Emission Transit Fund fa parte dell'investimento del Governo federale di 11,9 miliardi di dollari nel trasporto pubblico e si aggiunge all'investimento previsto dalla Canada Infrastructure Bank di 1,19 miliardi di dollari in autobus a zero emissioni attraverso il suo piano triennale di crescita. Questo fondo mira a sostenere gli operatori del trasporto pubblico e degli scuolabus per pianificare il passaggio ad automezzi elettrici, sostenendo l'acquisto di 5.000 autobus a zero emissioni e costruendo infrastrutture di supporto, comprese quelle di ricarica. I comuni, i distretti scolastici e le partnership private saranno in grado di impegnarsi con il Governo per potenziali opportunità.

Durante le elezioni federali del settembre 2021, il partito liberale (attualmente al governo) si è impegnato a raddoppiare l'attuale capacità di energia pulita in Canada per raggiungere l'obiettivo delle emissioni nette zero entro il 2050. La Canadian Infrastructure Bank sta mettendo in campo 5 miliardi di dollari per far progredire la produzione di energia pulita, la trasmissione e lo stoccaggio e per questo si è impegnata a investire un ulteriore miliardo di dollari nei prossimi quattro anni allo scopo di sostenere progetti di energia rinnovabile e di modernizzazione della rete. Sebbene il Governo federale non abbia una responsabilità diretta per le reti elettriche del Canada (la cui giurisdizione è provinciale), si è impegnato a:

- introdurre un Clean Electricity Standard per raggiungere un sistema elettrico al 100% a emissioni nette zero entro il 2035;
- sviluppare ulteriori crediti d'imposta sugli investimenti per una serie di soluzioni di energia rinnovabile e di stoccaggio delle batterie, per accelerare la diffusione dell'energia pulita nella rete;
- creare un Pan-Canadian Grid Council in collaborazione con le province, i territori, i popoli indigeni, il settore privato, il lavoro e la società civile:
  - il Grid Council lavorerà per stabilire standard nazionali, buone pratiche e incentivi per promuovere gli investimenti nelle infrastrutture, le reti intelligenti, l'integrazione della rete e l'innovazione nel settore dell'elettricità, con l'obiettivo di rendere il Canada il produttore di elettricità più affidabile, conveniente e senza carbonio del mondo;
  - il Grid Council promuoverà gli approcci più economici alla pianificazione e allo sviluppo del sistema elettrico in Canada, promuovendo al contempo la competitività per vendere più elettricità pulita canadese agli Stati Uniti.

Africa, Asia e Oceania

Sudafrica

L'utility statale Eskom ha iniziato l'unbundling della trasmissione con la creazione, a dicembre, della National Transmission Company South Africa (NTCSA) che dovrebbe essere operativa nel 2022. L'unbundling faciliterà la concorrenza nel settore della generazione e migliorerà l'accesso alla rete su base non discriminatoria.

India

Nel 2021 il Governo ha concesso agli IPP (Independent Power Producers) un'estensione di due mesi e mezzo per il commissioning degli impianti da fonti rinnovabili dovuto alla situazione di emergenza COVID, a condizione che gli IPP non richiedessero ulteriori proroghe o aumenti delle tariffe dei loro Power Purchase Agreement (PPA). Il Governo ha successivamente allentato questa condizione consentendo agli IPP di richiedere ulteriori estensioni in base alle condizioni stabilite nei loro PPA. Enel Green Power India ha usufruito della proroga per il Progetto Coral di 285 MW.

Il Ministero dell'Energia ha introdotto due regole che rafforzano lo status di "must-run" per i progetti rinnovabili, tutelando gli IPPs contro il curtailment arbitrario e assicurando un recupero tempestivo in caso di "change in law".

Per promuovere i progetti di energia rinnovabile, il Governo aveva rinunciato alle tariffe di trasmissione per i progetti rinnovabili che vendevano l'elettricità prodotta attraverso PPA a lungo termine. Il Governo ha poi ampliato l'ambito di tale deroga consentendo la cancellazione delle tariffe di trasmissione anche a progetti con contratti di vendita a breve termine e sulle Borse elettriche. La non-applicabilità delle tariffe di trasmissione rappresenta un vantaggio per i nostri progetti.

Corea del Sud

Il principale schema di supporto allo sviluppo delle rinnovabili in Corea è il Renewable Portfolio Standard (RPS), che obbliga i generatori convenzionali con capacità >500 MW a procurarsi annualmente una certa quota di elettricità da fonti rinnovabili. Tale quota salirà gradualmente dal 2% nel 2012 fino ad arrivare al 25% entro il 2030. Nel 2021 la quota era del 9%.
La conformità con l'RPS, la percentuale di energia da fonti rinnovabili, può essere ottenuta costruendo impianti rinnovabili oppure acquistando certificati verdi (REC). Il numero di REC che un generatore RES può vendere per ogni MWh prodotto dipende dal cosiddetto "moltiplicatore" che differisce in base alla fonte di energia. I valori dei moltiplicatori sono stati aggiornati ad agosto 2021: il moltiplicatore molto vantaggioso (x4) per BESS+RES è stato abolito,

quello per l'eolico onshore è stato aumentato da x1 a x1,2; il solare fotovoltaico è ancora inferiore a 1 (x0,8).

Un'altra importante riforma regolatoria del 2021 è stata l'introduzione di una serie di strumenti per facilitare l'approvvigionamento di energia rinnovabile da parte delle aziende aderenti all'iniziativa RE100, aventi l'obiettivo (volontario) di utilizzare il 100% di energia verde per alimentare le proprie attività. Tra gli strumenti più interessanti per Enel Green Power c'è la REC trading platform, che consente lo scambio diretto di REC tra generatori e aziende; ma anche i Third Party PPAs e i Direct PPAs, che, consentendo la compravendita di elettricità rinnovabile tra utenti finali e generatori senza passare attraverso il mercato dell'energia, possono rappresentare nuove e potenzialmente attraenti routes to market.

Infrastrutture e Reti

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, ARERA ha pubblicato la delibera n. 568/2019/R/eel, con la quale ha aggiornato la regolazione tariffaria per i servizi di distribuzione e misura in vigore nel quadriennio 2020-2023, pubblicando i nuovi testi integrati (TIT 2020-2023 e TIME 2020-2023).
Con la delibera n. 639/2018/R/com ARERA ha fissato al 5,9% il valore del WACC per le attività di distribuzione e misura elettrica, valido per il triennio 2019-2021.
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 aggiornamento annuale (nel 2023 e nel 2024), qualora alcuni indicatori finanziari dovessero portare a una variazione del WACC di almeno lo 0.5%.

Per quanto riguarda le tariffe di distribuzione e misura, ARERA ha pubblicato le tariffe di riferimento definitive dell'anno 2020 sulla base dell'aggiornamento dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2019 (delibera n. 131/2021/R/eel) e le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2021, sulla base dei dati patrimoniali pre-consuntivi relativi al 2020 (delibera n. 159/2021/R/eel). Le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2021 saranno pubblicate nel corso dell'anno 2022.

Riguardo alla qualità del servizio, ARERA, con la delibera n. 646/2015/R/eel e s.m.i., ha definito la regolazione output based per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, che include i princípi della regolazione per il periodo 2016-2023 (TIQE 2016-2023). Con la delibera n. 566/2019/R/eel ARERA ha concluso il percorso di aggiornamento del TIQE per il semiperiodo 2020-2023, proponendo strumenti mirati a colmare i divari in termini di qualità del servizio ancora esistenti tra le diverse aree del Paese, tenendo conto delle tempistiche di implementazione degli interventi sulla rete, nonché degli effetti dei cambiamenti climatici.
Con le delibere n. 212/2021/R/eel e 537/2021/R/eel ARERA ha definito i premi per gli interventi per la resilienza conclusi da e-distribuzione negli anni 2019 e 2020 eleggibili al meccanismo premi-penali di cui alla delibera n. 668/2019/R/eel, che aveva introdotto un meccanismo incentivante degli investimenti finalizzati all'incremento della resilienza delle reti di distribuzione, sotto il profilo della tenuta alle sollecitazioni derivanti da eventi meteorologici estremi.

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 tre a cinque mesi di fatturato del trader a un nuovo range compreso fra due e quattro mesi).

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 ed è intervenuto anche in riferimento all'anno d'obbligo 2020, disponendo una riduzione degli obiettivi pari al 60%. 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

Metodologia delle tariffe e degli oneri per il sistema elettrico

Il 18 marzo 2021 è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) il Regio Decreto 148/2021 del 9 marzo 2021, che stabilisce la metodologia per il calcolo degli oneri del sistema elettrico. Inoltre, il 28 marzo è stata pubblicata la Circolare 3/2021 del 17 marzo, della Commissione Nazionale dei Mercati e della Concorrenza (CNMC), che modifica la Circolare 3/2020 del 15 gennaio, che stabilisce la metodologia per il calcolo delle tariffe di trasmissione e distribuzione di energia elettrica. In tal senso, le nuove tariffe per l'accesso alla rete di trasmissione e distribuzione, nonché i nuovi oneri del sistema elettrico sono entrati in vigore il 1° giugno 2021, attraverso la Risoluzione del 18 marzo 2021 della CNMC, che stabilisce i valori delle tariffe per l'accesso alle reti di trasmissione e distribuzione di elettricità applicabili dal 1° giugno 2021, e l'Ordinanza TED/371/2021 del 19 aprile, che stabilisce i prezzi delle tariffe del sistema elettrico e dei pagamenti per la capacità applicabili dal 1° giugno 2021.

Il 15 settembre 2021 è stato pubblicato il Regio Decreto Legge 17/2021 del 14 settembre, sulle misure urgenti per mitigare l'impatto dell'escalation dei prezzi del gas naturale nei mercati al dettaglio del gas e dell'elettricità, che ha ridotto gli oneri del sistema elettrico di circa il 96%, dal 16 settembre 2021 al 31 dicembre 2021, rispetto a quelli in vigore dal 1° giugno 2021.

Metodologia di calcolo degli oneri per il sistema del gas

Il 30 dicembre 2020 è stato pubblicato il Regio Decreto 1184/2020 del 29 dicembre, che stabilisce la metodologia per il calcolo degli oneri del sistema gas, entrato in vigore il 1° ottobre 2021. Il 29 settembre 2021 è stata pubblicata l'Ordinanza TED/1023/2021 del 27 settembre, che stabilisce gli oneri del sistema gas per il periodo compreso tra il 1° ottobre 2021 e il 30 settembre 2022. L'importo da recuperare rlativo agli oneri per questo periodo è di 26,9 milioni di euro.

Tariffa elettrica per il 2021

Il 29 dicembre 2020 è stata pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) l'Ordinanza TEC/1271/2020 del 22 dicembre, che stabilisce vari costi del sistema elettrico per l'anno 2021 e proroga le tariffe d'accesso dell'energia elettrica fino all'entrata in vigore delle tariffe fissate dalla Commissione Nazionale dei Mercati e della Concorrenza (CNMC).
Allo stesso modo, il 23 marzo 2021 è stata pubblicata sul BOE la Risoluzione del 18 marzo 2021 della CNMC, che approva i prezzi delle tariffe per l'accesso alle reti di trasmissione e distribuzione da applicare a partire dal 1° giugno 2021.
Il 22 aprile 2021 l'Ordinanza TED/371/2021 del 19 aprile 2021 è stata pubblicata sul BOE, che stabilisce i prezzi degli oneri del sistema elettrico applicabili dal 1 ° giugno 2021.
Infine, con il Regio Decreto Legge 17/2021 del 14 settembre sono state ridotte le tariffe elettriche di circa il 96% dalla sua entrata in vigore e fino al 31 dicembre 2021.

Tariffa elettrica per il 2022

Il 22 dicembre 2021 è stata pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) la Risoluzione del 16 dicembre 2021 della Commissione Nazionale dei Mercati e della Concorrenza (CNMC), che stabilisce i valori delle tariffe per l'accesso alle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica applicabili a partire dal 1° gennaio 2022, che rappresentano una riduzione media del 5,4% rispetto ai valori del 1° giugno 2021.
Il 30 dicembre l'Ordinanza TED/1484/2021 del 28 dicembre è stata pubblicata nel BOE, stabilendo i prezzi delle tariffe del sistema elettrico da applicare dal 1° gennaio 2022 e vari costi regolati del sistema elettrico per l'anno 2022. I nuovi oneri per il 2022 rappresentano una riduzione media di circa il 31% rispetto agli oneri approvati il 1° giugno 2021.

Tariffa del gas naturale per il 2021

La Circolare 6/2020, del 22 luglio, della Commissione Nazionale dei Mercati e della Concorrenza (CNMC) ha approvato la metodologia per il calcolo delle tariffe di trasporto, delle reti locali e della rigassificazione del gas naturale e, tra gli altri aspetti, ha stabilito che la medesima Commissione debba fissare i valori delle tariffe per l'accesso agli impianti di rigassificazione e, nel caso, i termini di fatturazione del periodo di conduzione delle tariffe di trasporto e distribuzione, applicabili dal 1° ottobre 2020.
Il 29 dicembre 2020 è stata pubblicata la Risoluzione del 21 dicembre della Direzione Generale della Politica Energetica e delle Miniere, che stabilisce la Tariffa di Ultima Istanza (TUR) del gas naturale da applicare dal 1° gennaio 2021, con un aumento medio del 4,6% e del 6,3% a seconda che si tratti della Tariffa di Ultima Istanza 1 (TUR 1) o della Tariffa di Ultima Istanza 2 (TUR 2), rispettivamente, a causa dell'aumento del costo della materia prima. Questi valori sono rimasti in vigore per tutto il primo semestre 2021 poiché non è stata soddisfatta la condizione necessaria che il costo della materia prima vari meno del +/- 2% per essere aggiornato.
Il 30 giugno 2021 è stata pubblicata la Risoluzione del 24 giugno 2021 della Direzione Generale della Politica Energetica e delle Miniere, che stabilisce la Tariffa di Ultima Istanza (TUR) del gas naturale da applicare a partire dal 1° luglio 2021, con un conseguente aumento del 2,9% e del 3,9% a seconda che si tratti rispettivamente della Tariffa di Ultima Istanza 1 (TUR 1) o della Tariffa di Ultima Istanza 2 (TUR 2), a causa dell'aumento del costo delle materie prime.

Infine, il 29 settembre 2021, è stata pubblicata la Risoluzione del 26 settembre 2021 della Direzione Generale della Politica Energetica e delle Miniere, che approva la Tariffa di Ultima Istanza (TUR) del gas naturale da applicare dal 1° ottobre 2021, e che, in conformità con il Regio Decreto Legge 17/2021 del 14 settembre, si traduce in un aumento dello 0,9%, del 4,6% e dell'11,2% a seconda che si tratti della Tariffa di Ultima Istanza 1 (TUR 1), della Tariffa di Ultima Istanza 2 (TUR 2) o della Tariffa di Ultima Istanza 3 (TUR 3), rispettivamente.

Tariffa del gas naturale per il 2022

Il 27 dicembre è stata pubblicata la Risoluzione del 22 dicembre 2021 della Direzione Generale della Politica Energetica e delle Miniere, che pubblica la Tariffa di Ultima Istanza del gas naturale da applicare nel primo trimestre 2022, e che, tenendo conto di quanto previsto dal Regio Decreto Legge 17/2021 del 14 settembre, si traduce in un aumento approssimativo del 5,4%, del 6,8% e del 7,5% rispettivamente per la Tariffa di Ultima Istanza 1 (TUR 1), la Tariffa di Ultima Istanza 2 (TUR 2) o la Tariffa di Ultima Istanza 3 (TUR 3).

Proposta di remunerazione dell'attività distributiva dal 2017 al 2019

Nel corso del mese di novembre 2021 è iniziata l'elaborazione di una proposta di ordinanza nella quale viene approvato l'incentivo o la penale per la riduzione delle perdite nella rete di distribuzione elettrica per l'anno 2016, viene modificata la remunerazione di base dell'anno 2016 per più società di distribuzione e viene approvata la remunerazione per le società di distribuzione di energia elettrica per gli anni 2017, 2018 e 2019.

Sussidi diretti alle società di distribuzione di energia elettrica

Il 22 dicembre 2021 è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) il Regio Decreto 1125/2021, che promuove la digitalizzazione delle reti di distribuzione e le infrastrutture per la ricarica delle infrastrutture sulle strade pubbliche attraverso l'aiuto dei fondi europei del Piano di Ripresa, Trasformazione e Resilienza.

L'importo dell'aiuto sarà di 525 milioni di euro per il periodo 2021-2023, che sarà distribuito tra i distributori in base alla loro quota di remunerazione. Le società di distribuzione devono presentare queste azioni, il cui investimento cofinanzieranno al 50%, all'interno dei loro piani di investimento annuali, insieme ad altre informazioni complementari relative agli impatti sull'occupazione, sulla catena del valore industriale e sulla penetrazione delle rinnovabili, nonché a programmi digitali per migliorare la qualità del servizio clienti.

Progetto di legge che istituisce il Fondo Nazionale per la Sostenibilità del Sistema Elettrico (FNSSE)

Il 1° giugno 2021 il Consiglio dei Ministri ha approvato il disegno di legge che istituisce il Fondo Nazionale per la Sostenibilità del Sistema Elettrico, in attesa di approvazione da parte del Congresso dei Deputati, in modo che entri in vigore e sia ripartito tra i diversi vettori energetici il costo delle politiche di promozione delle energie rinnovabili, cogenerazione ad alto rendimento e recupero energetico dei rifiuti.

Il FNSSE, che avrà un processo di attuazione graduale di cinque anni, sarà finanziato con i contributi degli operatori dei diversi settori energetici, con le imposte derivanti dalla Legge 15/2012, con il prodotto delle aste dei diritti di emissione di CO_2, e con il limite del 10% del valore annuo del Fondo, con voci del bilancio generale dello Stato o con fondi dell'UE.

Europa

Romania

In Romania i distributori di energia (DSO) acquistano elettricità sui mercati all'ingrosso per coprire le perdite di rete. Il prezzo riconosciuto *ex ante* dal Regolatore per tale acquisizione nel 2021 è stato ampiamente superato dai prezzi di chiusura sui mercati all'ingrosso dell'energia elettrica, con gravi impatti sui flussi di cassa dei DSO. La metodologia tariffaria prevede il recupero delle perdite di rete: infatti la differenza dei costi di acquisizione per l'anno t viene recuperata attraverso le tariffe di distribuzione dell'anno t+2; questo ha generato una pressione sui bilanci del 2021 dei DSO, con impatti negativi sul capitale circolante.

America Latina

Cile

Risoluzione CNE n. 176/2020 – Attività esclusiva

In data 9 giugno 2020 è stata pubblicata la Risoluzione della Commissione Nazionale Energia (CNE) n. 176 che determina il contenuto dell'obbligazione di attività esclusiva e contabilità separata per la prestazione del servizio pubblico di distribuzione di energia elettrica, in conformità con quanto stabilito dalla Legge 21.194.

In base a quanto fissato da tale risoluzione, le società concessionarie del servizio pubblico di distribuzione che operano nel sistema elettrico nazionale cileno dovranno essere società con attività esclusiva di distribuzione e potranno soltanto esercitare attività economica destinata a

prestare il servizio pubblico di distribuzione, in conformità alla normativa vigente. Le norme contenute nella suddetta risoluzione hanno trovato applicazione a partire dal 1° gennaio 2021. Laddove per motivate esigenze non si è potuto provvedere entro tale data, con opportuna comunicazione alla CNE l'applicazione di tale risoluzione potrà essere ritardata, ma comunque non oltre il 1° gennaio 2022.

Legge n. 21.249 – Misure straordinarie a favore degli utenti finali di servizi sanitari, servizio elettrico e gas

L'8 agosto 2020 è stata approvata la Legge n. 21.249 che ha introdotto misure straordinarie a favore dei clienti più vulnerabili, misure che nella sua gran parte Enel Distribución Chile stava già applicava in forma volontaria. Tra queste misure c'è la sospensione dell'interruzione di fornitura per morosità e la possibilità di rateizzare il pagamento del debito per energia elettrica da parte dei clienti definiti vulnerabili. Tali misure sono state prorogate e rafforzate con la Legge n. 21.340 fino al 31 dicembre 2021 o fino alla fine del periodo di emergenza dovuto alla pandemia da COVID-19.

Precio Nudo Promedio

In data 20 marzo 2021 il Ministero dell'Energia ha pubblicato il "prezzo nudo medio" da applicare a far data dal 1° luglio 2020, mentre in data 20 maggio 2021, sempre il Ministero dell'Energia ha pubblicato il "prezzo nudo medio" da applicare a far data dal 1° gennaio 2021. Considerato il meccanismo di stabilizzazione del prezzo fissato dalla Legge n. 21.185, la pubblicazione di questi decreti non ha avuto alcun effetto sulla tariffa del cliente finale.

Precio Nudo de Corto Plazo

Il 3 dicembre 2020 il Ministero dell'Energia ha pubblicato il Decreto n. 12T/2020, che ha fissato il "prezzo nudo" per la fornitura di energia elettrica con effetto dal 1° ottobre 2020.
Il 22 marzo 2021 il Ministero dell'Energia ha pubblicato il Decreto n. 3T/2021, che ha fissato il "prezzo nudo" per la fornitura di energia elettrica, valido a partire dal 1° aprile 2021.

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 alla metodologia vigente per il periodo 2016-2020.

Argentina

Revisioni tariffarie

Fintantoché non si arrivi all'approvazione di una revisione della tariffa integrale definitiva si dà facoltà al regolatore ENRE di fissare adeguamenti tariffari provvisori al fine di garantire la stabilità nell'erogazione dei servizi.
Il 21 marzo 2021, con la Risoluzione ENRE n. 79/2021, è stato definito il nuovo quadro tariffario transitorio, successivamente incrementato del 9% attraverso la Risoluzione n. 106 del 30 aprile 2021, in attesa del processo di rinegoziazione della tariffa integrale.

Attraverso le Risoluzioni n. 263/2021 e n. 266/2021 ENRE ha approvato nuovi quadri tariffari da applicare a partire dal 1° agosto 2021. Essi adeguano solo il prezzo stagionale stabilizzato per i grandi clienti (con consumi superiori a 300 kWh al mese), così come previsto dalla Risoluzione della Segreteria dell'Energia 748/21. La tariffa media passa da 5,020 a 5,176 $/kWh (+3,1%).

Brasile

Revisione tariffaria per Enel Distribuição Ceará

Le ultime revisioni tariffarie integrali approvate per ciascuna società di distribuzione brasiliana appartenente al Gruppo Enel risalgono al 2018 (per Enel Distribuição Rio de Janeiro ed Enel Distribuição Goiás) e al 2019 (per Enel Distribuição Ceará ed Enel Distribuição São Paulo). Le prossime revisioni tariffarie sono previste per il 2023.

Gli ultimi adeguamenti tariffari sono riepilogati di seguito:

		Incremento medio	
Società	Data di adeguamento tariffario	Alta tensione	Bassa tensione
Enel Distribuição Rio de Janeiro	Marzo 2021	+10,38%	+4,63%
Enel Distribuição Ceará	Aprile 2021	+10,21%	+8,54%
Enel Distribuição São Paulo	Giugno 2021	+3,67%	+11,38%
Enel Distribuição Goiás	Ottobre 2021	+14,21%	+17,32%

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

La Commissione di Regolazione dell'Energia e Gas (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 giugno del 2021, con la Risoluzione n. 068 del 2021 la CREG ha approvato l'aggiornamento del piano di investimenti di Codensa.

Perù

In Perù, il processo per la determinazione delle tariffe di distribuzione si effettua ogni quattro anni e viene denominato "Fissazione del Valore Aggregato di Distribuzione" (VAD). Eccezionalmente l'ultimo ciclo tariffario ha fissato una durata di cinque anni. Pertanto, nel 2018 si è completato il processo di determinazione del VAD per il periodo 2018-2022.

La regolazione peruviana segue lo schema della cosiddetta "Impresa Modello", pertanto in ogni processo tariffario si fissano i costi di investimento e di esercizio necessari per soddisfare la domanda di energia elettrica nella zona di concessione che saranno riconosciuti in tariffa al distributore. Il VAD si determina in maniera individuale per ciascuna società di distribuzione con più di 50.000 clienti.

Mercati finali

Italia

L'attuale quadro normativo sul superamento della tutela 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) prevede un rinvio scaglionato per la rimozione della tutela di prezzo: al 1° gennaio 2021 per le piccole imprese, al 1° gennaio 2023 per le microimprese ed entro gennaio 2024 per i clienti domestici. Per quanto riguarda il settore gas, il superamento del regime di tutela è previsto al 1° gennaio 2023 per clienti domestici e condomini.
In riferimento alla fine della tutela per le piccole imprese del settore elettrico (1° gennaio 2021), il 31 dicembre 2020 è stato emanato il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico attuativo della Legge Concorrenza che ha delegato l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) a definire le misure di transizione al mercato libero dei clienti, sulla base di alcuni criteri e indirizzi. Con la delibera n. 491/2020/R/eel, ARERA ha istituito un servizio di ultima istanza ("servizio a tutele graduali") per le piccole imprese senza fornitore, assegnato tramite aste su base territoriale e per una durata di tre anni; è stato previsto anche un limite massimo pari al 35% della quota di mercato assegnabile a ciascun operatore.
A marzo 2021 Enel Energia e Servizio Elettrico Nazionale (insieme a Enel Italia) hanno impugnato il decreto ministeriale davanti al TAR Lazio, contestando rispettivamente l'imposizione del tetto antitrust al 35% e la mancata previsione di misure (per es., clausola sociale) 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.

Con la sentenza n. 18/2021 il TAR Lombardia ha accolto i ricorsi presentati dalle società Servizio Elettrico Nazionale ed Enel Energia annullando la delibera n. 279/2017/R/com.

Tale delibera istituiva un meccanismo incentivante per una maggiore diffusione delle bollette in formato elettronico presso i clienti serviti nei regimi di tutela e subordinava al raggiungimento di determinate soglie la compensazione per il venditore del differenziale tra sconto riconosciuto ai clienti e costo evitato. ARERA, con la delibera n. 477/2021/R/com, ha modificato conseguentemente la disciplina, con effetti a partire dal 2022, anche relativamente al recupero delle quote inerenti alle annualità pregresse.

Energia elettrica
Con la delibera n. 604/2020/R/eel ARERA ha aggiornato per l'anno 2021 la componente a copertura dei costi di commercializzazione degli esercenti il servizio di maggior tutela (RCV) e i livelli del corrispettivo PCV, che rappresenta il prezzo di riferimento per i venditori del mercato libero.
Con la delibera n. 402/2021/R/eel l'aggiornamento della RCV e della PCV per l'anno 2022 è stato posticipato al primo trimestre 2022, con decorrenza dal 1° aprile 2022, tenendo conto, nell'ambito delle determinazioni che saranno effettuate, della necessità di copertura dei costi sostenuti dagli operatori da gennaio 2022.

Il TAR Lombardia, con la sentenza n. 565 del 27 marzo 2020, ha parzialmente annullato la delibera n. 119/2019/R/eel, con cui ARERA aveva introdotto modifiche al meccanismo di compensazione degli importi non incassati dagli esercenti il servizio di maggior tutela relativi ai prelievi fraudolenti. In particolare, il TAR ha annullato la citata delibera nella parte in cui aveva previsto l'applicazione di una riduzione degli importi oggetto di reintegro relativamente ai valori fatturati nel periodo antecedente l'entrata in vigore della stessa (2 aprile 2019). Con la delibera n. 240/2020/R/eel ARERA ha modificato la disciplina in ottemperanza alle previsioni del TAR.

Con la delibera n. 32/2021/R/eel ARERA 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. 44 del TIV (Testo Integrato Vendita).

Gas

Con la delibera n. 401/2021/R/gas ARERA ha posticipato l'aggiornamento della componente QVD al primo trimestre 2022 con decorrenza 1° aprile 2022 tenendo comunque conto, nella sua determinazione, della necessità di coprire i costi sostenuti dagli operatori a partire da gennaio 2022. Tale decisione è stata determinata dall'esigenza di ulteriori approfondimenti legati all'evoluzione, tuttora in corso, dell'assetto dei mercati retail nonché dalla necessità di allineare le modalità di remunerazione dei diversi soggetti regolati.

Agli artt. 31 *quinquies* e 37.1 lettera b) del TIVG (Testo Integrato Vendita Gas) ARERA disciplina specifici meccanismi di reintegrazione della morosità 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.

L'Ordinanza TED/275/2021 del 18 marzo ha stabilito per Endesa un contributo al Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica di 27,7 milioni di euro corrispondente agli obblighi dell'esercizio 2021.

Nel corso del mese di dicembre 2021 il Ministero per la Transizione Ecologica e la Sfida Demografica ha avviato l'elaborazione di una proposta di ordinanza che fissa il contributo al Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica per l'anno 2022, stabilendo l'importo proposto per Endesa a 26 milioni di euro.

Misure di protezione dei consumatori: Bonus Sociale

Il 16 ottobre è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) l'Ordine TED/1124/2021 dell'8 ottobre, che stabilisce la distribuzione del finanziamento del Bonus Sociale del 2021, essendo la percentuale corrispondente per Endesa del 34,72%. Da parte sua, la Commissione Nazionale della Concorrenza e dei Mercati (CNMC) ha avviato in ottobre il processo di audizione della sua proposta di distribuzione del finanziamento del Bonus Sociale per il 2022, con la percentuale proposta per Endesa del 33,50%.

Il 27 ottobre 2021 è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) il Regio Decreto Legge 23/2021 del 26 ottobre sulle misure urgenti nel campo dell'energia per la protezione dei consumatori e l'introduzione della trasparenza nei mercati all'ingrosso e al dettaglio dell'elettricità e del gas naturale. I principali aspetti che derivano da questo regio decreto in materia di tutela dei consumatori sono:

- gli sconti sui bonus sociali sono aumentati dal 25% al 60% per i clienti vulnerabili e dal 40% al 70% per i clienti gravemente vulnerabili, per un periodo che va dal 27 ottobre 2021 al 31 marzo 2022. Successivamente, il Regio Decreto 29/2021 del 22 dicembre ha prorogato questa misura fino al 30 aprile 2022;
- il bilancio dello Stato per il pagamento del Bonus Sociale termico è aumentato di 100 milioni di euro per un totale di 203 milioni di euro, passando l'importo minimo da 25 euro a 35 euro nel 2021.

Allo stesso modo, è stato pubblicato il Regio Decreto Legge 21/2021 del 26 ottobre, che proroga le misure di protezione sociale per affrontare situazioni di vulnerabilità sociale ed economica. A tal proposito, va precisato che è stata estesa la categoria del Bonus Sociale "COVID vulnerabile", che rappresenta uno sconto del 25% sulla tariffa PVPC per quei lavoratori in situazione di disoccupazione, cassa integrazione (ERTE) e imprenditori con orario di lavoro ridotto a causa del regime precauzionale, fino al 28 febbraio 2022.

Misure di protezione dei consumatori: garanzia di fornitura di energia elettrica

Il 15 settembre 2021 è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) il Regio Decreto 17/2021 del 14 settembre su misure urgenti per mitigare l'impatto dell'escalation dei prezzi del gas naturale nei mercati al dettaglio del gas e dell'elettricità, che ha stabilito l'approvvigionamento minimo vitale per i clienti vulnerabili (destinatari del Bonus Sociale elettrico) in una situazione di mancato pagamento, estendendo di sei mesi (oltre ai quattro esistenti) il periodo di pagamento, durante il quale la fornitura non può essere interrotta e fissando una riduzione della potenza a 3,5 kW solo per quei clienti con potenza superiore a tale tetto.

Allo stesso modo, il Regio Decreto Legge 21/2021 del 26 ottobre ha prorogato la proibizione dei tagli alla fornitura di elettricità e gas ai clienti domestici vulnerabili (beneficiari del Bonus Sociale) fino al 28 febbraio 2022.

Misure di protezione dei consumatori: misure fiscali

Il 25 giugno 2021 è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) il Regio Decreto Legge 12/2021 del 24 giugno, che adotta misure urgenti nel campo della tassazione dell'energia e in materia di generazione di energia, e sulla gestione del canone di regolazione e della tariffa per l'uso dell'acqua. Nello specifico, questo regio decreto legge ha stabilito fino al 31 dicembre 2021 una riduzione dell'IVA dal 21% al 10% sulla bolletta elettrica dei consumatori in bassa tensione e potenza contratta inferiore o uguale a 10 kW, a

condizione che il prezzo medio mensile del mercato all'ingrosso del mese precedente sia superiore a 45 €/MWh. Nel caso di consumatori con Bonus Sociale, si applicherà l'IVA del 10% indipendentemente dal prezzo del mercato all'ingrosso.

Il Regio Decreto 17/2021 del 14 settembre su misure urgenti per mitigare l'impatto dell'escalation dei prezzi del gas naturale sui mercati al dettaglio del gas e dell'elettricità ha ridotto la tassa sull'elettricità dal 5,1% allo 0,5% dal 15 settembre 2021 al 31 dicembre 2021.

Entrambe le misure sono state prorogate fino al 30 aprile 2022 con il Regio Decreto 29/2021 del 22 dicembre.

Europa

Romania

Dal 1° gennaio 2021, la Romania ha avviato l'attuazione delle disposizioni del Regolamento 2019/943/UE in materia di eliminazione dei prezzi regolamentati per gli utenti finali.
Nella seconda metà del 2021 le autorità rumene hanno adottato una legislazione specifica (Ordinanza governativa di emergenza 118/2021, Legge 259/2021, e Ordinanza governativa di emergenza 130/2021) che stabilisce una combinazione di price-capping e compensazioni.

America Latina

Mercato libero

In tutti i Paesi dell'America Latina le società di distribuzione possono fornire energia elettrica ai loro clienti in forma regolata, ma anche a libere condizioni di mercato se tali clienti superano particolari limiti.
I limiti del mercato libero per Paese sono i seguenti:

Paese	kW limite
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)]

(1) Il limite > 500 kW si applica se si consuma energia proveniente da fonti rinnovabili, le quali sono incentivate dal Governo mediante uno sconto sulle tariffe.
(2) In Costa Rica non esiste il concetto di cliente libero.
(3) Nel D.S. 018-2016-EM si stabilisce che:
- la potenza installata dei clienti che possono scegliere tra mercato regolato e mercato libero (sono quelli con una potenza tra 200 e 2.500 kW) si misura per ogni punto di fornitura;
- i clienti la cui potenza per ogni punto di fornitura è maggiore di 2.500 kW sono clienti liberi.

5. Prospettive future

Enel è il più grande operatore privato nel settore delle energie rinnovabili al mondo

Investire in Enel significa investire in un modello di business decarbonizzato e che non lascia nessuno indietro.

Enel è la più grande società privata di distribuzione di energia elettrica a livello globale

Le reti di Enel, le più avanzate al mondo in termini di digitalizzazione, saranno la colonna portante della transizione energetica.

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.

Una politica dei dividendi semplice, prevedibile e interessante

Enel ha confermato una politica dei dividendi basata su un dividendo fisso e crescente fino al 2024.



Prevedibile evoluzione della gestione

Il 2021 ha visto la progressiva diffusione dei vaccini anti COVID-19, che ha reso possibile una forte crescita a livello globale; in questo contesto il Gruppo ha assistito a una solida ripresa degli indicatori operativi in termini di generazione, distribuzione e vendita alla clientela finale di energia elettrica. In particolare, nel corso dell'anno il Gruppo Enel ha accelerato la costruzione di nuova capacità di energie rinnovabili, con oltre 5 GW di nuova capacità installata in tutto il mondo, che rappresenta il record assoluto per il Gruppo, con un incremento di più di 2 GW rispetto al 2020.
Nel contempo il contesto macroeconomico è stato fortemente influenzato da una importante crescita nei prezzi delle materie prime, quali il gas e il carbone, che hanno un impatto diretto sul prezzo dell'energia elettrica. Questo ha contribuito a far sì che le autorità di alcuni Paesi europei intervenissero nel tentativo di calmierare l'aumento dei prezzi dell'elettricità per i consumatori finali, con misure in alcuni casi penalizzanti per le società operanti nel settore di generazione e vendita di elettricità.
In questo contesto, la diversificazione geografica del Gruppo, il suo modello di business integrato lungo la catena del valore, una struttura finanziaria solida e un elevato livello di digitalizzazione hanno permesso a Enel di mostrare una notevole resilienza, che si è riflessa nei risultati economico-finanziari dell'esercizio.
A novembre 2021 il Gruppo ha presentato il nuovo Piano Strategico, fornendo anche una visione dell'evoluzione del business per il decennio in corso.
In particolare, il Piano Strategico si focalizza su quattro linee strategiche.

- **Allocare capitale a supporto di una fornitura di energia elettrica decarbonizzata.**
  Tra il 2021 e il 2030 il Gruppo Enel prevede di mobilitare investimenti per complessivi 210 miliardi di euro, dei quali 170 miliardi di euro investiti direttamente dal Gruppo (con un incremento del 6% rispetto al Piano precedente) e 40 miliardi di euro catalizzati da terzi.
  A fronte di tali investimenti, entro il 2030 il Gruppo Enel prevede di raggiungere una capacità rinnovabile complessiva di circa 154 GW, triplicando il portafoglio rinnovabili del Gruppo rispetto al 2020, nonché di aumentare la base clienti della rete di 12 milioni e di promuovere l'elettrificazione dei consumi energetici, aumentando di quasi il 30% i volumi di elettricità venduta e concentrandosi al contempo sullo sviluppo dei servizi "beyond commodity", quali la mobilità elettrica pubblica o behind-the-meter storage, in collaborazione con partner.

- **Abilitare l'elettrificazione della domanda di energia dei clienti.**
  Le azioni strategiche del Gruppo avranno l'obiettivo di incrementare il valore per i clienti nei segmenti Business to Consumer (B2C), Business to Business (B2B) e Business to Government (B2G), mediante l'aumento del livello di elettrificazione di tali clienti e il contestuale miglioramento dei servizi offerti. Nei Paesi "Tier 1" si prevede che questa strategia mirata, abbinata a investimenti nell'asset base, produrrà un incremento del margine integrato di Gruppo pari a 2,6 volte tra il 2021 e il 2030, con il supporto di una piattaforma unificata in grado di gestire la più grande base di clienti al mondo tra gli operatori privati.

- **Fare leva sulla creazione di valore lungo tutta la value chain.**
  Al fine di rafforzare la strategia di focalizzazione sul cliente mediante l'impiego di piattaforme, nel 2021 il Gruppo ha creato la Linea di Business Global Customers, responsabile della definizione della strategia commerciale e di indirizzare l'allocazione del capitale verso le esigenze dei clienti, facendo leva sull'elettrificazione e raggiungendo al contempo livelli di servizio eccellenti.
  La rifocalizzazione del Gruppo si accompagnerà alla semplificazione e al ribilanciamento del suo portafoglio, mediante:
  - focus su Paesi "Tier 1";
  - risorse rese disponibili attraverso la dismissione di asset non più funzionali alla strategia del Gruppo; e
  - operazioni di fusione e acquisizione mirate a migliorare il posizionamento, acquisire competenze o generare sinergie.

- **Anticipare gli obiettivi di "Net Zero" sostenibile.**
  Il Gruppo ha anticipato di 10 anni l'impegno "Net Zero", dal 2050 al 2040, per tutte le emissioni lungo la catena del valore. Il Gruppo prevede di abbandonare la generazione termoelettrica entro il 2040, sostituendola con nuova capacità rinnovabile oltre ad avvalersi dell'ibridazione delle rinnovabili con soluzioni di accumulo. Inoltre, si prevede che entro il 2040 l'elettricità venduta dal Gruppo sarà interamente prodotta da rinnovabili e che entro lo stesso anno il Gruppo uscirà dall'attività di vendita retail di gas.

Come risultato delle linee strategiche sopra descritte, tra il 2020 e il 2030 l'EBITDA ordinario del Gruppo è previsto in aumento del 5-6% in termini di tasso annuo di crescita com-

posto (CAGR), a fronte di un utile netto ordinario di Gruppo previsto in aumento del 6-7%, sempre in termini di CAGR.
Con riferimento invece al periodo di Piano 2022-2024, si prevede che nel 2024 l'EBITDA ordinario di Gruppo raggiunga i 21-21,6 miliardi di euro, rispetto ai 19,2 miliardi di euro nel 2021.
L'utile netto ordinario di Gruppo è atteso in crescita a 6,7-6,9 miliardi di euro nel 2024, rispetto ai 5,6 miliardi di euro nel 2021.
La politica dei dividendi di Enel per il periodo 2022-2024 rimane semplice, prevedibile e interessante. È previsto che gli azionisti ricevano un dividendo per azione (DPS) fisso che si prevede cresca del 13% dal 2021 al 2024, fino a raggiungere 0,43 €/azione.

Nel 2022 sono previsti:

- l'accelerazione degli investimenti nelle energie rinnovabili, soprattutto in Iberia e in Nord America, a supporto della crescita industriale e nell'ambito delle politiche di decarbonizzazione seguite dal Gruppo;
- maggiori investimenti nelle reti di distribuzione, specialmente in Italia, con l'obiettivo di migliorare ulteriormente la qualità del servizio e aumentare la flessibilità e resilienza della rete;
- l'incremento degli investimenti dedicati all'elettrificazione dei consumi, con l'obiettivo di valorizzare la crescita della base clienti, nonché al continuo efficientamento, sostenuto dallo sviluppo di piattaforme globali di business.

Sulla base di quanto sopra esposto, qui di seguito si ricordano gli obiettivi economico-finanziari su cui si basa il Piano 2022-2024 del Gruppo.

Obiettivi finanziari				
	2021	**2022**	**2023**	**2024**
Crescita dei risultati				
EBITDA ordinario (€mld)	19,2	19-19,6	20-20,6	21-21,6
Utile netto ordinario (€mld)	5,6	5,6-5,8	6,1-6,3	6,7-6,9
Creazione di valore				
Dividendo per azione (€)	0,38	0,40	0,43	0,43

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 2021 – vale a dire al 17 marzo 2022 – 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 44 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 2020;
- trattasi, in particolare, delle seguenti società: 1) Almeyda Solar SpA (società cilena fusa per incorporazione in data 1° gennaio 2021 in Enel Green Power Chile SA); 2) Ampla Energia e Serviços SA (società brasiliana del perimetro Enel Américas SA); 3) Aurora Wind Project LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 4) Celg Distribuição SA - Celg D (società brasiliana del perimetro Enel Américas SA); 5) Cimarron Bend Wind Holdings I LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 6) Codensa SA ESP (società colombiana fusa per incorporazione in data 1° marzo 2022 in Emgesa SA ESP); 7) Companhia Energética do Ceará - Coelce (società brasiliana del perimetro Enel Américas SA); 8) Dolores Wind SA de CV (società messicana del perimetro Enel Green Power SpA); 9) EGPNA Preferred Wind Holdings LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 10) Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA (società brasiliana del perimetro Enel Américas SA); 11) Emgesa SA ESP (società colombiana del perimetro Enel Américas SA, ridenominata Enel Colombia SA ESP in data 1° marzo 2022); 12) Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur (società argentina del perimetro Enel Américas SA); 13) Enel Américas SA (società cilena direttamente controllata da Enel SpA); 14) Enel Brasil SA (società brasiliana del perimetro Enel Américas SA); 15) Enel Chile SA (società cilena direttamente controllata da Enel SpA); 16) Enel Distribución Chile SA (società cilena del perimetro Enel Chile SA); 17) Enel Distribución Perú SAA (società peruviana del perimetro Enel Américas SA); 18) Enel Finance America LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 19) Enel Fortuna SA (società panamense del perimetro Enel Américas SA); 20) Enel Generación Chile SA (società cilena del perimetro Enel Chile SA); 21) Enel Generación Perú SAA (società peruviana del perimetro Enel Américas SA); 22) Enel Green Power Brasil Participações Ltda (società brasiliana fusa per incorporazione in data 4 novembre 2021 in Enel Brasil SA); 23) Enel Green Power Cachoeira Dourada SA (società brasiliana del perimetro Enel Américas SA); 24) Enel Green Power Chile SA (società cilena del perimetro Enel Chile SA); 25) Enel Green Power Diamond Vista Wind Project LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 26) Enel Green Power México S de RL de Cv (società messicana del perimetro Enel Green Power SpA); 27) Enel Green Power North America Inc. (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 28) Enel Green Power Perú SAC (società peruviana del perimetro Enel Américas SA); 29) Enel Green Power Rattlesnake Creek Wind Project LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 30) Enel Green Power RSA (Pty) Ltd (società sudafricana del perimetro Enel Green Power SpA); 31) Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd (società sudafricana del perimetro Enel Green Power SpA); 32) Enel Kansas LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 33) Enel North America Inc. (società statunitense direttamente controllata da Enel SpA); 34) Enel Perú SAC (società peruviana del perimetro Enel Américas SA); 35) Enel Rinnovabile SA de CV (società messicana del perimetro Enel Green Power SpA); 36) Enel Russia PJSC (società russa direttamente controllata da Enel SpA); 37) Enel X North America Inc. (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 38) Geotérmica del Norte SA (società cilena del perimetro Enel Chile SA); 39) High Lonesome Wind Power LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 40) Red Dirt Wind Project LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 41) Rock Creek Wind Project LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 42) Thunder Ranch Wind Project LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 43) Tradewind Energy Inc. (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 44) 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 2021, 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 2021 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: 46 "Strumenti finanziari per categoria", 47 "Risk management", 49 "Derivati ed hedge accounting" e 50 "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 2021.
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 57 "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 52 "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 31.12.2021		al 31.12.2020	
Valori civilistici di Enel SpA	**4.762**	**34.967**	**2.326**	**30.743**
Valori di carico e rettifiche di valore delle partecipazioni consolidate	(8.947)	(104.958)	687	(85.641)
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	13.089	94.975	4.091	78.099
Riserva di traduzione	-	(8.125)	-	(7.046)
Avviamento	-	13.821	(274)	13.779
Dividendi infragruppo	(5.805)	-	(4.146)	-
Eliminazione degli utili infragruppo non realizzati, al netto del relativo effetto fiscale e altre rettifiche minori	90	(1.027)	(74)	(1.609)
TOTALE GRUPPO	**3.189**	**29.653**	**2.610**	**28.325**
INTERESSENZE DI TERZI	**668**	**12.689**	**1.012**	**14.032**
BILANCIO CONSOLIDATO	**3.857**	**42.342**	**3.622**	**42.357**



6. Bilancio consolidato

Cessione di Open Fiber

Nel corso dell'esercizio 2021, nell'ambito del modello di business di Stewardship, si è perfezionata la cessione di Open Fiber che ha comportato la rilevazione di una plusvalenza pari a 1.763 milioni di euro.

Processo di transizione energetica

Il Gruppo ha proseguito il processo di transizione energetica incrementando gli investimenti in nuova capacità rinnovabile e nella digitalizzazione.

Effetti del cambiamento climatico

Nei processi valutativi il Gruppo ha tenuto conto degli impatti derivanti dal cambiamento climatico nel lungo periodo.


09:41
smart home
preferences
lights
power
heating
locks
doors

Prospetti contabili consolidati

Conto economico consolidato

Milioni di euro	Note	2021		2020	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Ricavi					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni[1] [2]	10.a	84.104	*7.010*	63.642	*4.038*
Altri proventi	10.b	3.902	*6*	2.362	*10*
	[Subtotale]	**88.006**		**66.004**	
Costi					
Energia elettrica, gas e combustibile[1]	11.a	49.093	*13.826*	26.026	*5.385*
Servizi e altri materiali[1]	11.b	19.609	*3.152*	18.366	*2.958*
Costo del personale	11.c	5.281		4.793	
Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti	11.d	1.196		1.285	
Ammortamenti e altri impairment	11.e	8.691		7.163	
Altri costi operativi	11.f	2.095	*218*	2.202	*202*
Costi per lavori interni capitalizzati	11.g	(3.117)		(2.385)	
	[Subtotale]	**82.848**		**57.450**	
Risultati netti da contratti su commodity[1]	12	**2.522**	*24*	**(99)**	*1*
Risultato operativo[2]		**7.680**		**8.455**	
Proventi finanziari da contratti derivati	13	2.718		1.315	
Altri proventi finanziari[2]	14	1.882	*138*	2.676	*62*
Oneri finanziari da contratti derivati	13	1.257		2.256	
Altri oneri finanziari	14	6.114	*32*	4.485	*71*
Proventi/(Oneri) netti da iperinflazione		20		57	
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	15	571		(299)	
Risultato prima delle imposte		**5.500**		**5.463**	
Imposte	16	1.643		1.841	
Risultato delle continuing operations		**3.857**		**3.622**	
Risultato delle discontinued operations		**-**		**-**	
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)		**3.857**		**3.622**	
Quota di interessenza del Gruppo		3.189		2.610	
Quota di interessenza di terzi		668		1.012	
Risultato netto per azione					
Risultato netto base per azione					
Risultato netto base per azione		*0,31*		*0,26*	
Risultato netto base per azione delle continuing operations		*0,31*		*0,26*	
Risultato netto base per azione delle discontinued operations		*-*		*-*	
Risultato netto diluito per azione					
Risultato netto diluito per azione		*0,31*		*0,26*	
Risultato netto diluito per azione delle continuing operations		*0,31*		*0,26*	
Risultato netto diluito per azione delle discontinued operations		*-*		*-*	

(1) I dati relativi all'esercizio 2020 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value, alla fine del periodo, dei contratti outstanding per compravendita di commodity regolate con consegna fisica; tale diversa classificazione non ha comportato effetti sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del presente Bilancio consolidato.

(2) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 87 milioni di euro nel 2020, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del presente Bilancio consolidato.

Prospetto di Conto economico consolidato complessivo

Milioni di euro	Note	2021	2020
Risultato netto dell'esercizio		**3.857**	**3.622**
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		(725)	(268)
Variazione del fair value dei costi di hedging		195	(99)
Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto		(645)	(9)
Variazione di fair value delle attività finanziarie FVOCI		11	(1)
Variazione della riserva di traduzione		(90)	(4.510)
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		30	(353)
Variazione di fair value di partecipazioni in altre imprese		-	(21)
Utili/(Perdite) rilevati direttamente a patrimonio netto	36	**(1.224)**	**(5.261)**
Utili/(Perdite) complessivi rilevati nell'esercizio		**2.633**	**(1.639)**
Quota di interessenza:			
- del Gruppo		2.562	(1.028)
- di terzi		71	(611)

Stato patrimoniale consolidato

Milioni di euro	Note				
ATTIVITÀ		**al 31.12.2021**		**al 31.12.2020**	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	18	84.572		78.718	
Investimenti immobiliari	21	91		103	
Attività immateriali	22	18.070		17.668	
Avviamento	23	13.821		13.779	
Attività per imposte anticipate	24	11.034		8.578	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	25	704		861	
Derivati finanziari attivi non correnti	26	2.772	*14*	1.236	*21*
Attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	27	530		304	
Altre attività finanziarie non correnti	28	5.704	*1.120*	5.159	*1.144*
Altre attività non correnti	30	3.268	*119*	2.494	
	[Totale]	**140.566**		**128.900**	
Attività correnti					
Rimanenze	32	3.109		2.401	
Crediti commerciali	33	16.076	*1.321*	12.046	*863*
Attività derivanti da contratti con i clienti correnti	27	121		176	
Crediti per imposte sul reddito		530		446	
Derivati finanziari attivi correnti	26	22.791	*32*	3.471	
Altre attività finanziarie correnti	29	8.645	*157*	5.113	*190*
Altre attività correnti	31	5.002	*123*	3.578	*164*
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	34	8.858		5.906	
	[Totale]	**65.132**		**33.137**	
Attività classificate come possedute per la vendita	35	**1.242**		**1.416**	
TOTALE ATTIVITÀ		**206.940**		**163.453**	

Milioni di euro	Note				
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		**al 31.12.2021**		**al 31.12.2020**	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Patrimonio netto del Gruppo					
Capitale sociale		10.167		10.167	
Riserva azioni proprie		(36)		(3)	
Altre riserve		1.721		(39)	
Utili e perdite accumulati		17.801		18.200	
	[Totale]	**29.653**		**28.325**	
Interessenze di terzi		**12.689**		**14.032**	
Totale patrimonio netto	36	**42.342**		**42.357**	
Passività non correnti					
Finanziamenti a lungo termine	37	54.500	*880*	49.519	*984*
Benefíci ai dipendenti	38	2.724		2.964	
Fondi rischi e oneri quota non corrente	39	7.197		5.774	
Passività per imposte differite	24	9.259		7.797	
Derivati finanziari passivi non correnti	26	3.339	*1*	3.606	
Passività derivanti da contratti con i clienti non correnti	27	6.214	*194*	6.191	*161*
Altre passività finanziarie non correnti	40	120		-	
Altre passività non correnti	41	4.525		3.458	
	[Totale]	**87.878**		**79.309**	
Passività correnti					
Finanziamenti a breve termine	37	13.306	*6*	6.345	*21*
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	37	4.031	*109*	3.168	*108*
Fondi rischi e oneri quota corrente	39	1.126		1.057	
Debiti commerciali	43	16.959	*4.082*	12.859	*2.205*
Debiti per imposte sul reddito		712		471	
Derivati finanziari passivi correnti	26	24.607		3.531	
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti	27	1.433	*12*	1.275	*16*
Altre passività finanziarie correnti	44	625		622	
Altre passività correnti	42	12.959	*80*	11.651	*37*
	[Totale]	**75.758**		**40.979**	
Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita	35	**962**		**808**	
Totale passività		**164.598**		**121.096**	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		**206.940**		**163.453**	

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato (nota 36)

Milioni di euro	Capitale 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 2019	**10.167**	**7.487**	**(1)**	**–**	**2.034**	**2.262**	**(3.802)**	**(1.610)**
Distribuzione dividendi	–	–	–	–	–	–	–	–
Acquisto azioni proprie	–	(11)	(2)	–	–	–	–	–
Strumenti di capitale - obbligazioni ibride perpetue	–	–	–	2.386	–	–	–	–
Riserva per pagamenti basati su azioni (bonus LTI)	–	–	–	–	–	6	–	–
Riclassifica per effetto del "curtailment" di taluni piani a benefíci definiti (IAS 19) a seguito della sottoscrizione del "V Accordo Quadro in Endesa"	–	–	–	–	–	–	–	–
Riclassifiche	–	–	–	–	–	–	–	–
Rivalutazione monetaria (IAS 29)	–	–	–	–	–	–	–	–
Operazioni su non controlling interest	–	–	–	–	–	–	(257)	(13)
Utile complessivo rilevato	–	–	–	–	–	–	(2.987)	(294)
di cui:								
- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	–	–	–	–	–	–	*(2.987)*	*(294)*
- utile dell'esercizio	–	–	–	–	–	–	–	–
Al 31 dicembre 2020	**10.167**	**7.476**	**(3)**	**2.386**	**2.034**	**2.268**	**(7.046)**	**(1.917)**
Distribuzione dividendi	–	–	–	–	–	–	–	–
Coupon pagati a titolari di obbligazioni ibride	–	–	–	–	–	–	–	–
Riclassifiche	–	20	(20)	–	–	–	–	–
Acquisto azioni proprie	–	–	(13)	–	–	36	–	–
Riserva per pagamenti basati su azioni (bonus LTI)	–	–	–	–	–	9	–	–
Strumenti di capitale - obbligazioni ibride perpetue	–	–	–	3.181	–	–	–	–
Rivalutazione monetaria (IAS 29)	–	–	–	–	–	–	–	–
Variazione perimetro di consolidato	–	–	–	–	–	–	–	(10)
Operazioni su non controlling interest	–	–	–	–	–	–	(1.234)	18
Utile complessivo rilevato	–	–	–	–	–	–	155	(359)
di cui:								
- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	–	–	–	–	–	–	*155*	*(359)*
- utile dell'esercizio	–	–	–	–	–	–	–	–
Al 31 dicembre 2021	**10.167**	**7.496**	**(36)**	**5.567**	**2.034**	**2.313**	**(8.125)**	**(2.268)**

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
(147)	**21**	**(119)**	**(1.043)**	**(2.381)**	**(1.572)**	**19.081**	**30.377**	**16.561**	**46.938**
–	–	–	–	–	–	(3.487)	**(3.487)**	**(1.356)**	**(4.843)**
–	–	–	–	–	–	–	**(13)**	**–**	**(13)**
–	–	–	–	–	–	–	**2.386**	**–**	**2.386**
–	–	–	–	–	–	–	**6**	**–**	**6**
–	–	–	106	–	–	(106)	**–**	**–**	**–**
–	–	–	–	–	–	(1)	**(1)**	**–**	**(1)**
–	–	–	–	–	–	105	**105**	**147**	**252**
–	–	–	(28)	–	280	(2)	**(20)**	**(709)**	**(729)**
(95)	(22)	(9)	(231)	–	–	2.610	**(1.028)**	**(611)**	**(1.639)**
(95)	*(22)*	*(9)*	*(231)*	–	–	–	***(3.638)***	***(1.623)***	***(5.261)***
–	–	–	–	–	–	*2.610*	***2.610***	***1.012***	***3.622***
(242)	**(1)**	**(128)**	**(1.196)**	**(2.381)**	**(1.292)**	**18.200**	**28.325**	**14.032**	**42.357**
–	–	–	–	–	–	(3.791)	**(3.791)**	**(1.266)**	**(5.057)**
–	–	–	–	–	–	(71)	**(71)**	**–**	**(71)**
–	–	–	–	–	–	–	**–**	**–**	**–**
–	–	–	–	–	–	(36)	**(13)**	**–**	**(13)**
–	–	–	–	–	–	–	**9**	**–**	**9**
–	–	–	–	–	–	–	**3.181**	**–**	**3.181**
–	–	–	–	–	–	318	**318**	**225**	**543**
–	–	55	–	–	–	–	**45**	**31**	**76**
–	–	–	(140)	3	449	(8)	**(912)**	**(404)**	**(1.316)**
203	11	(648)	11	–	–	3.189	**2.562**	**71**	**2.633**
203	*11*	*(648)*	*11*	–	–	–	***(627)***	***(597)***	***(1.224)***
–	–	–	–	–	–	*3.189*	***3.189***	***668***	***3.857***
(39)	**10**	**(721)**	**(1.325)**	**(2.378)**	**(843)**	**17.801**	**29.653**	**12.689**	**42.342**

Rendiconto finanziario consolidato

Milioni di euro	Note	2021		2020	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Risultato prima delle imposte		**5.500**		**5.463**	
Rettifiche per:					
Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti	11.d	1.196		1.285	
Ammortamenti e altri impairment	11.e	8.691		7.163	
(Proventi)/Oneri finanziari[1]	13-14	2.751		2.693	
(Proventi)/Oneri netti derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	15	(571)		299	
Variazioni del capitale circolante netto:		(1.097)		(1.654)	
- rimanenze	32	(649)		(8)	
- crediti commerciali	33	(4.951)	*(458)*	(1.350)	*33*
- debiti commerciali	43	4.357	*1.877*	698	*(86)*
- altre attività derivanti da contratti con i clienti	27	56		(15)	
- altre passività derivanti da contratti con i clienti	27	75	*(4)*	(142)	
- altre attività e passività[1]		15	*31*	(837)	*34*
Accantonamenti ai fondi		1.578		834	
Utilizzo fondi		(1.300)		(1.202)	
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati	13-14	1.653	*138*	1.705	*62*
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati	13-14	(4.411)	*(32)*	(3.690)	*(71)*
(Proventi)/Oneri netti da valutazione commodity		(304)		188	
Imposte pagate	16	(1.846)		(1.575)	
(Plusvalenze)/Minusvalenze		(1.771)		(1)	
Cash flow da attività operativa (A)		**10.069**		**11.508**	
Investimenti in attività materiali non correnti	18-21	(10.545)		(8.330)	
Investimenti in attività immateriali	22	(1.656)		(1.218)	
Investimenti in attività derivanti da contratti con i clienti non correnti		(907)		(649)	
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	8	(283)		(33)	
Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti	8	61		154	
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento		2.455		(41)	
Cash flow da attività di investimento (B)		**(10.875)**		**(10.117)**	
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	46.3	15.895		3.924	
Rimborsi di debiti finanziari	46.3	(11.321)	*(118)*	(1.950)	*(104)*
Altre variazioni dell'indebitamento finanziario netto		3.339		(712)	*(176)*
Pagamenti effettuati per l'acquisizione di partecipazioni senza modifica del controllo e altre operazioni con non controlling interest		(1.295)		(1.067)	
Emissioni/(Rimborsi) di obbligazioni ibride		2.213		588	
Acquisto azioni proprie		(13)		(13)	
Dividendi e acconti sui dividendi pagati		(4.970)		(4.742)	
Coupons pagati a titolari di obbligazioni ibride		(71)		-	
Cash flow da attività di finanziamento (C)		**3.777**		**(3.972)**	
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (D)		**17**		**(497)**	
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C+D)		**2.988**		**(3.078)**	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio[2]		6.002		9.080	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio[3]		8.990		6.002	

(1) Ai soli fini comparativi nel 2020 si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione non ha comportato effetti sul cash flow da attività operativa.

(2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 5.906 milioni di euro al 1° gennaio 2021 (9.029 milioni di euro al 1° gennaio 2020), "Titoli a breve" pari a 67 milioni di euro al 1° gennaio 2021 (51 milioni di euro al 1° gennaio 2020) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 29 milioni di euro al 1° gennaio 2021.

(3) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 8.858 milioni di euro al 31 dicembre 2021 (5.906 milioni di euro al 31 dicembre 2020), "Titoli a breve" pari a 88 milioni di euro al 31 dicembre 2021 (67 milioni di euro al 31 dicembre 2020) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 44 milioni di euro al 31 dicembre 2021 (29 milioni di euro al 31 dicembre 2020).

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 2021 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 della Società per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2021 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 nell'area di 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 17 marzo 2022.
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 2021 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 un gruppo in dismissione classificato come posseduto 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 operations e di quello delle discontinued operations 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 operations.
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 relativa ai "Flussi finanziari" della Relazione sulla gestione.

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 significativi".

Il Bilancio consolidato fornisce informativa comparativa del precedente esercizio.

2. Princípi contabili

2.1 Uso di stime e giudizi del management

La redazione del Bilancio consolidato, in applicazione degli IFRS-EU, richiede che il management prenda decisioni ed effettui stime e assunzioni che possono aver effetto sui valori dei ricavi, dei costi, delle attività e delle passività e sulla relativa informativa, nonché sulle attività e passività potenziali alla data di riferimento. 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)[22].

Inoltre, per quanto riguarda gli impatti della pandemia da COVID-19, il perdurare dell'instabilità legata alla pandemia stessa determina un'incertezza sulle previsioni in merito alla futura evoluzione del contesto macroeconomico, finanziario e di business in cui opera il Gruppo che si riflette sulle valutazioni e sulle stime effettuate dal management riguardo ai valori contabili delle attività e delle passività interessate da maggiore volatilità. A tale riguardo, si rimanda alla nota 6 "Informazioni relative al COVID-19" per l'indicazione delle aree di bilancio caratterizzate da stime e giudizi che risentono della pandemia da COVID-19, anche sulla base delle informazioni disponibili al 31 dicembre 2021 e considerando lo scenario in continua evoluzione.

Per quanto riguarda gli effetti delle tematiche legate al cambiamento climatico, il Gruppo ha ritenuto che il cambiamento climatico rappresenti 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 2021 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, e all'adeguamento di valore del magazzino relativo ad alcuni impianti a carbone. Per ulteriori dettagli su tali voci, si rinvia alla nota 18 "Immobili, impianti e macchinari", alla nota 23 "Avviamento", alla nota 32 "Rimanenze" e alla nota 39 "Fondi rischi e oneri".

(22) "Un'informazione è rilevante se la sua omissione, errata indicazione od occultamento potrebbe influenzare le decisioni che gli utilizzatori principali dei bilanci prendono sulla base di questi bilanci, i quali forniscono informazioni finanziarie circa una specifica società".

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 a 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 10.a "Ricavi delle vendite e delle prestazioni".

Impairment delle attività non finanziarie

Attività quali immobili, impianti e macchinari, investimenti immobiliari, attività immateriali, attività consistenti nel diritto di utilizzo di un'attività sottostante, 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 23 "Avviamento".
Nel determinare il valore recuperabile, il Gruppo applica generalmente il criterio del valore d'uso. Per valore d'uso si intende 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 su cui si basano 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.
Nello scenario attuale, l'analisi degli indicatori di riduzione di valore è diventata ancora più importante in quanto si è cercato anche di valutare se l'impatto della pandemia da COVID-19 abbia potuto ridurre il valore contabile di alcune attività non finanziarie al 31 dicembre 2021. Per questo motivo, il Gruppo ha attentamente considerato gli effetti della pandemia da COVID-19 nel determinare l'esistenza di eventuali indicazioni di impairment per le attività non finanziarie.
Inoltre, in linea con il suo modello di business e nel contesto dell'accelerazione della de-carbonizzazione del mix di generazione e di guida 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 23 "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 altre attività finanziarie valutate al costo ammortizzato, gli strumenti di debito valutati al fair value rilevato a Conto economico complessivo, le attività derivanti da contratti con i clienti e 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).
In particolare, 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. Sulla base dello specifico mercato di riferimento e del quadro normativo applicabile, nonché delle aspettative di recupero oltre i 90 giorni, per tali crediti, 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 dei crediti commerciali e attività derivanti da contratti con i clienti 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.
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 caratteristiche di rischio, di tassi di default e aspettative di recupero, sono definiti specifici cluster.
Si presuppone che le attività derivanti da contratti con i clienti presentino 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 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.

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 46 "Strumenti finanziari per categoria".

Valore ammortizzabile di alcuni elementi degli impianti della filiera idroelettrica italiana a seguito della legge n. 134/2012

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 50 "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 50 "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, soprattutto nel contesto attuale nel quale i mercati sono volatili e le prospettive economiche altamente incerte e soggette a rapidi cambiamenti.

Costi di sviluppo

Al fine di valutare la recuperabilità dei costi di sviluppo, il valore recuperabile è stimato in base ad assunzioni relative agli ulteriori esborsi finanziari che si ritiene dovranno essere sostenuti affinché il bene diventi pronto all'uso o alla vendita, ai tassi di sconto applicabili e al periodo di beneficio atteso.

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 quanto riguarda la pandemia da COVID-19, il Gruppo ha attentamente analizzato i possibili impatti della crisi economica generata dalla pandemia sulle ipotesi attuariali utilizzate nella valutazione delle passività attuariali e delle attività a servizio dei piani.

Per ulteriori dettagli sulle principali ipotesi attuariali adottate si rinvia alla nota 38.

Fondi rischi e oneri

Per maggiori dettagli riguardo i fondi rischi e oneri, si rinvia alla nota 39 "Fondi rischi e oneri".

La nota 55 "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 (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.

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 benefici 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 per il leasing. 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 dell'IFRS 16 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 46 "Strumenti finanziari per categoria".

Imposte sul reddito

Recupero di imposte anticipate

Al 31 dicembre 2021 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 rie-

saminata 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.
Laddove previsto, il Gruppo ha monitorato le tempistiche di recuperabilità delle imposte anticipate nonché quelle relative all'annullamento delle differenze temporanee deducibili, se presenti, come conseguenza della maggiore incertezza causata dalla pandemia da COVID-19.
Per ulteriori dettagli sulle imposte anticipate rilevate o non rilevate, si rinvia alla nota 24 "Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite".

Giudizi del management

Identificazione delle Cash Generating Units (CGU)
Ai fini della verifica per riduzione di valore, 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.), e all'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 nell'ambito del modello di business adottato. 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, nonché per tener conto di quei fattori esterni che potrebbero influire sulla capacità da parte delle attività di generare flussi finanziari in entrata indipendenti.
In particolare, nel caso in cui talune specifiche e ben individuate attività possedute dal Gruppo subiscano sfavorevoli condizioni economiche oppure operative che ne pregiudicano la capacità di contribuire alla realizzazione di flussi di cassa, esse possono essere isolate dal resto delle attività della CGU, soggette ad autonoma analisi di recuperabilità ed eventualmente svalutate.
Le CGU identificate dal management e alle quali è stato allocato l'avviamento iscritto nel presente Bilancio consolidato e i criteri con cui sono state identificate tali CGU sono riportati nella nota 23 "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 es., tecnica, tecnologica o commerciale), restrizioni legali o altri vincoli similari (per es., 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 dettagli su tale aspetto, si rimanda alla nota 18 "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, attraverso 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 (Emgesa e Codensa) 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 25 "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 25 "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto".

Applicazione dell'"IFRIC 12 - Accordi per servizi in concessione" alle concessioni

L'IFRIC 12 si applica agli accordi per servizi in concessione da "pubblico a privato", i quali possono essere definiti come contratti che obbligano un concessionario a fornire servizi pubblici, ossia a dare accesso ai principali servizi economici e sociali, per un determinato periodo di tempo per conto dell'Autorità pubblica (ossia, il concedente). In questi contratti, il concedente trasferisce al concessionario il diritto di gestire le infrastrutture utilizzate per fornire tali servizi pubblici.
In particolare, l'IFRIC 12 fornisce linee guida per la rilevazione contabile, da parte del concessionario, degli accordi per servizi in concessione da "pubblico a privato" se:

- 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 benefici o in un altro modo, qualsiasi interessenza residua significativa nell'infrastruttura alla scadenza dell'accordo.

Al fine di valutare l'applicabilità di tali disposizioni per il Gruppo in qualità di concessionario, il management ha provveduto a effettuare un'attenta analisi delle concessioni esistenti.
Sulla base di tali analisi, l'IFRIC 12 è risultato applicabile ad alcune infrastrutture utilizzate in accordi per servizi in concessione da parte di talune società operanti principalmente in Brasile.
Per ulteriori dettagli sulle infrastrutture utilizzate negli accordi per servizi in concessione rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12, si rinvia alla nota 19 "Infrastrutture comprese nell'"IFRIC 12 - Accordi per servizi in concessione'".

Ricavi provenienti da contratti con clienti

L'applicazione dell'IFRS 15 ha richiesto al Gruppo i seguenti giudizi professionali (per ulteriori dettagli riguardo agli effetti più significativi sui ricavi del Gruppo, si rimanda alla nota 10.a "Ricavi delle vendite e delle prestazioni").
Inoltre, nel corso dell'esercizio, il Gruppo ha attentamente monitorato gli effetti delle incertezze legate alla pandemia da COVID-19 sulla rilevazione dei propri ricavi, in particolare per quanto riguarda le principali aree impattate da significativi giudizi.

Individuazione del contratto

Il Gruppo analizza con cura le condizioni e i 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.

Individuazione e adempimento delle obbligazioni di fare

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, sia la natura della promessa nel contesto contrattuale, anche tenuto conto di tutti i fatti e le circostanze relative al contratto specifico nel relativo contesto legale e regolamentare.
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.

Determinazione del prezzo dell'operazione
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.

Valutazione "principal/agent"
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.

Ripartizione del prezzo dell'operazione
Nei contratti che prevedono più di un'obbligazione di fare (per es., 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 obbligazione 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 es., 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.

Costi del contratto
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 benefici derivanti dal contratto, il Gruppo si avvale della sua esperienza pregressa (per es., il "tasso di abbandono"), di indicazioni previsionali desumibili da contratti simili e di informazioni disponibili sull'andamento del mercato.

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 46 "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.
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 degli Amministratori, 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.
Inoltre, nel corso dell'esercizio, il Gruppo ha attentamente monitorato gli eventuali effetti delle incertezze legate alla pandemia da COVID-19 sulle proprie relazioni di copertura.
Per maggiori dettagli circa le assunzioni chiave sulla valutazione dell'efficacia e la misurazione dell'inefficacia, si rinvia alla nota 49.1 "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, anche in considerazione delle recenti interpretazioni dell'IFRS Interpretation Committee;
- 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 20 "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 16 "Imposte".

2.2 Princípi contabili significativi

Parti correlate

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

Le società controllate sono le società su cui il Gruppo detiene il controllo. Il Gruppo controlla una società, indipendentemente dalla natura della loro relazione formale, quando è esposto a rendimenti variabili, o detiene diritti su tali rendimenti, derivanti dal proprio rapporto con la stessa e ha la capacità di incidere su tali rendimenti, esercitando il proprio potere su tale società.
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.

Procedure di consolidamento

I bilanci delle società controllate utilizzati ai fini della predisposizione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2021 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 con-

solidato per operazioni e fatti simili in circostanze similari, vengono effettuate opportune rettifiche per garantire la conformità ai princípi contabili di Gruppo.
Le attività, le passività, i proventi e i costi di società controllate acquisite o dismesse durante l'esercizio sono inclusi o esclusi dal Bilancio consolidato, rispettivamente, dalla data in cui il Gruppo ottiene o perde il controllo della società controllata.
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

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.
Una joint venture è un accordo a controllo congiunto nel quale il Gruppo detiene il controllo congiunto e vanta diritti sulle attività nette dell'accordo. Per controllo congiunto si intende la condivisione del controllo di un accordo, che esiste unicamente quando per le decisioni riguardanti le attività rilevanti è richiesto il consenso unanime di tutte le parti che condividono il controllo.

Le partecipazioni in società collegate e in joint venture sono contabilizzate con il metodo del patrimonio netto (equity method).
Con l'applicazione del metodo del patrimonio netto, tali partecipazioni sono rilevate inizialmente al costo allocando nel 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, apportando, se necessario, le eventuali rettifiche per garantire la conformità ai princípi contabili di 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 verifica per riduzione di valore 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.
Quando una quota di una partecipazione in società colle-

gate o joint venture soddisfa le condizioni per essere classificata come detenuta per la vendita, la parte residua di tale partecipazione 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.
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 attività aziendale:

- 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. Di conseguenza, il Gruppo applica i requisiti previsti per un'aggregazione aziendale realizzata in più fasi, incluso il ricalcolo dell'interessenza che deteneva in precedenza nell'attività a controllo congiunto al fair value alla 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 25 "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto".

Conversione delle poste in valuta

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 di chiusura (ossia, 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 iniziale rilevazione dell'operazione. 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.
Qualora vi siano più anticipi versati o ricevuti, il Gruppo determina la data dell'operazione per ciascun anticipo versato o ricevuto.

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 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 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 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.

Aggregazioni aziendali

Le aggregazioni aziendali antecedenti al 1° gennaio 2010 e concluse entro il predetto esercizio, sono state rilevate in base a quanto previsto dall'IFRS 3 (2004).
Dette aggregazioni sono state rilevate utilizzando il metodo dell'acquisto (purchase method), 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 o, se negativa, rilevata a Conto economico. 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.

Le aggregazioni aziendali successive al 1° gennaio 2010 sono rilevate in base a quanto previsto dall'IFRS 3 (2008), nel prosieguo IFRS 3 Revised.
In particolare, queste aggregazioni aziendali sono rilevate utilizzando il metodo dell'acquisizione (acquisition method), ove il costo di acquisto (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.
I costi direttamente attribuibili all'acquisizione sono rilevati a Conto economico.
Il corrispettivo trasferito è allocato rilevando le attività, le passività e le passività potenziali identificabili della società acquisita ai relativi fair value alla data di acquisizione. 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, è rilevata come avviamento. In caso la differenza sia negativa, il Gruppo verifica di aver correttamente identificato tutte le attività acquisite e le passività assunte e rivede le procedure utilizzate per determinare gli importi da rilevare alla data di acquisizione. Se al termine di tale verifica si conferma una eccedenza del fair value delle attività nette acquisite rispetto al corrispettivo totale trasferito, tale eccedenza rappresenta l'utile derivante da un acquisto a condizioni favorevoli e viene rilevata a Conto economico.
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.
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. Il corrispettivo potenziale che non rientra nell'ambito di applicazione dell'IFRS 9 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.

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 suppone 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 suppone 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 motivati, 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 benefici 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;
- nel caso di gruppi di attività e passività finanziarie gestiti sulla base della propria esposizione netta ai rischi di mercato o al rischio di credito, è ammessa la misurazione del fair value su base netta.

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

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. Il trattamento contabile delle revisioni di stima di questi costi, del trascorrere del tempo e del tasso di attualizzazione sono indicati nella nota 39 "Fondi rischi e oneri".
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-EU 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 benefici 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 di un intero cespite o di parte di esso 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. Per maggiori dettagli circa la stima della vita utile, si rimanda alla nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management".
L'ammortamento ha inizio quando il bene è disponibile all'uso.

La vita utile stimata dei principali immobili, impianti e macchinari è la seguente:

Fabbricati civili	10-70 anni
Fabbricati e opere civili inclusi in impianti	10-100 anni
Centrali idroelettriche:	
- condotte forzate	7-85 anni
- macchinario meccanico ed elettrico	5-60 anni
- altre opere idrauliche fisse	5-100 anni
Centrali termoelettriche:	
- caldaie e componenti ausiliari	3-53 anni
- componenti turbogas	3-53 anni
- macchinario meccanico ed elettrico	3-53 anni
- altre opere idrauliche fisse	3-53 anni
Centrali nucleari	50 anni
Centrali geotermoelettriche:	
- torri refrigeranti	20-25 anni
- turbine e generatori	25-30 anni
- parti turbina a contatto con il fluido	10-25 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	20-30 anni
Impianti di illuminazione pubblica e artistica:	
- impianti di illuminazione pubblica	10-20 anni
- impianti di illuminazione artistica	20 anni
Linee di trasporto	12-50 anni
Stazioni di trasformazione	20-55 anni
Impianti di distribuzione:	
- linee di alta tensione	10-60 anni
- cabine primarie	5-55 anni
- reti di media e bassa tensione	5-50 anni
Contatori:	
- contatori elettromeccanici	3-34 anni
- gruppi di misura bilancio energia	3-30 anni
- contatori elettronici	6-35 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 benefíci 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 2067.
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 al 2071.

Infrastrutture asservite a una concessione che non rientrano nell'ambito di applicazione dell'"IFRIC 12 – Accordi per servizi in concessione"
Per quanto riguarda la distribuzione di energia elettrica, il Gruppo è concessionario in Italia di tale servizio. La concessione, attribuita dal Ministero dello Sviluppo Economico, è a titolo gratuito e scade il 31 dicembre 2030. Qualora, alla scadenza, la concessione non venisse rinnovata, il concedente dovrà corrispondere un indennizzo per il riscatto. Il predetto indennizzo sarà determinato d'intesa tra le parti secondo adeguati criteri valutativi, basati sia sul valore patrimoniale dei beni oggetto del riscatto sia sulla redditività degli stessi.
Nella determinazione dell'indennizzo, l'elemento reddituale dei beni oggetto del riscatto sarà rappresentato dal valore attualizzato dei flussi di cassa futuri. Le infrastrutture asservite all'esercizio della predetta concessione sono di proprietà e nella disponibilità del concessionario; sono iscritte alla voce "Immobili, impianti e macchinari" e sono ammortizzate lungo la loro vita utile.
Il Gruppo opera altresì in regime di concessione amministrativa nella distribuzione di energia elettrica in altri Paesi (tra cui Spagna e Romania); tali concessioni garantiscono il diritto a costruire e gestire le reti di distribuzione per un orizzonte temporale indefinito.

Infrastrutture rientranti nell'ambito di applicazione dell'"IFRIC 12 – Accordi per servizi in concessione"

In un accordo per servizi in concessione "public-to-private" rientrante nell'ambito di applicazione dell'"IFRIC 12 – Accordi per servizi in concessione", il concessionario ("operator") presta un servizio, in accordo con i termini contrattuali, realizzando o migliorando l'infrastruttura utilizzata per la fornitura del servizio di carattere pubblico e/o gestendo e mantenendo l'infrastruttura per il periodo della concessione.
Il Gruppo, in qualità di concessionario, non contabilizza le infrastrutture rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12 tra gli "Immobili, impianti e macchinari"; il Gruppo 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. In questo caso il concedente è impegnato contrattualmente a pagare al concessionario importi specificati o determinabili, oppure la differenza tra gli importi ricevuti dagli utenti del servizio pubblico e gli importi specificati o determi-

nabili (stabiliti dall'accordo) e tali pagamenti sono indipendenti dall'utilizzo dell'infrastruttura; e/o
- attività immateriali, se il Gruppo ottiene il diritto (licenza) di far pagare gli utenti del servizio pubblico. In questo caso, il concessionario 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 (il diritto a far pagare gli utenti del servizio pubblico), gli oneri finanziari riconducibili all'accordo sono capitalizzabili secondo le modalità descritte nella nota 18 "Immobili, impianti e macchinari".
Tuttavia, per i servizi relativi alla realizzazione/miglioramento, entrambe le tipologie di corrispettivo sono generalmente 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 10.a "Ricavi delle vendite e delle prestazioni".

Leasing

Il Gruppo detiene immobili, impianti e macchinari utilizzati nello svolgimento della propria attività aziendale, attraverso contratti di leasing. Alla data di inizio del leasing il Gruppo determina se il contratto è, o contiene, un leasing.
Il Gruppo applica la definizione di leasing prevista dall'IFRS 16 ai contratti stipulati o modificati il 1° gennaio 2019 o in data successiva; tale definizione è 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.
Di converso, in caso di contratti stipulati prima del 1° gennaio 2019, il Gruppo ha determinato se l'accordo fosse o contenesse un leasing conformemente all'IFRIC 4.

Gruppo in qualità di locatario
Alla data di decorrenza o alla modifica di un contratto che contiene una componente leasing e una o più ulteriori componenti leasing o non leasing, il Gruppo assegna il corrispettivo del contratto a ciascuna componente leasing in base al relativo prezzo a sé stante.
Il Gruppo 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 rappresenta il diritto del locatario a utilizzare l'attività sottostante per la durata del leasing; la sua valutazione iniziale è al costo, che comprende l'importo iniziale della passività del leasing rettificato per tutti i pagamenti dovuti per il leasing corrisposti alla data di decorrenza o precedentemente, al netto degli incentivi di leasing 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, come segue:

	Vita residua media (anni)
Fabbricati	7
Diritti di superficie relativi a impianti da fonti rinnovabili	32
Veicoli e altri mezzi di trasporto	5

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 verifica per riduzione di valore e rettificate per riflettere un'eventuale rimisurazione delle passività del leasing.
La passività del leasing è inizialmente valutata al valore attuale dei pagamenti dovuti per il leasing da corrispondere lungo la durata del leasing. Nel calcolare il valore attuale dei pagamenti dovuti per il leasing, il Gruppo utilizza 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.
Il Gruppo espone le attività consistenti nel diritto di utilizzo che non soddisfano la definizione di investimento immobiliare nella voce "Immobili, impianti e macchinari" e le passività del leasing nei "Finanziamenti".

Conformemente con le disposizioni del principio, il Gruppo espone separatamente gli interessi passivi sulle passività del leasing nella voce "Altri oneri finanziari" e le quote di ammortamento delle attività consistenti nel diritto di utilizzo nella voce "Ammortamenti e altri impairment".

Gruppo in qualità di locatore

Quando agisce in qualità di locatore, il Gruppo determina alla data di inizio di ciascun leasing se è un leasing finanziario oppure operativo.

I leasing in cui il Gruppo trasferisce sostanzialmente tutti i rischi e i benefíci connessi alla proprietà dell'attività sottostante sono classificati come leasing finanziari; in caso contrario, sono classificati come leasing operativi. Per effettuare tale valutazione, il Gruppo considera gli indicatori forniti dall'IFRS 16. Se il contratto contiene componenti leasing e non leasing, il Gruppo ripartisce il corrispettivo del contratto applicando l'IFRS 15.

Il Gruppo contabilizza i ricavi da locazione derivanti da leasing operativi in modo sistematico lungo la durata del contratto e li rileva come "Altri ricavi".

Investimenti immobiliari

Gli investimenti immobiliari rappresentano proprietà immobiliari del Gruppo possedute al fine di conseguire canoni di locazione e/o per l'apprezzamento del capitale investito, piuttosto che per l'impiego nel ciclo produttivo o nella fornitura di beni/servizi.

Sono rilevati al costo, al netto del fondo di ammortamento e di qualsiasi perdita per riduzione di valore accumulata.

Gli investimenti immobiliari, a eccezione dei terreni, sono ammortizzati a quote costanti in base alla vita utile stimata dei beni.

Le perdite di valore sono determinate secondo i criteri successivamente illustrati.

L'analisi dettagliata del fair value degli investimenti immobiliari è illustrata nella nota 50 "Attività e passività misurate al fair value".

Gli investimenti immobiliari sono eliminati contabilmente quando sono stati dismessi (alla data in cui il ricevente ne ottiene il controllo) o quando sono definitivamente ritirati dall'uso e nessun beneficio economico futuro è atteso dalla loro dismissione. L'eventuale utile o perdita, rilevato a Conto economico, è calcolato come differenza tra il corrispettivo netto derivante dalla dismissione, determinato secondo le previsioni dell'IFRS 15 in merito al prezzo dell'operazione, e il valore netto contabile dei beni eliminati.

Le riclassifiche alla (o dalla) voce "Investimenti immobiliari" sono ammesse solo in caso di un cambio d'uso supportato da evidenze.

Attività immateriali

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica, identificabili, controllate dal Gruppo e in grado di produrre benefíci economici futuri. Sono rilevate al costo di acquisto o di produzione interna, quando è probabile che dal loro utilizzo vengano generati benefíci economici futuri e il relativo costo può essere attendibilmente determinato.

Il costo è comprensivo degli oneri accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività disponibili per l'uso.

I costi di sviluppo sono rilevati come attività immateriale solo quando il Gruppo può dimostrare la fattibilità tecnica di completamento dell'attività stessa, nonché di avere la capacità, l'intenzione e la disponibilità di risorse al fine di completare l'attività per utilizzarla o venderla.

I costi di ricerca sono rilevati a Conto economico.

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".

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 verifica almeno annuale di recuperabilità (impairment test). 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.

Le attività immateriali sono eliminate contabilmente al momento della loro dismissione (alla data in cui il ricevente ne ottiene il controllo) o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione. L'eventuale utile o perdita, rilevato a Conto economico, è determinato come differenza tra il corrispettivo netto derivante dalla dismissione, determinato secondo le previsioni dell'IFRS 15 in merito al prezzo dell'operazione, e il valore netto contabile dell'attività eliminata.

La vita utile stimata delle principali attività immateriali, distinte fra generate internamente e acquistate, è di seguito dettagliata:

Costi di sviluppo:	
- generati internamente	2-26 anni
- acquisiti	3-26 anni
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzo opere dell'ingegno:	
- generati internamente	3-10 anni
- acquisiti	2-50 anni
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili:	
- generati internamente	20 anni
- acquisiti	1-40 anni
Attività immateriali da accordi per servizi in concessione:	
- generate internamente	-
- acquisite	5 anni
Altre attività immateriali:	
- generate internamente	2-28 anni
- acquisite	1-28 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.
Il Gruppo capitalizza tali costi 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.

Avviamento

L'avviamento rappresenta i futuri benefici economici risultanti da altre attività acquisite in una aggregazione aziendale non individuate singolarmente e rilevate separatamente. Per ulteriori dettagli, si rinvia al paragrafo dei princípi contabili "Aggregazioni aziendali".
L'avviamento emergente dall'acquisizione di società controllate è rilevato separatamente e, dopo l'iniziale iscrizione, non è assoggettato ad ammortamento ma verificato, almeno annualmente, per impairment, come parte della verifica di una CGU cui appartiene.
Ai fini dell'impairment test, l'avviamento è allocato, dalla data di acquisizione, a ciascuna CGU che si prevede beneficerà delle sinergie dell'aggregazione.
L'avviamento relativo a partecipazioni in società collegate e in joint venture è incluso nel valore contabile di tali attività.

Impairment delle attività non finanziarie

A ciascuna data di riferimento del bilancio, gli immobili, impianti e macchinari, gli investimenti immobiliari, le attività immateriali, le attività consistenti nel diritto di utilizzo di un'attività sottostante, l'avviamento e le partecipazioni in società collegate/joint venture sono verificate al fine di constatare l'esistenza di indicatori 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 verifica per riduzione di valore 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.
Nel caso in cui talune specifiche e ben individuate attività possedute dal Gruppo siano impattate da sfavorevoli con-

dizioni economiche oppure operative, che ne pregiudicano la capacità di contribuire alla realizzazione di flussi di cassa, esse possono essere isolate dal resto delle attività della CGU, soggette ad autonoma analisi di recuperabilità ed eventualmente svalutate.

Rimanenze

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 es., certificati verdi, certificati di efficienza energetica e quote di emissioni di CO_2 europee) non utilizzati per la compliance del periodo di riferimento. Relativamente alle quote di emissioni di CO_2, le rimanenze sono segregate tra il portafoglio destinato al trading e quello destinato alla compliance degli obblighi di emissione dei gas clima-alteranti. All'interno di quest'ultimo, le predette quote sono allocate in sottoportafogli in base allo specifico anno di compliance cui sono destinate.
Nell'ambito delle rimanenze sono inoltre rilevate le giacenze di combustibile nucleare il cui utilizzo è determinato sulla base dell'energia prodotta.
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

Per strumenti finanziari si intende qualsiasi contratto che dia origine a un'attività finanziaria per un'entità e a una passività finanziaria o a uno strumento rappresentativo di capitale per la controparte; sono rilevati e valutati secondo lo IAS 32 e l'IFRS 9.
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 sia del modello di business adottato dal Gruppo sia delle caratteristiche contrattuali dei flussi di cassa dello strumento.
A tal fine, la verifica finalizzata a stabilire se lo strumento generi flussi di cassa rappresentativi esclusivamente di pagamenti di capitale e interessi (ossia, SPPI) è definita "SPPI test" e viene eseguita a livello di singolo strumento.
Il modello di business del Gruppo per la gestione delle attività finanziarie riguarda il modo in cui il Gruppo gestisce le proprie attività finanziarie al fine di generare flussi di cassa. 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.
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

In tale categoria sono principalmente classificati:

- i titoli di debito quotati detenuti dalla società di riassicurazione del Gruppo e non classificati come posseduti per la negoziazione; e
- i crediti d'imposta derivanti dal decreto legge n. 34/2020 (c.d. "Decreto rilancio").

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 a Conto economico complessivo così come le rettifiche per impairment, senza ridurre il relativo valore contabile.

Quando un'attività finanziaria viene cancellata contabilmente (per es., 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 società 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 titoli, partecipazioni in altre società, investimenti finanziari in fondi detenuti per la negoziazione e attività finanziarie designate al fair value rilevato a Conto economico all'atto della rilevazione iniziale.

Le attività finanziarie classificate al fair value rilevato a Conto economico sono:

- 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;
- strumenti di debito designati all'atto della rilevazione iniziale, in base all'opzione prevista dall'IFRS 9 (fair value option) se tale scelta elimina, o riduce in misura significativa, un accounting mismatch;
- strumenti derivati, compresi i derivati impliciti, detenuti per la negoziazione o non designati come efficaci strumenti di copertura.

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 quotate che il Gruppo non ha designato irrevocabilmente come al fair value rilevato a OCI. Anche i dividendi su partecipazioni in società quotate sono rilevati fra gli altri proventi nel prospetto di Conto economico quando viene definito il diritto al pagamento.

Le attività finanziarie che si qualificano come corrispettivi potenziali sono ugualmente valutate al fair value rilevato a Conto economico.

Impairment delle attività finanziarie

A ciascuna data di riferimento del bilancio, il Gruppo rileva un fondo per le perdite attese sui crediti commerciali e altre attività finanziarie valutate al costo ammortizzato, gli strumenti di debito valutati al fair value rilevato a Conto economico complessivo (FVOCI), le attività derivanti da contratti con i clienti e tutte le altre attività rientranti nell'ambito di applicazione dell'impairment IFRS 9.

In base all'IFRS 9, dal 1° gennaio 2018, il Gruppo applica un modello di impairment basato sulla determinazione delle perdite attese (ECL) utilizzando un approccio forward looking. In sostanza, il modello prevede:

- l'applicazione di un unico framework di riferimento a tutte le attività finanziarie;
- la rilevazione delle perdite attese su base continuativa e l'aggiornamento dell'importo di tali perdite alla fine di ogni esercizio, in modo da riflettere le variazioni di rischio di credito dello strumento finanziario;
- la valutazione delle perdite attese sulla base di tutte le informazioni ragionevolmente ottenibili senza costi eccessivi, in relazione agli eventi passati, alle condizioni correnti e alle previsioni sulle condizioni future.

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 di un incremento significativo del rischio di credito rispetto alla rilevazione iniziale. Secondo tale approccio, il fondo perdite attese su attività finanziarie è rilevato per un ammontare pari alle perdite at-

tese lungo tutta la vita del credito, se il rischio di credito su tali attività finanziarie è aumentato significativamente, rispetto al momento della rilevazione iniziale, considerando tutte le informazioni ragionevolmente dimostrabili, ivi inclusi i dati prospettici.
Se, alla data di riferimento del bilancio, il rischio di credito sulle attività finanziarie non è aumentato in modo significativo rispetto alla rilevazione iniziale, il Gruppo misura il fondo per perdite attese per un importo pari alle perdite attese a 12 mesi.
Per le attività finanziarie per cui, alla data di riferimento del precedente esercizio, il Gruppo aveva rilevato un fondo perdite attese pari alle perdite attese lungo tutta la vita dello strumento, il Gruppo rileva un fondo di importo pari alle perdite attese a 12 mesi qualora la condizione di incremento significativo del rischio di credito venga meno.
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 ai sensi dell'IFRS 9.
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 46 "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, passività del leasing 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 le passività finanziarie detenute per la negoziazione e le passività finanziarie designate al momento della rilevazione iniziale al fair value rilevato a Conto economico.
Le passività finanziarie sono classificate come "detenute per la negoziazione" quando sono assunte con la finalità di un loro riacquisto a breve termine. In questa categoria sono compresi anche gli strumenti finanziari derivati stipulati dal Gruppo e non designati quali strumenti di copertura in base all'IFRS 9. I derivati impliciti scorporati dal contratto ospite sono anch'essi classificati come al fair value rilevato a Conto economico a eccezione del caso in cui il derivato implicito è designato come efficace strumento di copertura.
Gli utili o le perdite delle passività al fair value rilevato a Conto economico sono rilevati a Conto economico.
Le passività finanziarie che all'atto della iscrizione iniziale sono designate come al fair value rilevato a Conto economico sono designate come tali alla data di prima rilevazione, solo se i criteri dell'IFRS 9 sono rispettati.
In tal caso, la parte della variazione di fair value attribuibile al proprio rischio di credito è rilevata nell'ambito del Conto economico complessivo.
Il Gruppo non ha designato alcuna passività finanziaria al fair value rilevato a Conto economico, alla rilevazione iniziale.
Le passività finanziarie che si qualificano come corrispettivi potenziali sono anche esse valutate al fair value rilevato a Conto economico.

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.

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

Un derivato è uno strumento finanziario o un altro contratto:

- il cui valore cambia in relazione alle variazioni in un parametro definito "sottostante", quale tasso di interesse, prezzo di un titolo o di una merce, tasso di cambio in valuta estera, indice di prezzi o di tassi, rating di un credito o altra variabile;
- che richiede un investimento netto iniziale pari a zero, o minore di quello che sarebbe richiesto per contratti con una risposta simile ai cambiamenti delle condizioni di mercato;
- che è regolato a una data futura.

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 di "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 49 "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 principali contratti del Gruppo che possono contenere derivati impliciti sono i contratti di acquisto e vendita di elementi non finanziari con clausole od opzioni che influenzano il prezzo contrattuale, il volume o la scadenza.

Un derivato implicito in un contratto ibrido contenente un'attività finanziaria ospite non viene rilevato separatamente in quanto l'attività finanziaria ospite con derivato implicito deve essere classificata nella sua interezza come un'attività finanziaria al fair value rilevato a Conto economico.

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 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).

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 es., contratti a termine su *commodity* energetiche a prezzo fisso) non si qualificano per la "own use exemption" e sono rilevati come derivati valutati al fair value rilevato a Conto economico solo se:

- sono regolabili al netto; e
- non sono stati stipulati per le normali esigenze di utilizzo o compravendita dal Gruppo.

I risultati da valutazione delle variazioni di fair value dei contratti di acquisto o vendita di commodity energetiche ancora in essere alla data di riferimento del bilancio sono rilevati, su base netta, nella voce "Risultati netti da contratti su commodity".

Successivamente, 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 negli "Altri ricavi";

- 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".

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

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.

A partire dal 2018, tale principio trova 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 operations

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.

Quando il Gruppo è coinvolto in un piano 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 se il Gruppo manterrà, 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.

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 operations.

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 i criteri di classificazione non sono più soddisfatti, il Gruppo non classifica più le attività (o il gruppo in dismissione) come possedute per la vendita. In questo caso tali attività sono valutate al minore tra:

- il valore contabile prima che l'attività (o gruppo in dismissione) fosse classificata come posseduta per la vendita, rettificato per tutti gli ammortamenti o ripristini di valore che sarebbero stati altrimenti rilevati se l'attività (o il gruppo in dismissione) non fosse stata classificata come posseduta per la vendita; e
- il suo valore recuperabile calcolato alla data della successiva decisione di non vendere, che è pari al maggiore tra il suo fair value al netto dei costi di dismissione e il suo valore d'uso.

Ogni rettifica al valore contabile dell'attività non corrente che cessa di essere classificata come posseduta per la vendita è rilevata nell'ambito del risultato delle continuing operations.

Una discontinued operation è una componente del Gruppo che è stata dismessa, o 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.

Il Gruppo espone, in una voce separata del Conto economico, un unico importo rappresentato dal totale:

- degli utili o delle perdite delle discontinued operations 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 operations 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 operations sono riclassificati e inclusi nell'ambito del risultato delle continuing operations per tutti gli esercizi presentati in bilancio.

Certificati ambientali

Alcune società del Gruppo sono interessate dalle normative nazionali relative ai certificati verdi e ai certificati di efficienza energetica (c.d. "certificati bianchi"), nonché dall'"Emission Trading System" istituito a livello europeo.

I certificati verdi, maturati in relazione alla produzione di energia effettuata con impianti che utilizzano risorse rinnovabili e i certificati di efficienza energetica maturati in relazione ai risparmi energetici conseguiti, che hanno ottenuto la certificazione dalla competente autorità, sono assimilati a contributi non monetari in conto esercizio e rilevati al fair value, nell'ambito degli altri proventi operativi, con contropartita le altre attività di natura non finanziaria, qualora i certificati non fossero ancora accreditati sul conto proprietà, ovvero le rimanenze, qualora i certificati fossero già accreditati.

Nel momento in cui i predetti certificati sono accreditati sul conto proprietà, il relativo valore è riclassificato dalle altre attività alle rimanenze.

I ricavi per la vendita di tali certificati sono rilevati nell'ambito dei ricavi derivanti da contratti con i clienti, con conseguente decremento delle relative rimanenze.

Ai fini della rilevazione contabile degli oneri derivanti dagli obblighi normativi relativi ai certificati verdi, ai certificati di efficienza energetica e alle quote di emissioni di CO_2, il Gruppo applica il cosiddetto "net liability approach".

Tale trattamento contabile prevede che i certificati ambientali ricevuti gratuitamente e quelli autoprodotti nell'ambito dello svolgimento dell'attività aziendale, destinati all'adempimento della compliance, siano rilevati al valore nominale (valore nullo). Inoltre, gli oneri sostenuti per acquistare sul mercato (o comunque ottenere a titolo oneroso) gli eventuali certificati mancanti per adempiere all'obbligo del periodo di riferimento sono rilevati a Conto economico, per competenza, nell'ambito degli "Altri costi operativi", in quanto rappresentano "oneri di sistema" conseguenti all'adempimento di un obbligo normativo.

Benefici ai dipendenti

La passività relativa ai benefici riconosciuti ai dipendenti ed erogati in coincidenza o successivamente alla cessazione del rapporto di lavoro per piani a benefici definiti o per altri benefici a lungo termine erogati nel corso dell'attività lavorativa è determinata, separatamente per ciascun piano, sulla base di ipotesi attuariali stimando l'ammontare dei benefici futuri che i dipendenti hanno maturato alla data di riferimento del bilancio (attraverso il "metodo di proiezione unitaria del credito").

In maggior dettaglio, il valore attuale dei piani a benefici definiti è calcolato utilizzando un tasso determinato in base ai rendimenti di mercato, alla data di riferimento di bilancio, di titoli obbligazionari di aziende primarie. Se non esiste un mercato profondo di titoli obbligazionari di aziende primarie nella valuta in cui l'obbligazione è espressa, viene utilizzato il corrispondente tasso di rendimento dei titoli pubblici.

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, 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) sono rilevati 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.

In caso di modifica di un piano a benefici definiti o di introduzione di un nuovo piano, l'eventuale costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro passate (past service cost) è rilevato immediatamente 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 dipen-

denti 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 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

Le passività per benefíci 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 benefíci in cambio della cessazione del rapporto di lavoro. L'evento che dà origine a tale obbligazione è la cessazione del rapporto di lavoro piuttosto che l'esistenza di tale rapporto. I benefíci dovuti ai dipendenti per la cessazione anticipata del rapporto di lavoro sono rilevati nella data più immediata tra le seguenti:

- il momento in cui il Gruppo non può più ritirare l'offerta di tali benefíci; 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 benefíci dovuti per la cessazione del rapporto di lavoro.

Tali passività sono valutate sulla base della natura del beneficio concesso. In particolare, quando i benefíci concessi rappresentano un miglioramento di altri benefíci successivi alla conclusione del rapporto di lavoro riconosciuti ai dipendenti, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per tale tipologia di benefíci. Altrimenti, se si prevede che i benefíci dovuti ai dipendenti per la cessazione del rapporto di lavoro saranno liquidati interamente entro 12 mesi dalla chiusura dell'esercizio in cui tali benefíci sono rilevati, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per i benefíci a breve termine; se si prevede che non saranno liquidati interamente entro 12 mesi dalla chiusura dell'esercizio in cui tali benefíci sono rilevati, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per gli altri benefíci a lungo termine.

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 e da una componente monetaria.

Al fine di regolare la componente azionaria mediante l'assegnazione gratuita di azioni Enel, è stato approvato un programma di acquisto di azioni proprie a servizio di tali piani. Per ulteriori dettagli sui piani di incentivazione basati su azioni, si rinvia alla nota 51 "Pagamenti basati su azioni".

Il Gruppo rileva i servizi resi dai dipendenti come costo del personale e stima indirettamente il loro valore, e il corrispondente incremento del patrimonio netto, sulla base del fair value degli strumenti rappresentativi di capitale (ossia, azioni Enel) alla data di assegnazione. Tale fair value si basa sul prezzo di mercato osservabile delle azioni Enel (sul Mercato Telematico Azionario organizzato e gestito da Borsa Italiana SpA), tenendo conto dei termini e delle condizioni in base ai quali le azioni sono state assegnate (a eccezione delle condizioni di maturazione escluse dalla misurazione del fair value).

Il costo per queste operazioni con pagamento basato su azioni regolate con strumenti rappresentativi di capitale è riconosciuto a Conto economico, con contropartita a una specifica voce di patrimonio netto, lungo il periodo in cui le condizioni di servizio e di rendimento sono soddisfatte (periodo di maturazione).

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 servizio e quelle di rendimento diverse dalle condizioni di mercato saranno soddisfatte, cosicché l'importo rilevato alla fine si basa sul numero effettivo di strumenti rappresentativi di capitale che soddisfanno le condizioni di servizio e quelle di rendimento diverse dalle condizioni di mercato alla data di maturazione.

Non è rilevato alcun costo per i premi che alla fine non maturano perché non sono state soddisfatte le condizioni di rendimento diverse da quelle di mercato e/o le condizioni di servizio. Per contro, le operazioni sono considerate maturate indipendentemente dal fatto che siano soddisfatte le condizioni di mercato o di non maturazione, purché siano soddisfatte tutte le altre condizioni di rendimento e/o di servizio.

Fondi rischi e oneri

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 è significativo, 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.
Per i contratti i cui costi non discrezionali necessari per adempiere alle obbligazioni assunte sono superiori ai benefici economici che si suppone siano ottenibili dal contratto ("contratti onerosi"), il Gruppo rileva un accantonamento pari al minore tra l'eccedenza del costo necessario all'adempimento rispetto ai benefici economici che si suppone deriveranno dal contratto e qualsiasi risarcimento o sanzione derivante dall'inadempienza del contratto stesso.
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 in modo da rappresentare fedelmente il trasferimento dei beni e servizi promessi ai 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.
Il Gruppo applica questo principio cardine utilizzando il modello costituito da cinque fasi (step) previsto dall'IFRS 15:

- individuazione del contratto con il cliente (step 1).
  Il Gruppo applica l'IFRS 15 ai contratti con clienti quando il contratto crea diritti e obbligazioni esigibili e soddisfa tutti i criteri forniti dallo step 1.
  Se tali criteri non sono soddisfatti, eventuali corrispettivi ricevuti dai clienti sono generalmente rilevati come anticipi;
- individuazione delle obbligazioni di fare (step 2).
  Il Gruppo identifica tutti i beni o servizi promessi nel contratto, distinguendoli in obbligazioni di fare da contabilizzare distintamente se essi sono per loro natura tali da poter essere distinti e se sono distinti nell'ambito del contratto.
  Come eccezione, il Gruppo contabilizza come unica obbligazione di fare 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.
Nel valutare l'esistenza e la natura delle obbligazioni di fare, il Gruppo considera tutti gli elementi del contratto menzionati nello step 1.
Per ciascun bene o servizio distinto, il Gruppo determina se agisce in qualità di "principal" o "agent", a seconda che, rispettivamente, controlli o meno il bene o il servizio promesso prima che il controllo degli stessi sia trasferito al cliente. Quando il Gruppo agisce in qualità di "agent", i ricavi sono rilevati su base netta, corrispondenti agli onorari o alle commissioni cui si aspetta di avere diritto;

- determinazione del prezzo dell'operazione (step 3).
Il prezzo dell'operazione rappresenta l'importo del corrispettivo cui si ritiene di avere diritto in cambio del trasferimento al cliente dei beni o servizi promessi, esclusi gli importi riscossi per conto terzi (per es., alcune imposte sulle vendite e l'imposta sul valore aggiunto).
Il Gruppo determina il prezzo dell'operazione all'inizio del contratto e lo rettifica in ciascun esercizio per tenere conto di eventuali cambiamenti delle circostanze.
Nel determinare il prezzo dell'operazione, il Gruppo considera se il prezzo dell'operazione include corrispettivi variabili, corrispettivi non monetari ricevuti dal cliente, corrispettivi da pagare al cliente e una componente di finanziamento significativa;
- ripartizione del prezzo dell'operazione (step 4).
All'inizio del contratto il Gruppo ripartisce il prezzo dell'operazione fra le diverse obbligazioni di fare individuate, per riflettere l'importo del corrispettivo cui si aspetta di avere diritto in cambio del trasferimento dei beni o servizi promessi.
Quando il contratto include un'opzione per l'acquisto di beni o servizi aggiuntivi che rappresenta un diritto significativo, il Gruppo alloca il prezzo dell'operazione a tale obbligazione di fare (ossia, l'opzione) e differisce i relativi ricavi al momento in cui ha luogo il trasferimento di tali beni o servizi futuri o la scadenza dell'opzione.
Il Gruppo, generalmente, ripartisce il prezzo dell'operazione sulla base del prezzo di vendita a sé stante di ciascun bene o servizio promesso nel contratto (ovvero, il prezzo al quale il Gruppo venderebbe quel bene o servizio separatamente al cliente);
- rilevazione dei ricavi (step 5).
Il Gruppo rileva i ricavi quando (o man mano che) ciascuna obbligazione di fare è soddisfatta con il trasferimento del bene o servizio promesso al cliente, ovvero quando il cliente ne acquisisce il controllo.
A tal fine, come prima cosa, il Gruppo determina se uno dei criteri di adempimento dell'obbligazione nel corso del tempo è soddisfatto. Per ogni obbligazione di fare adempiuta nel corso del tempo, il Gruppo rileva i ricavi nel corso del tempo valutando i progressi verso l'adempimento completo dell'obbligazione utilizzando un metodo basato sugli "output" oppure sugli "input" e applicando un unico metodo di valutazione dei progressi realizzati dall'inizio del contratto fino al suo completo adempimento, in modo uniforme a obbligazioni di fare analoghe e in circostanze analoghe.
Nel caso in cui non sia in grado di valutare ragionevolmente i progressi compiuti verso l'adempimento completo dell'obbligazione di fare, il Gruppo rileva i ricavi solo nella misura dei costi sostenuti che sono considerati recuperabili.
Se l'obbligazione di fare non è adempiuta nel corso del tempo, il Gruppo determina il momento in cui il cliente acquisisce il controllo del bene o servizio, considerando se gli indicatori di trasferimento del controllo collettivamente indicano che il cliente ha ottenuto il controllo.
Secondo il tipo di transazione, i criteri generali dell'IFRS 15 utilizzati sono riepilogati di seguito:
  - i ricavi delle vendite di beni sono rilevati nel momento in cui il cliente ottiene il controllo dei beni, se il Gruppo considera che la vendita di tali beni è adempiuta in un determinato momento;
  - i ricavi per le prestazioni di servizi sono rilevati sulla base dei progressi verso il completo adempimento dell'obbligazione di fare, valutati con un adeguato metodo che meglio riflette tali progressi, se il Gruppo considera che l'obbligazione è adempiuta nel corso del tempo. Si ritiene che il metodo del costo sostenuto (cost-to-cost method) sia adatto a misurare i progressi, tranne nei casi in cui un'analisi specifica del contratto suggerisca l'uso di un metodo alternativo, che rifletta meglio l'adempimento dell'obbligazione di fare del Gruppo alla data di riferimento del bilancio.

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, non vengono fornite le informazioni relative alle rimanenti obbligazioni di fare.

Maggiori dettagli riguardo l'applicazione di tale modello di rilevazione dei ricavi sono forniti nella nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management" e nella nota 10.a "Ricavi delle vendite e delle prestazioni".
Se il Gruppo adempie l'obbligazione di fare trasferendo beni o servizi al cliente prima che quest'ultimo paghi il corrispettivo o prima che il pagamento sia dovuto, il Gruppo rileva un'attività derivante da contratti con i clienti in relazione al diritto di ottenere il corrispettivo in cambio dei beni o servizi trasferiti al cliente.
Se il cliente paga il corrispettivo prima che si verifichi il trasferimento dei beni o servizi al cliente medesimo, il Gruppo rileva una passività derivante da contratti con i clienti nel momento in cui è effettuato il pagamento (o in cui il pagamento è dovuto); tale passività sarà rilevata come ricavo quando il Gruppo adempie l'obbligazione di fare prevista dal contratto.

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 FVTPL 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.
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.
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.
I contributi pubblici in conto impianti, inclusi quelli sotto forma di trasferimenti di attività non monetarie, ricevuti per l'acquisto, la costruzione o l'acquisizione di attività immobilizzate (per es., 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 elementi 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 accreditati a Conto economico su base sistematica lungo la vita utile del bene.

Proventi e oneri finanziari da derivati

I proventi e oneri finanziari da derivati includono:

- proventi e oneri da derivati valutati al fair value rilevato a Conto economico sul rischio di tasso di interesse e tasso di cambio;
- proventi e oneri da derivati di fair value hedge sul rischio di tasso di interesse;
- proventi e oneri da derivati di cash flow hedge sul rischio di tasso di interesse e tasso di cambio.

Altri proventi e oneri finanziari

Per tutte le attività e passività finanziarie valutate al costo ammortizzato e le attività finanziarie che maturano interessi classificate come al fair value rilevato a Conto economico complessivo, gli interessi attivi e passivi sono rilevati utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo.
Gli interessi attivi sono rilevati nella misura in cui è probabile che i benefíci economici affluiranno al Gruppo e il loro ammontare possa essere attendibilmente valutato.
Gli altri proventi e oneri finanziari includono anche le variazioni di fair value di strumenti finanziari diversi dai derivati.

Dividendi

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 ai terzi 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

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 dalla rilevazione iniziale dell'avviamento o 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. Il Gruppo decide se prendere in considerazione ciascun trattamento fiscale incerto separatamente o congiuntamente a uno o più trattamenti fiscali incerti, scegliendo l'approccio che meglio prevede la soluzione dell'incertezza. Nel valutare se e in che modo l'incertezza incide sul trattamento fiscale, il Gruppo ipotizza che l'Autorità Fiscale accetti o meno un trattamento fiscale incerto presumendo che la stessa, in fase di verifica, controllerà gli importi che ha il diritto di esaminare e che sarà a completa conoscenza di tutte le relative informazioni. Il Gruppo riflette l'effetto dell'incertezza nel determinare le imposte correnti e differite, usando il metodo del valore atteso o dell'importo più probabile, a seconda di quale metodo meglio prevede la soluzione dell'incertezza.

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 2021.

- *"Amendments to IFRS 9, IAS 39, IFRS 7, and IFRS 16 - Interest Rate Benchmark Reform - Phase 2"*, emesso ad agosto 2020. Le modifiche integrano quelle emesse nel 2019 (*Riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse - Fase 1*) e affrontano temi che potrebbero influire sull'informativa finanziaria dopo che un indice di riferimento è stato riformato o sostituito con un tasso di riferimento alternativo per effetto della riforma. Gli obiettivi delle modifiche della Fase 2 sono di assistere le società: (i) nell'applicare gli IFRS quando vengono apportate modifiche ai flussi finanziari contrattuali o alle relazioni di copertura a causa della riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse; e (ii) nel fornire informazioni utili agli utilizzatori del bilancio.
  Inoltre, quando le esenzioni della *Fase 1* cessano di essere applicabili, le società sono tenute a modificare la documentazione della relazione di copertura per riflettere i cambiamenti richiesti dalla riforma IBOR entro la fine dell'esercizio durante il quale vengono apportate le modifiche (tali modifiche non costituiscono una cessazione della relazione di copertura). Gli importi accumulati nella riserva di cash flow hedge, quando si modifica la descrizione di un elemento coperto nella documentazione della relazione di copertura, si ritengono basati sul tasso di riferimento alternativo in base al quale sono determinati i flussi finanziari futuri coperti.
  Le modifiche richiederanno di fornire informazioni aggiuntive circa l'esposizione della società ai rischi derivanti dalla *Riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse* e sulle relative attività di gestione del rischio.
- *"Amendment to IFRS 16: COVID 19-related rent concessions beyond 30 June 2021"*, emesso il 28 maggio 2020 al fine di consentire ai locatari di non contabilizzare con-

cessioni sui canoni (sospensione dei canoni, dilazioni dei pagamenti dovuti per il leasing, riduzioni di canoni per un periodo di tempo, eventualmente seguite da aumenti dei canoni di locazione in periodi futuri) come modifiche del leasing se sono una diretta conseguenza della pandemia da COVID-19 e soddisfano determinate condizioni. Secondo l'IFRS 16, una modifica del leasing è una modifica dell'oggetto o del corrispettivo di un leasing non prevista nei termini e nelle condizioni contrattuali originarie del leasing; pertanto, le concessioni sui canoni sarebbero modifiche del leasing, a meno che non fossero previste nel contratto originale del leasing. La modifica si applica solo ai locatari, mentre i locatori sono tenuti ad applicare le disposizioni attuali dell'IFRS 16.
La modifica doveva essere applicata fino al 30 giugno 2021 ma, in considerazione del persistere degli impatti della pandemia da COVID-19, il 31 marzo 2021 lo IASB ha prorogato il periodo di applicazione dell'espediente pratico al 30 giugno 2022.

L'applicazione di queste modifiche non ha comportato impatti significativi nel presente Bilancio consolidato.

4. 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 2021 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 2021 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 rispettivamente alla data del 31 dicembre 2018, del 31 dicembre 2019, del 31 dicembre 2020 e del 31 dicembre 2021:

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%

Nel 2021 l'applicazione dello IAS 29 ha comportato la rilevazione di un provento finanziario netto (al lordo delle imposte) pari a 20 milioni di euro.

Di seguito si riportano gli effetti dello IAS 29 sullo Stato patrimoniale al 31 dicembre 2021 e gli impatti dell'iperinflazione sulle principali voci di Conto economico del 2021, 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 31.12.2020	Effetto iperinflazione del periodo	Differenza cambio	Effetto iperinflazione cumulato al 31.12.2021
Totale attività	**962**	594	(190)	**1.366**
Totale passività	**192**	173	(19)	**346**
Patrimonio netto	**770**	421[1]	(171)	**1.020**

(1) Il dato include il risultato netto negativo dell'esercizio pari a 122 milioni di euro.

Milioni di euro			
	Effetto IAS 29	**Effetto IAS 21**	**Totale effetto al 31.12.2021**
Ricavi	143	(26)	117
Costi	182[1]	(25)[2]	157
Risultato operativo	**(39)**	**(1)**	**(40)**
Proventi/(Oneri) finanziari netti	(13)	-	(13)
Proventi/(Oneri) netti da iperinflazione	20	-	20
Risultato prima delle imposte	**(32)**	**(1)**	**(33)**
Imposte	90	(3)	87
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)	**(122)**	**2**	**(120)**
Quota di interessenza del Gruppo	(80)	27	(53)
Quota di interessenza di terzi	(42)	(25)	(67)

(1) Il dato include l'effetto su ammortamenti e impairment per 62 milioni di euro.
(2) Il dato include l'effetto su ammortamenti e impairment per (2) milioni di euro.

5. 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.

Il Gruppo ha considerato i rischi relativi al cambiamento climatico e gli impegni stabiliti dagli accordi di Parigi nella redazione del presente Bilancio consolidato al 31 dicembre 2021, che appropriatamente riflette gli effetti del raggiungimento degli obiettivi di carbon neutrality nelle attività, passività e Conto economico evidenziandone gli impatti significativi e prevedibili come richiesto dal Conceptual Framework dei princípi contabili internazionali.
A tal proposito, in accordo con quanto previsto dal documento pubblicato dall'IFRS Foundation il 20 novembre 2020[23], il Gruppo fornisce informazioni esplicite nelle Note di commento al presente Bilancio consolidato riguardo a come il cambiamento climatico viene riflesso nei 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 capitoli 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 materialità 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 sulla stima delle vite utili delle attività coinvolte (paragrafo "Determinazione della vita utile di attività non finanziarie").
Investimenti sostenibili	Nota 18 "Immobili, impianti e macchinari" Nota 22 "Attività immateriali"	• Focus sulle attività relative alla generazione rinnovabile, sulle infrastrutture connesse allo sviluppo delle reti e sugli investimenti per lo sviluppo di e-Mobility, e-City, e-Industries, e del business e-Home. • Focus sullo sviluppo di proprietà intellettuali funzionali al raggiungimento di obiettivi strategici quali la decarbonizzazione, l'elettrificazione e lo sviluppo di modelli a piattaforma.
Valutazione di attività non finanziarie	Nota 11.e "Ammortamenti e altri impairment" Nota 18 "Immobili, impianti e macchinari" Nota 23 "Avviamento"	• Focus sugli effetti connessi agli impegni assunti dal Gruppo in linea con gli accordi di Parigi sulle valutazioni delle attività non finanziarie con particolare riferimento alla residua vita utile di talune attività e agli impairment test.
Fondi rischi	Nota 39 "Fondi rischi e oneri"	• Focus sugli impatti del cambiamento climatico relativo ai fondi rischi e oneri connessi con gli impianti di generazione, inclusi quelli per lo smantellamento e il ripristino dei siti, e gli accantonamenti per i piani di ristrutturazione legati alla transizione energetica (che includono la decarbonizzazione e la digitalizzazione).

(23) "Effects of climate-related matters on financial statements" che completa un articolo che Nick Anderson, membro dell'International Accounting Standards Board, ha scritto sull'argomento a novembre 2019.

Argomento	Nota	Contenuto
Finanza sostenibile	Nota 46.3 "Finanziamenti" Nota 57 "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 emanati 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 51 "Pagamenti basati su azioni"	• Descrizione dei piani di incentivazione di lungo termine (LTI) ancorati al raggiungimento di specifici obiettivi relativi al clima.
Compliance ambientale	Nota 11.f "Altri costi operativi"	• Descrizione degli oneri relativi alla compliance ambientale previsti dalle normative nazionali e internazionali (in particolare, quote di emissioni di CO_2, i certificati verdi e i titoli di efficienza energetica).
	Nota 39 "Fondi rischi e oneri"	• Descrizione degli oneri legati al deficit di certificati ambientali rispetto a quanto previsto dalla normativa per la compliance ambientale.
	Nota 2.2 "Princípi contabili significativi"	• Descrizione del trattamento contabile applicato ai certificati ambientali (paragrafi "Certificati ambientali" e "Rimanenze").

6. Informazioni relative al COVID-19

Data la complessità dell'attuale contesto, il Gruppo ha monitorato attentamente l'evoluzione della pandemia da COVID-19 riguardo alle principali aree di interesse e nei principali Paesi in cui opera, in linea con le raccomandazioni dell'ESMA, contenute principalmente nei public statements[24] pubblicati nei mesi di marzo, maggio, luglio e ottobre 2020, e della CONSOB, di cui ai "Richiami di attenzione" n. 6/2020 del 9 aprile 2020, n. 8/2020 del 16 luglio 2020 e n. 1/2021 del 16 febbraio 2021.
In particolare, il Gruppo ha analizzato gli impatti della pandemia da COVID-19 sulle attività di business, sulla situazione patrimoniale e finanziaria nonché sulla performance economica, identificando altresì i principali rischi e incertezze cui risulta esposto.
Si precisa inoltre che, per effetto del perdurare dell'incertezza relativamente alla futura evoluzione del contesto macroeconomico, finanziario e di business in cui opera il Gruppo, gli impatti della pandemia da COVID-19 ai fini della Relazione finanziaria annuale consolidata al 31 dicembre 2021 sono riflessi nelle diverse valutazioni e stime effettuate dal management riguardo ai valori contabili delle voci di Conto economico, delle attività e delle passività interessate da maggiore volatilità (in particolare, ricavi e costi, immobili, impianti e macchinari, avviamento, benefíci ai dipendenti e strumenti finanziari).

7. Rideterminazione dei dati comparativi

Riclassifica relativa ai contratti di commodity con consegna fisica

Al fine di migliorare la rappresentazione dei contratti stipulati per l'acquisto o la vendita di commodity con consegna fisica (che non si qualificano per l'"own use exemption") misurati al fair value a Conto economico (nell'ambito di applicazione dell'IFRS 9), il Gruppo ha modificato la loro presentazione nel Bilancio consolidato nel corso del 2021.
In particolare, nel 2020:

- i risultati non realizzati delle variazioni di fair value dei contratti di vendita di commodity energetiche ancora in essere alla data di riferimento del bilancio erano presentati nella voce "Ricavi delle vendite e delle prestazioni";
- i risultati non realizzati delle variazioni di fair value dei contratti di acquisto di commodity energetiche ancora in essere alla data di riferimento del bilancio erano presentati nelle voci "Energia elettrica, gas e combustibile" e "Servizi e altri materiali".

Nel 2021 i risultati non realizzati delle variazioni di fair value dei contratti di acquisto o vendita di commodity energetiche ancora in essere alla data di riferimento del bilancio sono rilevati su base netta nella voce "Risultati netti da contratti su commodity".

La nuova modalità di rappresentazione costituisce un cambio di policy contabile, in accordo con lo "IAS 8 - Princípi contabili, cambiamenti nelle stime contabili ed errori". Pertanto, si è reso necessario effettuare la ripresentazione ai soli fini comparativi dei saldi economici riferiti ai periodi precedenti, senza impatti né sul risultato netto né sul patrimonio netto.

(24) ESMA 71-99-1290 dell'11 marzo 2020; ESMA 32-63-951 del 25 marzo 2020; ESMA 31-67-742 del 27 marzo 2020; ESMA 32-63-972 del 20 maggio 2020; ESMA 32-61-417 del 21 luglio 2020 ed ESMA 32-63-1041 del 28 ottobre 2020.

Riclassifica della rimisurazione al fair value delle attività in concessione (IFRIC 12) in Brasile

Per una migliore rappresentazione della componente economica relativa alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse a servizi in concessione rientranti nell'ambito applicativo dell'IFRIC 12 in Brasile, nel corso del 2021 è stata riclassificata dai proventi finanziari ai ricavi da contratti con i clienti (IFRS 15) dal momento che si riferisce alla rimisurazione al fair value di asset contrattuali.

Tutto ciò premesso, di seguito si riportano le riclassifiche effettuate sui costi, sui ricavi, sui risultati netti da contratti su commodity e sui proventi finanziari per la rideterminazione dei dati comparativi con riferimento al 31 dicembre 2020.

Impatti sul Conto economico

Milioni di euro	Note	2020	Effetto riclassifica dei contratti di commodity energetiche con consegna fisica IFRS 9	Effetto riclassifica della rimisurazione al fair value delle attività finanziarie in concessione rientranti nell'ambito IFRIC 12 in Brasile	2020 restated
Ricavi					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	10.a	62.623	932	87	63.642
Altri proventi	10.b	2.362			2.362
	[Subtotale]	**64.985**	**932**	**87**	**66.004**
Costi					
Energia elettrica, gas e combustibile	11.a	25.049	977		26.026
Servizi e altri materiali	11.b	18.298	68		18.366
Costo del personale	11.c	4.793			4.793
Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti	11.d	1.285			1.285
Ammortamenti e altri impairment	11.e	7.163			7.163
Altri costi operativi	11.f	2.202			2.202
Costi per lavori interni capitalizzati	11.g	(2.385)			(2.385)
	[Subtotale]	**56.405**	**1.045**		**57.450**
Risultati netti da contratti su commodity	12	**(212)**	**113**		**(99)**
Risultato operativo		**8.368**		**87**	**8.455**
Proventi finanziari da contratti derivati	13	1.315			1.315
Altri proventi finanziari	14	2.763		(87)	2.676
Oneri finanziari da contratti derivati	13	2.256			2.256
Altri oneri finanziari	14	4.485			4.485
Proventi/(Oneri) netti da iperinflazione		57			57
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	15	(299)			(299)
Risultato prima delle imposte		**5.463**			**5.463**
Imposte	16	1.841			1.841
Risultato delle continuing operations		**3.622**			**3.622**
Risultato delle discontinued operations		**-**			**-**
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)		**3.622**			**3.622**
Quota di interessenza del Gruppo		2.610			2.610
Quota di interessenza di terzi		1.012			1.012
Risultato netto per azione					
Risultato netto base per azione					
Risultato netto base per azione		*0,26*			*0,26*
Risultato netto base per azione delle continuing operations		*0,26*			*0,26*
Risultato netto base per azione delle discontinued operations		*-*			*-*
Risultato netto diluito per azione					
Risultato netto diluito per azione		*0,26*			*0,26*
Risultato netto diluito per azione delle continuing operations		*0,26*			*0,26*
Risultato netto diluito per azione delle discontinued operations		*-*			*-*

I dati presentati nei commenti e nelle tabelle delle note al presente Bilancio consolidato al 31 dicembre 2021 sono omogenei e confrontabili tra di loro.

Variazioni nell'area di consolidamento

8. Principali acquisizioni e cessioni del periodo

Nei due esercizi in analisi l'area di consolidamento ha subíto alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni:

2020

- Nel corso del mese di gennaio 2020 è stata ceduta la società di progetto Wild Plains detenuta al 100% da Tradewind. Dalla cessione non sono emersi impatti contabili nel Conto economico.
- In data 11 maggio 2020, Endesa Energía ha venduto l'80% di Endesa Soluciones per un ammontare di 21 milioni di euro. Tale partecipazione, precedentemente consolidata integralmente, è stata valutata con il metodo del patrimonio netto.
- In data 7 luglio 2020, Enel Green Power España ha acquisito il 100% di Parque Eólico Tico SLU, Tico Solar 1 SLU e Tico Solar 2 SLU per un valore complessivo di 40 milioni di euro.
- In data 14 settembre Endesa Generación Portugal ha acquisito il 100% di Suggestion Power (Unipessoal) Ltda per un valore complessivo di 6 milioni di euro.
- In data 17 settembre 2020 Enel X International ha acquistato il 60% di Viva Labs AS per un valore complessivo di 3 milioni di euro.
- Enel Green Power Panama ha acquistato nel corso del 2020 il 100% di Jaguito Solar e Progreso Solar per un valore complessivo di 2 milioni di euro.

In aggiunta alle suddette variazioni nell'area di consolidamento, si segnalano, nel corso del 2020, 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:

- cessione di alcune joint venture detenute al 50%, incluse nel portafoglio idroelettrico di Enel North America. L'intero portafoglio era stato classificato già a dicembre 2019 come posseduto per la vendita in accordo all'IFRS 5. La plusvalenza riconosciuta a Conto economico è stata pari a 2 milioni di euro;
- Enel SpA ha incrementato la propria quota di interessenza in Enel Américas del 5,03% in base a quanto previsto dai contratti di share swap stipulati con un istituto finanziario. Il Gruppo ha quindi raggiunto una quota di partecipazione pari al 65% nel 2020;
- Enel SpA ha aumentato la propria quota di interessenza in Enel Chile del 2,89% in base a quanto previsto dai due contratti di share swap stipulati con un istituto finanziario. Il Gruppo nel 2020 ha quindi raggiunto una quota di partecipazione pari al 64,93%.

2021

- In data 8 gennaio 2021 è stata finalizzata la cessione del 100% di Tynemouth Energy Storage per un corrispettivo pari a 1 milione di euro. Dalla cessione non sono emersi impatti contabili significativi nel Conto economico.
- In data 20 gennaio 2021 è stata finalizzata la cessione del 100% di Enel Green Power Bulgaria per un corrispettivo pari a 35 milioni di euro. Dalla cessione non sono emersi impatti contabili significativi nel Conto economico.
- In data 10 marzo 2021 Enel Green Power Italia ha acquisito il 100% della società e-Solar Srl, titolare di un progetto fotovoltaico con una potenza autorizzata di 170,11 MW, per un corrispettivo pari a 2,7 milioni di euro.
- In data 29 marzo 2021 Enel X Srl ha acquisito il 100% di CityPoste Payment SpA, società italiana che offre ai consumatori un accesso diffuso ai servizi di pagamento, su canale sia fisico sia digitale, e consente di effettuare numerose tipologie di transazioni verso i privati e le pubbliche amministrazioni.
- Nel primo trimestre 2021 si registra la variazione di perimetro per il consolidamento globale delle società rinnovabili australiane precedentemente valutate con il metodo del patrimonio netto per effetto della modifica della governance nelle società e senza l'acquisizione di ulteriori quote. Il processo di Purchase Price Allocation si è completato a dicembre 2021 e sostanzialmente conferma il valore contabile delle attività nette acquisite, successivamente a un adeguamento di valore di circa 9 milioni di euro.
- In data 13 maggio 2021 è stata finalizzata la cessione di EGP Solar 1 LLC per un corrispettivo pari a circa 4 milioni di euro.
- Nei primi nove mesi del 2021 Enel Green Power España ha acquisito il 100% di 30 società rinnovabili per un valore complessivo di 86 milioni di euro.
- In data 8 settembre 2021 è stata finalizzata da parte di Enel X North America la cessione di Genability per un corrispettivo di circa 6 milioni di euro.
- Nel mese di settembre è stato completato il processo di Purchase Price Allocation della società Viva Labs AS, acquisita in data 17 settembre 2020 da Enel X International, a seguito del quale sono stati confermati i valori contabili rilevati alla data di acquisizione.

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:

- Enel SpA il 15 marzo ha lanciato un'offerta pubblica di acquisto volontaria parziale sulle azioni di Enel Américas, fino a un massimo di 7.608.631.104 azioni, pari al 10% del capitale sociale a quella data. Il periodo d'offerta ha avuto inizio il 15 marzo e si è concluso il 13 aprile 2021. L'OPA era condizionata all'efficacia della fusione per incorporazione di EGP Américas SpA in Enel Américas SA, che si è realizzata il 1° aprile 2021. Il corrispettivo complessivo è stato pari a 1.271 milioni di euro. A seguito del completamento dell'offerta pubblica di acquisto parziale volontaria e del perfezionamento della fusione di EGP Américas, Enel possiede circa l'82,3% del capitale sociale attualmente in circolazione di Enel Américas;
- in data 24 novembre la società Enel Green Power RSA 2 (Pty) Ltd ha ceduto una quota delle partecipazioni detenute nelle società Oyster Bay Wind Farm, Garob Wind Farm, Aced Renewables Hidden Valley e Soetwater Wind Farm per un corrispettivo totale di 340 milioni di ZAR corrispondenti a circa 19 milioni di euro. A seguito dell'operazione l'interessenza del Gruppo nelle suddette società è passata dal 60% al 55%;
- in data 3 dicembre Enel SpA ha perfezionato la cessione dell'intera partecipazione detenuta in Open Fiber SpA, pari al 50% del capitale sociale, in favore di Macquarie Asset Management e di CDP Equity SpA, per un corrispettivo complessivo di circa 2.733 milioni di euro. La plusvalenza su base consolidata realizzata dal Gruppo è stata di circa 1.763 milioni di euro.

Acquisizione di CityPoste Payment

In data 29 marzo 2021 Enel X Srl ha acquisito il 100% CityPoste Payment SpA, istituto di pagamento autorizzato a operare da Banca d'Italia per la prestazione di servizi di pagamento, sia attraverso il canale digitale (tramite una piattaforma proprietaria) sia tramite il canale fisico (attraverso il suo network di punti vendita).
A dicembre 2021 è stata completata l'attività di identificazione del fair value delle attività acquisite e delle passività, a seguito della quale si è rilevato un negative goodwill di circa 1 milione di euro.

Milioni di euro	Valori contabili *ante* 29 marzo 2021	Rettifiche per allocazione prezzo acquisto	Valori rilevati al 29 marzo 2021
Attività nette acquisite	**2**	**20**	**22**
Costo dell'acquisizione	**21**		**21**
Avviamento/(Negative goodwill)	19		(1)

Acquisizioni società rinnovabili in Spagna

Nei primi nove mesi del 2021 Enel Green Power España ha acquisito il 100% di 30 società rinnovabili per un valore complessivo di 86 milioni di euro per lo sviluppo e la costruzione di impianti fotovoltaici ed eolici in Spagna.

Determinazione avviamento	
Milioni di euro	
Attività nette acquisite	**86**
Costo dell'acquisizione	**86**
(di cui versati per cassa)	*75*
Avviamento/(Negative goodwill)	-

Il prezzo complessivo dell'operazione ammonta a 103 milioni di euro in quanto include il ripagamento di debiti detenuti dalle società acquisite verso i precedenti soci per complessivi 17 milioni di euro.

Cessione Open Fiber

In data 3 dicembre 2021 Enel SpA ha perfezionato la cessione dell'intera partecipazione detenuta in Open Fiber SpA, pari al 50% del capitale sociale, in favore di Macquarie Asset Management e di CDP Equity SpA, per un corrispettivo complessivo di circa 2.733 milioni di euro. La plusvalenza su base consolidata realizzata dal Gruppo è stata di circa 1.763 milioni di euro.
L'importo dell'operazione è stato interamente incassato.

Milioni di euro	
Valore dell'operazione	2.733,3
Valore della partecipazione al 2 dicembre 2021	(614,5)
Estinzione anticipata credito finanziario verso Open Fiber e proventi accessori	(310,6)
Riversamento riserva OCI	(45,1)
Plusvalenza consolidata	**1.763,1**

9. Dati economici e patrimoniali per Linea di Business e per Area Geografica

La rappresentazione dei risultati economici e patrimoniali per Linea di Business e per Area Geografica di attività è effettuata in base all'approccio utilizzato dal management per monitorare le performance del Gruppo nei due esercizi messi a confronto.

Dati economici per Linea di Business

Risultati 2021[1]

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Holding e Altro	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	22.883	7.244	17.164	37.396	1.513	20	1.786	88.006	-	88.006
Ricavi e altri proventi intersettoriali	10.272	2.282	3.492	1.312	28	1.977	148	19.511	(19.511)	-
Totale ricavi	**33.155**	**9.526**	**20.656**	**38.708**	**1.541**	**1.997**	**1.934**	**107.517**	**(19.511)**	**88.006**
Totale costi	32.791	4.710	13.446	37.762	1.258	2.083	422	92.472	(19.511)	72.961
Risultati netti da contratti su commodity	535	(55)	-	2.044	-	-	(2)	2.522	-	2.522
Ammortamenti	929	1.297	2.692	410	222	188	36	5.774	-	5.774
Impairment	2.568	392	205	1.126	37	51	2	4.381	-	4.381
Ripristini di valore	(12)	(10)	(35)	(203)	(6)	(2)	-	(268)	-	(268)
Risultato operativo	**(2.586)**	**3.082**	**4.348**	**1.657**	**30**	**(323)**	**1.472**	**7.680**	**-**	**7.680**
Investimenti	**822**	**5.662[2]**	**5.296**	**643**	**367**	**139**	**68**	**12.997**	**-**	**12.997**

(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 111 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Risultati 2020[1] [2] [3] [4]

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Holding e Altro	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	14.332	5.852	15.919	28.793	1.097	2	9	66.004	-	66.004
Ricavi e altri proventi intersettoriali	7.404	1.840	3.510	715	24	1.868	145	15.506	(15.506)	-
Totale ricavi	**21.736**	**7.692**	**19.429**	**29.508**	**1.121**	**1.870**	**154**	**81.510**	**(15.506)**	**66.004**
Totale costi	19.615	3.113	11.909	26.651	969	1.911	340	64.508	(15.506)	49.002
Risultati netti da contratti su commodity	(421)	68	-	264	-	(6)	(4)	(99)	-	(99)
Ammortamenti	778	1.252	2.597	366	150	172	28	5.343	-	5.343
Impairment	950	728	621	1.079	18	11	1	3.408	-	3.408
Ripristini di valore	(43)	(67)	(47)	(141)	-	(4)	(1)	(303)	-	(303)
Risultato operativo	**15**	**2.734**	**4.349**	**1.817**	**(16)**	**(226)**	**(218)**	**8.455**	**-**	**8.455**
Investimenti	**694**	**4.629**	**3.937**	**460**	**303**	**103**	**71**	**10.197**	**-**	**10.197**

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri.
(2) I dati relativi ai ricavi terzi e intersettoriali tengono conto di una più puntuale determinazione.
(3) I dati relativi all'esercizio 2020 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value, alla fine del periodo, dei contratti outstanding per compravendita di commodity regolate con consegna fisica; tale diversa classificazione non ha comportato effetti sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del presente Bilancio consolidato.
(4) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 87 milioni di euro nel 2020, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del presente Bilancio consolidato.

Risultati per Area Geografica di attività

Risultati 2021[1]

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa	Nord America	Africa, Asia e Oceania	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	44.282	20.800	16.956	2.335	1.479	240	1.914	88.006
Ricavi e altri proventi intersettoriali	1.135	252	1	13	34	1	(1.436)	-
Totale ricavi	**45.417**	**21.052**	**16.957**	**2.348**	**1.513**	**241**	**478**	**88.006**
Totale costi	40.751	17.412	12.867	2.063	748	135	(1.015)	72.961
Risultati netti da contratti su commodity	1.967	543	53	38	(81)	4	(2)	2.522
Ammortamenti	2.107	1.754	1.177	186	356	65	129	5.774
Impairment	1.747	1.797	536	87	161	32	21	4.381
Ripristini di valore	(22)	(170)	(9)	(65)	-	-	(2)	(268)
Risultato operativo	**2.801**	**802**	**2.439**	**115**	**167**	**13**	**1.343**	**7.680**
Investimenti	**3.842**	**2.203**	**3.722**	**455**	**2.293**	**217[2]**	**265**	**12.997**

(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 111 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Risultati 2020[1] [2] [3]

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa	Nord America	Africa, Asia e Oceania	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	31.418	17.006	13.897	2.074	1.333	152	124	66.004
Ricavi e altri proventi intersettoriali	785	164	6	11	34	1	(1.001)	-
Totale ricavi	**32.203**	**17.170**	**13.903**	**2.085**	**1.367**	**153**	**(877)**	**66.004**
Totale costi	24.205	13.480	9.713	1.576	622	98	(692)	49.002
Risultati netti da contratti su commodity	(174)	85	(40)	-	33	-	(3)	(99)
Ammortamenti	1.835	1.640	1.230	185	306	36	111	5.343
Impairment	1.209	268	1.225	136	536	31	3	3.408
Ripristini di valore	(10)	(160)	(3)	(126)	(3)	-	(1)	(303)
Risultato operativo	**4.790**	**2.027**	**1.698**	**314**	**(61)**	**(12)**	**(301)**	**8.455**
Investimenti	**2.842**	**1.638**	**2.860**	**411**	**1.816**	**417**	**213**	**10.197**

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri.
(2) I dati relativi all'esercizio 2020 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value, alla fine del periodo, dei contratti outstanding per compravendita di commodity regolate con consegna fisica; tale diversa classificazione non ha comportato effetti sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del presente Bilancio consolidato.
(3) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 87 milioni di euro nel 2020, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del presente Bilancio consolidato.

Dati patrimoniali per Linea di Business

Al 31 dicembre 2021

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Holding e Altro	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	9.384	36.205	38.635	49	600	587	12	85.472	-	85.472
Attività immateriali	216	5.016	21.473	4.030	788	370	143	32.036	-	32.036
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	1	1	525	-	77	4	-	608	43	651
Crediti commerciali	4.814	2.601	6.731	6.533	547	882	435	22.543	(6.451)	16.092
Altro	4.319	826	2.614	3.812	383	635	1.614	14.203	(6.107)	8.096
Attività operative	**18.734**[1]	**44.649**[2]	**69.978**	**14.424**	**2.395**[3]	**2.478**	**2.204**	**154.862**	**(12.515)**	**142.347**
Debiti commerciali	5.730	3.701	4.390	7.129	726	982	169	22.827	(5.843)	16.984
Passività da contratti con i clienti non correnti e correnti	102	216	7.316	62	13	13	-	7.722	(75)	7.647
Fondi diversi	4.586	936	3.810	466	58	671	620	11.147	(89)	11.058
Altro	4.125	1.901	8.104	4.575	148	1.070	2.582	22.505	(6.245)	16.260
Passività operative	**14.543**	**6.754**[4]	**23.620**	**12.232**	**945**[5]	**2.736**	**3.371**	**64.201**	**(12.252)**	**51.949**

(1) Di cui 2 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(2) Di cui 999 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(3) Di cui 136 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(4) Di cui 28 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(5) Di cui 57 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Al 31 dicembre 2020[1]

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Holding e Altro	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	10.747	30.655	36.718	154	516	699	9	79.498	1	79.499
Attività immateriali[1]	184	4.883	21.490	3.775	676	383	114	31.505	-	31.505
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	4	1	340	-	42	14	-	401	79	480
Crediti commerciali	2.670	2.053	6.493	4.034	358	755	368	16.731	(4.679)	12.052
Altro	1.433	1.095	2.674	756	297	769	1.327	8.351	(2.139)	6.212
Attività operative[1]	**15.038**[2]	**38.687**[3]	**67.715**	**8.719**	**1.889**[4]	**2.620**	**1.818**	**136.486**	**(6.738)**	**129.748**
Debiti commerciali	2.816	2.751	5.405	4.678	426	868	99	17.043	(4.160)	12.883
Passività da contratti con i clienti non correnti e correnti	147	152	7.172	42	5	8	-	7.526	(60)	7.466
Fondi diversi	3.528	947	3.794	400	46	603	587	9.905	(108)	9.797
Altro	1.133	1.434	7.856	2.245	179	1.101	2.607	16.555	(2.323)	14.232
Passività operative	**7.624**	**5.284**[5]	**24.227**	**7.365**	**656**	**2.580**	**3.293**	**51.029**	**(6.651)**	**44.378**

(1) I dati del 2020 sono stati adeguati per tener conto di una migliore attribuzione.
(2) Di cui 3 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(3) Di cui 855 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(4) Di cui 11 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(5) Di cui 35 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Dati patrimoniali per Area Geografica di attività

Al 31 dicembre 2021

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa	Nord America	Africa, Asia e Oceania	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	27.335	23.075	18.671	3.440	10.853	1.948	150	85.472
Attività immateriali	2.313	16.071	11.414	772	557	179	730	32.036
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	94	5	517	-	18	13	4	651
Crediti commerciali	7.372	3.886	4.414	583	215	51	(429)	16.092
Altro	4.555	2.474	1.398	217	259	140	(947)	8.096
Attività operative	**41.669**(1)	**45.511**	**36.414**	**5.012**	**11.902**	**2.331**(2)	**(492)**(3)	**142.347**
Debiti commerciali	9.684	2.509	4.333	481	1.208	136	(1.367)	16.984
Passività da contratti con i clienti non correnti e correnti	4.109	3.109	30	438	-	-	(39)	7.647
Fondi diversi	3.395	4.211	2.426	130	120	32	744	11.058
Altro	5.749	3.945	4.509	328	1.482	64	183	16.260
Passività operative	**22.937**(4)	**13.774**	**11.298**	**1.377**	**2.810**	**232**(5)	**(479)**(6)	**51.949**

(1) Di cui 2 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(2) Di cui 999 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(3) Di cui 136 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(4) Di cui 6 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(5) Di cui 22 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(6) Di cui 57 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Al 31 dicembre 2020

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa	Nord America	Africa, Asia e Oceania	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	26.762	23.355	16.492	3.255	8.134	1.345	156	79.499
Attività immateriali	2.047	15.919	11.612	787	483	169	488	31.505
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	105	10	297	1	16	2	49	480
Crediti commerciali	5.948	2.166	3.686	436	181	48	(413)	12.052
Altro	2.624	1.804	1.368	178	253	55	(70)	6.212
Attività operative	**37.486**(1)	**43.254**	**33.455**(2)	**4.657**(3)	**9.067**	**1.619**(4)	**210**	**129.748**
Debiti commerciali	6.881	2.274	3.387	318	1.076	105	(1.158)	12.883
Passività da contratti con i clienti non correnti e correnti	4.060	3.006	17	425	-	-	(42)	7.466
Fondi diversi	2.468	3.910	2.542	100	128	24	625	9.797
Altro	5.033	3.033	3.420	330	1.289	79	1.048	14.232
Passività operative	**18.442**	**12.223**	**9.366**	**1.173**(5)	**2.493**	**208**(6)	**473**	**44.378**

(1) Di cui 5 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(2) Di cui 2 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(3) Di cui 46 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(4) Di cui 816 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(5) Di cui 2 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(6) Di cui 33 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

La seguente tabella presenta la riconciliazione tra le attività e passività di settore e quelle consolidate.

Milioni di euro		
	al 31.12.2021	**al 31.12.2020**
Totale attività	**206.940**	**163.453**
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	704	861
Derivati finanziari attivi non correnti	2.772	1.236
Altre attività finanziarie non correnti	5.704	5.159
Crediti tributari a lungo inclusi in "Altre attività non correnti"	2.286	1.539
Altre attività finanziarie correnti	8.645	5.113
Derivati finanziari attivi correnti	22.791	3.471
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	8.858	5.906
Attività per imposte anticipate	11.034	8.578
Crediti tributari	1.694	1.294
Attività finanziarie e fiscali di "Attività possedute per la vendita"	105	548
Attività di settore	**142.347**	**129.748**
Totale passività	**164.598**	**121.096**
Finanziamenti a lungo termine	54.500	49.519
Derivati finanziari passivi non correnti	3.339	3.606
Altre passività finanziarie non correnti	120	-
Finanziamenti a breve termine	13.306	6.345
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	4.031	3.168
Altre passività finanziarie correnti	625	622
Derivati finanziari passivi correnti	24.607	3.531
Passività di imposte differite	9.259	7.797
Debiti per imposte sul reddito	712	471
Debiti tributari diversi	1.274	886
Passività finanziarie e fiscali di "Passività possedute per la vendita"	876	773
Passività di settore	**51.949**	**44.378**

Informazioni sul Conto economico consolidato

Ricavi

10.a Ricavi delle vendite e delle prestazioni – Euro 84.104 milioni

Milioni di euro				
	2021	2020	2021-2020	
Vendite energia elettrica	46.963	34.745	12.218	35,2%
Trasporto energia elettrica	10.732	10.710	22	0,2%
Corrispettivi da gestori di rete	800	932	(132)	-14,2%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	833	1.395	(562)	-40,3%
Vendite gas	4.823	2.718	2.105	77,4%
Trasporto gas	599	611	(12)	-2,0%
Vendite di combustibili	1.791	602	1.189	-
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	787	759	28	3,7%
Ricavi per lavori e servizi su ordinazione[1]	1.268	819	449	54,8%
Vendite certificati ambientali	107	35	72	-
Vendite relative al business dei servizi a valore aggiunto	1.093	862	231	26,8%
Altre vendite e prestazioni	855	764	91	11,9%
Totale ricavi IFRS 15[1]	**70.651**	**54.952**	**15.699**	**28,6%**
Vendite di commodity da contratti con consegna fisica	24.314	7.513	16.801	-
Risultati da valutazione dei contratti di vendita di commodity con consegna fisica chiusi nel periodo[2]	(10.893)	1.156	(12.049)	-
Altri ricavi diversi	32	21	11	52,4%
Totale ricavi delle vendite e delle prestazioni[1] [2]	**84.104**	**63.642**	**20.462**	**32,2%**

(1) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 87 milioni di euro nel 2020, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del presente Bilancio consolidato.

(2) I dati relativi all'esercizio 2020 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value alla fine del periodo dei contratti outstanding per compravendita di commodity regolate con consegna fisica. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del presente Bilancio consolidato.

I ricavi da "Vendite di energia elettrica" si attestano a 46.963 milioni di euro, in aumento di 12.218 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (+35,2%). Tale incremento è dovuto principalmente ai maggiori volumi e prezzi di vendita prevalentemente in Italia (7.367 milioni di euro), in Brasile (2.037 milioni di euro) e in Spagna (2.058 milioni di euro), dove la variazione positiva è anche dovuta alla rilevazione di un indennizzo riconosciuto a Endesa (pari a 186 milioni di euro) in relazione ai diritti di emissione di CO_2 gratuitamente assegnati dal "*Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión*" (PNA).

I "Contributi da operatori istituzionali di mercato" sono in diminuzione di 562 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente prevalentemente per le minori compensazioni extrapeninsulari in Spagna a seguito dell'incremento dei prezzi.

I ricavi per "Vendite di gas" nel 2021 sono pari a 4.823 milioni di euro (2.718 milioni di euro nel 2020), con un incremento di 2.105 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale incremento è riconducibile prevalentemente alle maggiori quantità vendute in Spagna.

I ricavi per "Vendite di combustibili" si incrementano di 1.189 milioni di euro soprattutto in Enel Global Trading per il rialzo dei prezzi del gas.

La variazione positiva delle "Vendite di commodity da contratti con consegna fisica" (16.801 milioni di euro) è riferita prevalentemente alle vendite di gas. Tale effetto positivo è stato in parte compensato dai minori risultati delle valutazioni dei contratti chiusi nel 2021 (-12.049 milioni di euro) prevalentemente in riferimento alla commodity gas.

La tabella seguente espone i risultati netti relativi ai contratti di vendita e acquisto di commodity con consegna fisica misurati al fair value a Conto economico nello scope dell'IFRS 9.

Milioni di euro				
	2021	2020	2021-2020	
Risultati di contratti di commodity energetiche con consegna fisica (IFRS 9) chiusi nel periodo				
Contratti di vendita				
Vendite di energia elettrica	4.368	2.478	1.890	76,3%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	(1.705)	353	(2.058)	-
Totale energia	**2.663**	**2.831**	**(168)**	**-5,9%**
Vendite di gas	19.576	4.723	14.853	-
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	(9.335)	791	(10.126)	-
Totale gas	**10.241**	**5.514**	**4.727**	**85,7%**
Vendite di certificati ambientali	370	312	58	18,6%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	147	12	135	-
Totale certificati ambientali	**517**	**324**	**193**	**59,6%**
Totale ricavi	**13.421**	**8.669**	**4.752**	**54,8%**
Contratti di acquisto				
Acquisti di energia elettrica	3.677	2.828	849	30,0%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	(1.220)	(47)	(1.173)	-
Totale energia	**2.457**	**2.781**	**(324)**	**-11,7%**
Acquisti di gas	19.951	4.661	15.290	-
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	(8.057)	684	(8.741)	-
Totale gas	**11.894**	**5.345**	**6.549**	**-**
Acquisti di certificati ambientali	810	92	718	-
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	145	139	6	4,3%
Totale certificati ambientali	**955**	**231**	**724**	**-**
Totale costi	**15.306**	**8.357**	**6.949**	**83,2%**
Ricavi/(Costi) netti di contratti di commodity energetiche con consegna fisica (IFRS 9) chiusi nel periodo	**(1.885)**	**312**	**(2.197)**	**-**
Risultati da valutazione di contratti outstanding di commodity energetiche con consegna fisica (IFRS 9)				
Contratti di vendita				
Energia	(1.606)	(197)	(1.409)	-
Gas	(16.285)	(668)	(15.617)	-
Certificati ambientali	(495)	(67)	(428)	-
Totale	**(18.386)**	**(932)**	**(17.454)**	**-**
Contratti di acquisto				
Energia	(2.169)	(108)	(2.061)	-
Gas	(13.801)	(869)	(12.932)	-
Certificati ambientali	(508)	(68)	(440)	-
Totale	**(16.478)**	**(1.045)**	**(15.433)**	**-**
Risultati netti da valutazione di contratti outstanding di commodity energetiche con consegna fisica (IFRS 9)	**(1.908)**	**113**	**(2.021)**	**-**
TOTALE RICAVI/(COSTI) NETTI DA CONTRATTI CON CONSEGNA FISICA (IFRS 9)	**(3.793)**	**425**	**(4.218)**	**-**

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	2021															
	Italia		Iberia		America Latina		Europa		Nord America		Africa, Asia e Oceania		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	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time
Totale ricavi IFRS 15	**29.187**	**1.178**	**19.707**	**402**	**16.525**	**245**	**1.598**	**654**	**805**	**17**	**194**	**26**	**-**	**113**	**68.016**	**2.635**

	2020															
	Italia		Iberia		America Latina		Europa		Nord America		Africa, Asia e Oceania		Altro, elisioni e rettifiche		Totale	
	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time[1]	Point in time	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	**21.107**	**441**	**16.355**	**460**	**13.520**	**200**	**1.418**	**580**	**586**	**51**	**67**	**79**	**16**	**72**	**53.069**	**1.883**

(1) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 87 milioni di euro nel 2020, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del presente Bilancio consolidato.

Con riferimento al riversamento a Conto economico per classe temporale delle "obbligazioni di fare" si rimanda alla nota 27 "Attività/(Passività) non correnti/correnti derivanti da contratti con i clienti".

Nella seguente tabella è evidenziata la composizione dei ricavi delle vendite e delle prestazioni per area geografica.

Milioni di euro		
	2021	**2020[1]**
Italia	33.304	24.904
Europa		
Iberia	18.896	16.169
Francia	970	503
Svizzera	2.918	99
Germania	1.085	1.860
Austria	245	66
Slovenia	195	2
Romania	1.534	1.322
Grecia	121	110
Bulgaria	-	9
Belgio	522	18
Repubblica Ceca	435	33
Ungheria	12	165
Russia	552	533
Olanda	96	2.743
Regno Unito	3.736	399
Altri Paesi europei	1.160	73
America		
Stati Uniti	601	502
Canada	33	25
Messico[2]	202	152
Brasile[3]	9.381	6.753
Cile	3.151	2.811
Perù	1.111	1.118
Colombia	2.188	2.022
Argentina	887	816
Panama	150	136
Costa Rica	14	22
Guatemala	67	44
Altri		
Africa	114	84
Asia	371	129
Oceania	53	20
Totale	**84.104**	**63.642**

(1) I dati relativi all'esercizio 2020 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value alla fine del periodo dei contratti outstanding per compravendita di commodity regolate con consegna fisica. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del presente Bilancio consolidato.

(2) I dati del 2020 sono stati riattribuiti in maniera più puntale tra Messico, Costa Rica e Guatemala.

(3) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 87 milioni di euro nel 2020, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli di rimanda alla nota 7 del presente Bilancio consolidato.

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/trasporto di energia elettrica/gas ai clienti finali	Un contratto di vendita 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 o trasporto 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. In tali casi, per la rilevazione dei ricavi, 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.	I ricavi da trasporto e vendita di energia elettrica/gas ai clienti finali sono rilevati quando le commodity sono erogate al cliente e si riferiscono ai quantitativi forniti nell'esercizio, ancorché non fatturati, e sono determinati utilizzando opportune stime oltre che letture periodiche. Ove applicabile, tali ricavi si basano sulle tariffe e i 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.
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.
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.

10.b Altri proventi - Euro 3.902 milioni

Milioni di euro				
	2021	2020	2021-2020	
Contributi in conto esercizio	33	12	21	-
Contributi per certificati ambientali	291	342	(51)	-14,9%
Contributi in conto impianti (business elettrico e gas)	26	24	2	8,3%
Rimborsi vari	305	371	(66)	-17,8%
Plusvalenze da alienazione di controllate, collegate, joint venture, joint operation e attività non correnti possedute per la vendita	1.781	15	1.766	-
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	66	58	8	13,8%
Premi per continuità del servizio	48	40	8	20,0%
Altri proventi	1.352	1.500	(148)	-9,9%
Totale	**3.902**	**2.362**	**1.540**	**65,2%**

I "Rimborsi vari" ammontano a 305 milioni di euro e si riducono di 66 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente prevalentemente in Italia per minori penali e rimborsi per danni registrati in e-distribuzione e in Enel Energia.

La voce relativa alle plusvalenze da alienazione di società ammonta a 1.781 milioni di euro nel 2021 e si incrementa di 1.766 milioni di euro principalmente per la rilevazione nel 2021 della plusvalenza relativa alla cessione della partecipazione detenuta da Enel SpA in Open Fiber (1.763 milioni di euro).

Negli "Altri proventi" si registra un decremento di 148 milioni di euro dovuto prevalentemente alla riduzione in e-distribuzione degli altri proventi connessi al business elettrico (288 milioni di euro) principalmente legati al reintegro degli oneri di sistema e dei corrispettivi di rete.
Tale effetto negativo è stato in parte compensato dall'incremento in Enel Green Power North America dei proventi per tax partnership (44 milioni di euro) e dai maggiori proventi per l'ecobonus relativo alla riqualificazione energetica e sismica in Enel X Italia (84 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	2021									
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Holding e Altro	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Totale ricavi IFRS 15	**17.213**	**8.843**	**20.078**	**38.238**	**1.394**	**1.972**	**138**	**87.876**	**(17.225)**	**70.651**
Vendite di commodity da contratti con consegna fisica	26.691	-	-	14	-	-	-	26.705	(2.391)	24.314
Risultati da valutazione dei contratti di vendita di commodity con consegna fisica chiusi nel periodo	(10.895)	-	-	1	-	-	-	(10.894)	1	(10.893)
Altri ricavi diversi	5	6	15	-	3	14	17	60	(28)	32
Totale ricavi delle vendite e delle prestazioni	**33.014**	**8.849**	**20.093**	**38.253**	**1.397**	**1.986**	**155**	**103.747**	**(19.643)**	**84.104**
Altri proventi	**141**	**677**	**563**	**455**	**144**	**11**	**1.779**	**3.770**	**132**	**3.902**
TOTALE RICAVI	**33.155**	**9.526**	**20.656**	**38.708**	**1.541**	**1.997**	**1.934**	**107.517**	**(19.511)**	**88.006**

Milioni di euro	2020									
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Holding e Altro	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Totale ricavi IFRS 15[1]	**9.812**	**7.143**	**18.462**	**29.143**	**1.022**	**1.835**	**136**	**67.553**	**(12.601)**	**54.952**
Vendite di commodity da contratti con consegna fisica	10.192	-	-	15	-	-	-	10.207	(2.694)	7.513
Risultati da valutazione dei contratti di vendita di commodity con consegna fisica chiusi nel periodo[2]	1.164	-	-	(7)	-	-	-	1.157	(1)	1.156
Altri ricavi diversi	6	7	6	-	4	6	3	32	(11)	21
Totale ricavi delle vendite e delle prestazioni	**21.174**	**7.150**	**18.468**	**29.151**	**1.026**	**1.841**	**139**	**78.949**	**(15.307)**	**63.642**
Altri proventi	**562**	**542**	**961**	**357**	**95**	**29**	**15**	**2.561**	**(199)**	**2.362**
TOTALE RICAVI[1] [2]	**21.736**	**7.692**	**19.429**	**29.508**	**1.121**	**1.870**	**154**	**81.510**	**(15.506)**	**66.004**

(1) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 87 milioni di euro nel 2020, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del presente Bilancio consolidato.

(2) I dati relativi all'esercizio 2020 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value, alla fine del periodo, dei contratti outstanding per compravendita di commodity regolate con consegna fisica; tale diversa classificazione non ha comportato effetti sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del presente Bilancio consolidato.

Costi

11.a Energia elettrica, gas e combustibile – Euro 49.093 milioni

Milioni di euro				
	2021	2020	2021-2020	
Energia elettrica	29.579	16.158	13.421	83,1%
Gas	27.046	7.952	19.094	-
Risultati da valutazione dei contratti di acquisto di energia elettrica e gas con consegna fisica chiusi nel periodo[1]	(9.277)	637	(9.914)	-
Combustibile nucleare	107	117	(10)	-8,5%
Altri combustibili	1.638	1.162	476	41,0%
Totale [1]	**49.093**	**26.026**	**23.067**	**88,6%**

(1) I dati relativi all'esercizio 2020 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value, alla fine del periodo, dei contratti outstanding per compravendita di commodity regolate con consegna fisica; tale diversa classificazione non ha comportato effetti sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del presente Bilancio consolidato.

I costi per l'acquisto di "Energia elettrica" si incrementano prevalentemente per effetto dei maggiori volumi acquistati a prezzi medi crescenti rispetto al precedente esercizio, principalmente in Italia (8.098 milioni di euro), in Spagna (2.564 milioni di euro) e in America Latina (2.428 milioni di euro).

L'incremento dei costi per l'acquisto di "Gas" riflette l'incremento delle quantità intermediate, principalmente per maggiori volumi di produzione, nonché l'aumento dei costi di acquisto del gas da terzi.

I risultati da valutazione al fair value dei contratti con consegna fisica chiusi registrano una riduzione di 9.914 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente, di cui 8.741 milioni di euro riconducibili alla commodity gas e 1.173 milioni di euro riconducibili alla commodity elettricità.

L'incremento nella voce "Altri combustibili" è principalmente dovuto ai maggiori volumi di produzione e all'incremento del prezzo delle commodity.

11.b Servizi e altri materiali – Euro 19.609 milioni

Milioni di euro				
	2021	2020	2021-2020	
Vettoriamenti passivi	9.023	9.619	(596)	-6,2%
Manutenzioni e riparazioni	1.410	1.127	283	25,1%
Telefonici e postali	180	172	8	4,7%
Servizi di comunicazione	127	116	11	9,5%
Servizi informatici	967	823	144	17,5%
Godimento beni di terzi	126	396	(270)	-68,2%
Altri servizi	4.246	3.648	598	16,4%
Acquisto di certificati ambientali	1.279	673	606	90,0%
Risultati da valutazione dei contratti di acquisto di certificati ambientali con consegna fisica chiusi nel periodo[(1)]	145	139	6	4,3%
Altri materiali	2.106	1.653	453	27,4%
Totale[(1)]	**19.609**	**18.366**	**1.243**	**6,8%**

(1) I dati relativi all'esercizio 2020 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value, alla fine del periodo, dei contratti outstanding per compravendita di commodity regolate con consegna fisica; tale diversa classificazione non ha comportato effetti sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del presente Bilancio consolidato.

I costi per servizi e altri materiali, pari a 19.609 milioni di euro nel 2021, registrano un incremento di 1.243 milioni di euro rispetto all'esercizio 2020. Tale variazione risente essenzialmente:

- dei minori costi per vettoriamenti passivi, principalmente in Spagna, connessi al minor prezzo medio applicato;
- degli oneri futuri connessi alla riconversione degli impianti operata in Italia ai fini della transizione energetica; in particolare, tali oneri si riferiscono agli accantonamenti legati all'accelerazione nel processo di transizione energetica, che hanno interessato la quasi totalità degli impianti di Enel Produzione con il progetto NextGen (426 milioni di euro). La società, infatti, in applicazione della strategia del Gruppo di velocizzare l'eliminazione dell'utilizzo di combustibili fossili dal processo produttivo dell'energia elettrica e di aumentare la propria capacità green, si è impegnata ad avviare un radicale processo volto a smantellare e mettere in sicurezza i siti industriali italiani alimentati da fonti energetiche tradizionali non più in linea con gli standard europei, in vista di una loro riconversione in siti alimentati da fonti energetiche rinnovabili, ovvero l'installazione di sistemi di accumulo e altre iniziative di economia circolare;
- dei maggiori costi di assistenza sistemistica, manutenzione di elaboratori e sviluppo informatico, principalmente in Italia;
- dei minori costi per godimento beni di terzi riferiti principalmente alla chiusura di un contenzioso in Spagna che ha comportato il rilascio di quanto accantonato in precedenza per un ammontare pari a circa 300 milioni di euro;
- dell'incremento dei costi per l'acquisto di certificati ambientali dovuto alla significativa crescita dei prezzi della commodity CO_2, all'incremento dei volumi di produzione degli impianti termoelettrici e alla maggiore operatività dei diritti di emissione con finalità di trading;
- dell'incremento degli "Altri servizi" pari a 598 milioni di euro dovuto essenzialmente all'aumento dei costi per servizi connessi al business dell'energia elettrica e del gas (154 milioni di euro), di quelli legati al business dei servizi a valore aggiunto (150 milioni di euro) e delle spese per servizi professionali e tecnici (147 milioni di euro).

11.c Costo del personale – Euro 5.281 milioni

Milioni di euro				
	2021	2020	2021-2020	
Salari e stipendi	3.238	3.133	105	3,4%
Oneri sociali	853	824	29	3,5%
Trattamento di fine rapporto	104	103	1	1,0%
Benefici successivi al rapporto di lavoro e altri benefici a lungo termine	85	(485)	570	-
Incentivi all'esodo	10	152	(142)	-93,4%
Incentivi all'esodo derivanti da accordi di ristrutturazione	806	882	(76)	-8,6%
Altri costi	185	184	1	0,5%
Totale	**5.281**	**4.793**	**488**	**10,2%**

Il costo del personale dell'esercizio 2021, pari a 5.281 milioni di euro, registra un incremento di 488 milioni di euro. L'organico del Gruppo diminuisce di 438 risorse, a seguito del saldo negativo tra le assunzioni e le cessazioni (-461 risorse), dovuto alle politiche di incentivazione all'esodo, e delle variazioni di perimetro (+23 risorse), sostanzialmente riferite:

- alla cessione della società Enel Green Power Bulgaria;
- all'acquisizione della società CityPoste Payment SpA in Italia.

L'aumento dei "Salari e stipendi" è principalmente dovuto al costo sostenuto per le nuove assunzioni delle società Italiane, negli Stati Uniti e in Argentina.
L'incremento dei "Benefici successivi al rapporto di lavoro e altri benefici a lungo termine" per 570 milioni di euro è principalmente riconducibile alla modifica avvenuta nel 2020, in Spagna, del beneficio dello sconto energia ai dipendenti conseguente al rinnovo contrattuale e all'entrata in vigore del *V Convenio Colectivo Marco de Endesa*, che ha portato al rilascio del relativo fondo per 515 milioni di euro.
Gli oneri per "Incentivi all'esodo" nel 2021 ammontano a 816 milioni di euro, in diminuzione di 218 milioni di euro, principalmente in Spagna per 732 milioni di euro per l'accantonamento registrato nel 2020 al fondo *Plan de Salida*, per la soppressione dell'opzione estintiva dell'accordo individuale relativamente alla sospensione del rapporto di lavoro per determinati contratti individuali conseguente alla firma del nuovo contratto collettivo già citato in precedenza, solo parzialmente compensati dai maggiori costi per incentivi all'esodo registrati in Italia, per 480 milioni di euro, derivanti da programmi di ristrutturazione aziendale.

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 2021.

N.	Consistenza media[1]		Consistenza[1]
	2021	2020	al 31.12.2021
Manager	1.386	1.397	1.377
Middle manager	11.797	11.258	12.242
White collar	35.449	36.027	35.556
Blue collar	17.344	18.396	17.104
Totale	**65.976**	**67.078**	**66.279**

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

ICE
IRF

11.d Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti – Euro 1.196 milioni

Milioni di euro				
	2021	2020	2021-2020	
Impairment di crediti commerciali	1.361	1.505	(144)	-9,6%
Impairment di altri crediti	94	46	48	-
Totale impairment di crediti commerciali e di altri crediti	**1.455**	**1.551**	**(96)**	**-6,2%**
Ripristini di valore di crediti commerciali	(258)	(194)	(64)	-33,0%
Ripristini di valore di altri crediti	(1)	(72)	71	98,6%
Totale ripristini di crediti commerciali e di altri crediti	**(259)**	**(266)**	**7**	**2,6%**
TOTALE IMPAIRMENT/(RIPRISTINI DI VALORE) NETTI DI CREDITI COMMERCIALI E DI ALTRI CREDITI	**1.196**	**1.285**	**(89)**	**-6,9%**

La voce, pari a 1.196 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 si decrementano complessivamente di 208 milioni di euro, essenzialmente per l'effetto dell'iscrizione, nell'esercizio 2020, di maggiori svalutazioni di crediti commerciali verso trader.

11.e Ammortamenti e altri impairment – Euro 8.691 milioni

Milioni di euro

	2021	2020	2021-2020	
Ammortamento immobili, impianti e macchinari	4.414	4.118	296	7,2%
Ammortamento investimenti immobiliari	3	2	1	50,0%
Ammortamento attività immateriali	1.357	1.223	134	11,0%
Impairment di attività immobilizzate	2.926	1.857	1.069	57,6%
Ripristini di valore	(9)	(37)	28	75,7%
Totale	**8.691**	**7.163**	**1.528**	**21,3%**

L'incremento della voce "Ammortamenti e altri impairment" nel 2021 risente essenzialmente:

- dei maggiori ammortamenti rilevati in Italia (102 milioni di euro) per effetto di un'accelerazione delle aliquote di ammortamento dei contatori elettronici di prima generazione, cosiddetti "1G", al fine di tener conto delle tempistiche di installazione dei contatori 2G previste nel piano Open Meter;
- dei maggiori ammortamenti in Spagna per nuovi impianti passati in esercizio (72 milioni di euro);
- delle svalutazioni effettuate nel 2021 su taluni impianti specifici o talune CGU in Italia (989 milioni di euro), Spagna (1.488 milioni di euro), Messico (155 milioni di euro) Cile (32 milioni di euro) e Australia (30 milioni di euro);
- dell'adeguamento di valore della sede centrale del Gruppo a Roma (45 milioni);
- delle svalutazioni attuate in Costa Rica (126 milioni di euro) sull'impianto idroelettrico in concessione di PH Chucas.

Tali effetti sono stati in parte compensati:

- dalle perdite di valore rilevate nel 2020 relative all'impianto di Bocamina II in Cile (per 737 milioni di euro);
- dagli adeguamenti di valore, rilevati nel 2020, delle CGU di Messico, Argentina e Australia per un importo complessivo di 750 milioni di euro.

11.f Altri costi operativi – Euro 2.095 milioni

Milioni di euro

	2021	2020	2021-2020	
Oneri di sistema - Quote di emissioni inquinanti	41	90	(49)	-54,4%
Oneri per Titoli di Efficienza Energetica	239	277	(38)	-13,7%
Oneri per acquisto di certificati verdi	64	61	3	4,9%
Minusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	75	65	10	15,4%
Imposte e tasse	1.132	1.130	2	0,2%
Altri	544	579	(35)	-6,0%
Totale	**2.095**	**2.202**	**(107)**	**-4,9%**

Gli altri costi operativi si riducono di 107 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente prevalentemente per i minori oneri di compliance ambientale e per i minori contributi e quote associative in Italia.

11.g Costi per lavori interni capitalizzati – Euro (3.117) milioni

Milioni di euro

	2021	2020	2021-2020	
Personale	(1.022)	(836)	(186)	-22,2%
Materiali	(1.120)	(846)	(274)	-32,4%
Altri	(975)	(703)	(272)	-38,7%
Totale	**(3.117)**	**(2.385)**	**(732)**	**-30,7%**

Gli oneri capitalizzati si incrementano di 732 milioni di euro principalmente per effetto dei maggiori investimenti sugli impianti di distribuzione in America Latina e sulle reti di distribuzione per lo sviluppo del progetto Grid Blue Sky e per l'installazione dei contatori di nuova generazione in Italia, effettuati del corso del 2021.

12. Risultati netti da contratti su commodity – Euro 2.522 milioni

Milioni di euro	2021	2020	2021-2020	
Derivati su commodity				
- proventi su derivati chiusi nel periodo	11.456	4.346	7.110	-
- oneri su derivati chiusi nel periodo	9.331	4.912	4.419	90,0%
Proventi/(Oneri) netti su derivati su commodity chiusi nel periodo	**2.125**	**(566)**	**2.691**	**-**
- proventi su derivati outstanding	4.572	634	3.938	-
- oneri su derivati outstanding	2.267	280	1.987	-
Proventi/(Oneri) netti su derivati su commodity outstanding	**2.305**	**354**	**1.951**	**-**
Contratti outstanding di commodity energetiche con consegna fisica				
- risultati da valutazione di contratti outstanding di vendita di commodity energetiche con consegna fisica[1]	(18.386)	(932)	(17.454)	-
- risultati da valutazione di contratti outstanding di acquisto di commodity energetiche con consegna fisica[1]	16.478	1.045	15.433	-
Risultati netti da valutazione di contratti outstanding di commodity energetiche con consegna fisica[1]	**(1.908)**	**113**	**(2.021)**	**-**
RISULTATI NETTI DA CONTRATTI SU COMMODITY[1]	**2.522**	**(99)**	**2.621**	**-**

(1) I dati del 2020 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value dei contratti outstanding alla fine del periodo per compravendita di commodity regolate con consegna fisica. Tale diversa classificazione non ha comportato effetti sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del presente Bilancio consolidato.

I risultati netti da contratti su commodity ammontano a 2.522 milioni di euro nel 2021 (risultati netti negativi per 99 milioni di euro nel 2020), e sono così composti:

- proventi netti su derivati su commodity pari complessivamente a 4.430 milioni di euro (oneri netti per 212 milioni di euro nel 2020), che si riferiscono a derivati designati di cash flow hedge e a derivati al fair value a Conto economico. In particolare, sono stati rilevati proventi netti su derivati chiusi nel periodo per 2.125 milioni di euro (oneri netti per 566 milioni di euro nel 2020) e proventi netti da valutazione su derivati outstanding per 2.305 milioni di euro (proventi netti per 354 milioni di euro nel 2020);
- risultati 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 1.908 milioni di euro (risultati netti positivi per 113 milioni di euro nel 2020).

Per maggiori dettagli sui derivati, si prega di far riferimento alla nota 49 "Derivati ed hedge accounting".

13. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati – Euro 1.461 milioni

Milioni di euro	2021	2020	2021-2020	
Proventi:				
- proventi da derivati designati come strumenti di copertura	2.097	639	1.458	-
- proventi da derivati al fair value rilevato a Conto economico	621	676	(55)	-8,1%
Totale proventi	**2.718**	**1.315**	**1.403**	**-**
Oneri:				
- oneri da derivati designati come strumenti di copertura	(599)	(1.945)	1.346	69,2%
- oneri da derivati al fair value rilevato a Conto economico	(658)	(311)	(347)	-
Totale oneri	**(1.257)**	**(2.256)**	**999**	**44,3%**
PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI DA CONTRATTI DERIVATI	**1.461**	**(941)**	**2.402**	**-**

I contratti derivati su tassi e cambi hanno registrato proventi netti per 1.461 milioni di euro nel 2021 (oneri netti per 941 milioni di euro nel 2020) e sono così composti:

- proventi netti derivanti dalla gestione dei derivati designati come strumenti di copertura per 1.498 milioni di euro (oneri netti per 1.306 milioni di euro nel 2020) che si riferiscono soprattutto a relazioni di copertura di cash flow hedge;
- oneri netti relativi a derivati al fair value a Conto economico per 37 milioni di euro (proventi netti 365 milioni di euro nel 2020).

I risultati netti, rilevati nel 2021 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 49 "Derivati ed hedge accounting".

E-MARKET SDIR CERTIFIED

ICE IRF

14. Altri proventi/(oneri) finanziari netti – Euro (4.212) milioni

Altri proventi finanziari

Milioni di euro

	2021	2020	2021-2020	
Interessi da attività finanziarie (correnti e non correnti):				
- interessi attivi al tasso effettivo su titoli e crediti non correnti	116	110	6	5,5%
- interessi attivi al tasso effettivo su investimenti finanziari a breve	89	69	20	29,0%
Totale interessi attivi al tasso effettivo	**205**	**179**	**26**	**14,5%**
Differenze positive di cambio	**1.219**	**2.182**	**(963)**	**-44,1%**
Proventi da partecipazioni	**6**	**23**	**(17)**	**-73,9%**
Proventi da iperinflazione	**824**	**529**	**295**	**55,8%**
Altri proventi[(1)]	**452**	**292**	**160**	**54,8%**
TOTALE ALTRI PROVENTI FINANZIARI	**2.706**	**3.205**	**(499)**	**-15,6%**

(1) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 87 milioni di euro nel 2020, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del presente Bilancio consolidato.

Gli altri proventi finanziari, pari a 2.706 milioni di euro, registrano un decremento di 499 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale decremento si riferisce principalmente alla diminuzione dei proventi relativi alle differenze positive di cambio per 963 milioni di euro, che risente essenzialmente dell'andamento dei tassi di cambio associati all'indebitamento finanziario netto espresso in valuta diversa dall'euro. Tale effetto è stato parzialmente compensato dai seguenti fenomeni:

- dall'incremento dei proventi da iperinflazione per 295 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 4 del presente Bilancio consolidato;
- alla rilevazione di proventi finanziari per 73 milioni di euro in Spagna essenzialmente per gli interessi di mora maturati in relazione al diritto di Endesa a essere indennizzata per la riduzione della remunerazione conseguita in passato, con riferimento all'assegnazione dei diritti di emissione di CO_2 del "*Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión*" (PNA);
- all'aumento di proventi relativi all'adeguamento di valore di passività oggetto di copertura in relazioni di fair value hedge, per 57 milioni di euro;
- all'aumento degli interessi attivi al tasso effettivo, per 26 milioni di euro, principalmente relativo a investimenti finanziari a breve.

Altri oneri finanziari

Milioni di euro

	2021	2020	2021-2020	
Interessi su debiti finanziari (correnti e non correnti):				
- interessi passivi su debiti verso banche	346	291	55	18,9%
- interessi passivi su prestiti obbligazionari	1.881	1.887	(6)	-0,3%
- interessi passivi su altri finanziamenti non bancari	137	149	(12)	-8,1%
Totale interessi passivi	**2.364**	**2.327**	**37**	**1,6%**
Oneri finanziari su operazioni di gestione del debito	**702**	**-**	**702**	**-**
Differenze negative di cambio	**2.559**	**1.245**	**1.314**	**-**
Attualizzazione TFR e altri benefici ai dipendenti	**107**	**109**	**(2)**	**-1,8%**
Attualizzazione altri fondi	**129**	**150**	**(21)**	**-14,0%**
Oneri da partecipazioni	**-**	**1**	**(1)**	**-**
Oneri da iperinflazione	**804**	**472**	**332**	**70,3%**
Altri oneri	**253**	**653**	**(400)**	**-61,3%**
TOTALE ALTRI ONERI FINANZIARI	**6.918**	**4.957**	**1.961**	**39,6%**

Gli altri oneri finanziari, pari a 6.918 milioni di euro, evidenziano un incremento complessivo di 1.961 milioni di euro rispetto al 2020 dovuto essenzialmente ai seguenti fenomeni:

- alla rilevazione degli oneri su operazioni di gestione del debito riferiti a:
  - Enel Finance International per 634 milioni di euro per la rilevazione di oneri finanziari relativi alla cash consideration pagata in relazione all'offerta volontaria non vincolante ("tender offer") volta al riacquisto, e alla successiva cancellazione, di alcune serie di obbligazioni convenzionali in circolazione;
  - Enel SpA per 68 milioni di euro per la rilevazione di oneri finanziari relativi all'operazione di consent solicitation effettuata su un prestito obbligazionario non convertibile subordinato ibrido convertito in ibrido perpetuo. Tali oneri si riferiscono alla differenza tra il fair value dello strumento ibrido e il valore contabile del prestito obbligazionario.

  Inoltre, si precisa che, in relazione alle operazioni di tender offer e di consent solicitation è stata rilasciata a Conto economico l'importo della rettifica del costo ammortizzato relativa ai prestiti obbligazionari oggetto di tali operazioni, che ha determinato un incremento degli oneri per interessi passivi rispetto al 2020; tuttavia occorre evidenziare che le suddette operazioni di gestione del debito, insieme alle nuove emissioni obbligazionarie "sustainability linked", hanno consentito una riduzione del costo dell'indebitamento del Gruppo, fornendo così un importante strumento di protezione da potenziali rialzi dei tassi di interesse;
- all'incremento delle differenze negative di cambio per 1.314 milioni di euro, che risente soprattutto dell'andamento dei tassi di cambio associati all'indebitamento finanziario netto espresso in valuta diversa dall'euro;
- all'incremento degli oneri da iperinflazione per 332 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 4 del presente Bilancio consolidato.

Tali effetti sono sostanzialmente compensati dalla riduzione degli oneri finanziari relativi all'adeguamento di valore del credito finanziario relativo alla cessione di Slovak Power Holding per 472 milioni di euro.

ICE IRF

15. Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – Euro 571 milioni

Milioni di euro				
	2021	**2020**	**2021-2020**	
Proventi da partecipazione in società collegate	624	131	493	-
Oneri da partecipazioni in società collegate	(53)	(430)	377	87,7%
Totale	**571**	**(299)**	**870**	**-**

La quota di proventi netti derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto si incrementa, rispetto all'anno precedente, di 870 milioni di euro. Tale variazione è da riferire prevalentemente all'adeguamento di valore della partecipazione di Slovak Power Holding per 908 milioni di euro, parzialmente compensata dalla variazione dei risultati *pro quota* di pertinenza del Gruppo relativi principalmente alla società portoghese Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica (14 milioni di euro).

ICE IRF

16. Imposte – Euro 1.643 milioni

Milioni di euro				
	2021	**2020**	**2021-2020**	
Imposte correnti	2.023	1.898	125	6,6%
Rettifiche per imposte sul reddito relative a esercizi precedenti	145	(168)	313	-
Totale imposte correnti	**2.168**	**1.730**	**438**	**25,3%**
Imposte differite	313	180	133	73,9%
Imposte anticipate	(838)	(69)	(769)	-
TOTALE	**1.643**	**1.841**	**(198)**	**-10,8%**

L'incidenza delle imposte sul risultato *ante* imposte del 2021 è del 30%, a fronte di un'incidenza del 34% nel 2020. Tale minore incidenza risente essenzialmente dell'effetto combinato delle seguenti differenze permanenti:

- il minore impatto fiscale delle partite straordinarie rispetto all'esercizio precedente (431 milioni di euro) tenuto conto della fiscalità associata alla rivalutazione delle attività in Slovenské elektrárne;
- l'applicazione del regime agevolato "participation exemption" sulla plusvalenza realizzata sulla cessione della partecipazione in Open Fiber (401 milioni di euro);
- gli adeguamenti della fiscalità differita e corrente a seguito delle riforme fiscali approvate dal Governo argentino e da quello colombiano che hanno comportato l'incremento dell'aliquota fiscale rispettivamente dal 25% al 35% in Argentina e dal 30% al 35% in Colombia;
- l'adeguamento del credito fiscale posseduto da Enel Iberia (211 milioni di euro);
- l'effetto fiscale derivante dall'applicazione dell'iperinflazione in Argentina (49 milioni di euro);
- la mancata rilevazione di una parte della fiscalità differita attiva associata alle svalutazioni di PH Chucas per l'incertezza circa la sua futura recuperabilità (27 milioni di euro);
- il riversamento di un credito fiscale di Enel Green Power SpA (25 milioni di euro) a seguito dell'operazione di riorganizzazione della Linea di Business Enel Green Power in America Latina che si è completata nel mese di aprile 2021.

Per la movimentazione delle imposte anticipate e differite si rimanda alla nota 24.

Di seguito la riconciliazione tra aliquota fiscale teorica ed effettiva.

Milioni di euro

	2021		2020	
Risultato prima delle imposte	**5.500**		**5.463**	
Imposte teoriche	1.320	24%	1.311	24%
Delta effetto fiscale su perdite di valore, plusvalenze e negative goodwill	(229)		202	
Effetto netto su fiscalità differita rilevata con sfasamento temporale	70		16	
Riforme fiscali Argentina e Colombia	166		-	
Adeguamento del credito fiscale di Enel Iberia	211		-	
Regime fiscale agevolato su plusvalenza Open Fiber	(401)		-	
Imposte anticipate non iscritte su perdite fiscali	75		-	
Effetti fiscali vari relativi all'economia iperinflazionata argentina	49		-	
Reversal tax credit per l'operazione Astrid	25		-	
IRAP	276		249	
Altre differenze, effetto delle diverse aliquote estere rispetto a quella teorica italiana e partite minori	81		63	
Totale	**1.643**		**1.841**	

17. 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.

Il numero puntuale delle azioni proprie detenute al 31 dicembre 2021 è pari a 4.889.152 del valore nominale di 1 euro (3.269.152 al 31 dicembre 2020).

Milioni di euro		
	2021	**2020**
Risultato netto di pertinenza del Gruppo (base)	**3.189**	**2.610**
di cui:		
- continuing operations	*3.189*	*2.610*
- discontinued operations	-	-
Effetto di diritti preferenziali sui dividendi (per es., azioni privilegiate)	-	-
Dividendi su strumenti di capitale (per es., obbligazioni ibride)	(71)	-
Altro	-	-
Risultato netto di pertinenza del Gruppo attribuibile agli azionisti ordinari (base)	**3.118**	**2.610**
di cui:		
- continuing operations	*3.118*	*2.610*
- discontinued operations	-	-
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	(4.111.452)	(2.067.594)
Effetto delle opzioni su azioni esercitate	-	-
Altro	-	-
Numero medio ponderato di azioni ordinarie in circolazione (totale) per il risultato base per azione	**10.162.568.494**	**10.164.612.352**
Risultato netto di pertinenza del Gruppo attribuibile agli azionisti ordinari (base)	**3.118**	**2.610**
Effetto diluitivo:		
- interessi su obbligazioni convertibili	-	-
- altro	-	-
Risultato netto di pertinenza del Gruppo attribuibile agli azionisti ordinari (diluito)	**3.118**	**2.610**
di cui:		
- continuing operations	*3.118*	*2.610*
- discontinued operations	-	-
Numero di azioni (unità)		
Numero medio ponderato di azioni ordinarie in circolazione (totale) per il risultato base per azione	**10.162.568.494**	**10.164.612.352**
Effetto della conversione dei titoli convertibili	-	-
Altro	-	-
Numero medio ponderato di azioni ordinarie in circolazione (totale) per il risultato diluito per azione	**10.162.568.494**	**10.164.612.352**
Risultato netto base per azione		
Risultato netto base per azione	0,31	0,26
Risultato netto base per azione delle continuing operations	0,31	0,26
Risultato netto base per azione delle disconitnued operations	-	-
Risultato netto diluito per azione		
Risultato netto diluito per azione	0,31	0,26
Risultato netto diluito per azione delle continuing operations	0,31	0,26
Risultato netto diluito per azione delle disconitnued operations	-	-

Informazioni sullo Stato patrimoniale consolidato

18. Immobili, impianti e macchinari – Euro 84.572 milioni

VSP
VRF

Il dettaglio e la movimentazione delle attività materiali relativi all'esercizio 2021 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	637	10.263	159.411	523	1.487	2.994	443	8.896	184.654
Fondo ammortamento	-	5.456	97.807	380	1.155	819	319	-	105.936
Consistenza al 31.12.2020	**637**	**4.807**	**61.604**	**143**	**332**	**2.175**	**124**	**8.896**	**78.718**
Investimenti	3	39	1.883	22	73	1	9	8.404	10.434
Passaggi in esercizio	28	884	4.741	8	55	8	15	(5.739)	-
Differenze di cambio	(16)	113	(2)	1	(7)	35	1	103	228
Variazioni perimetro di consolidamento	-	-	129	-	(2)	8	-	147	282
Dismissioni	(1)	(3)	(110)	(1)	(11)	(19)	-	(15)	(160)
Ammortamenti	-	(190)	(3.766)	(22)	(88)	(304)	(30)	-	(4.400)
Impairment	(8)	(191)	(2.425)	(1)	-	(4)	-	(155)	(2.784)
Ripristini di valore	-	-	8	-	-	-	-	-	8
Altri movimenti	-	6	1.312	1	12	731	9	178	2.249
Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	-	-	-	-	(1)	(2)	-	-	(3)
Totale variazioni	**6**	**658**	**1.770**	**8**	**31**	**454**	**4**	**2.923**	**5.854**
Costo storico al netto degli impairment cumulati	643	11.115	163.443	547	1.551	3.722	482	11.819	193.322
Fondo ammortamento	-	5.650	100.069	396	1.188	1.093	354	-	108.750
Consistenza al 31.12.2021	**643**	**5.465**	**63.374**	**151**	**363**	**2.629**	**128**	**11.819**	**84.572**

Gli "Impianti e macchinari" includono beni gratuitamente devolvibili per un valore netto di libro di 7.946 milioni di euro al 31 dicembre 2021 (8.083 milioni di euro al 31 dicembre 2020), sostanzialmente riferibili a impianti di produzione di energia elettrica in Iberia e America Latina per 3.672 milioni di euro al 31 dicembre 2021 (3.808 milioni di euro al 31 dicembre 2020) e alla rete di distribuzione di energia elettrica in America Latina per 3.506 milioni di euro al 31 dicembre 2021 (3.626 milioni di euro al 31 dicembre 2020).

Per i "Beni in leasing" si rinvia alla successiva nota 20.
Nel seguito vengono sintetizzati gli investimenti effettuati nel corso del 2021 per classe omogenea di cespite includendo le diverse tipologie inserite negli "Immobili, impianti e macchinari" e nelle "Immobilizzazioni immateriali", compresa la quota classificata come posseduta per la vendita. Tali investimenti, complessivamente pari a 12.201 milioni di euro al 31 dicembre 2021, registrano un incremento rispetto al 31 dicembre 2020 di 2.653 milioni di euro, particolarmente concentrato negli impianti di generazione solare.

Milioni di euro				
	2021	2020	2021-2020	
Impianti di produzione:				
- termoelettrici	550	452	98	21,7%
- idroelettrici	402	332	70	21,1%
- geotermoelettrici	120	145	(25)	-17,2%
- nucleari	157	137	20	14,6%
- con fonti energetiche alternative	4.947	4.007	940	23,5%
Totale impianti di produzione	**6.176**	**5.073**	**1.103**	**21,7%**
Reti di distribuzione di energia elettrica[1]	4.389	3.288	1.101	33,5%
Enel X (e-Mobility, e-City, e-Industries, e-Home)	367	303	64	21,1%
Customer Retail	643	460	183	39,8%
Altro	626	424	202	47,6%
TOTALE[2]	**12.201**	**9.548**	**2.653**	**27,8%**

(1) I valori del 2021 non considerano 907 milioni di euro riferiti a investimenti in infrastrutture comprese nell'IFRIC 12 (649 milioni di euro nel 2020).
(2) Il dato del 2021 include 111 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Il Gruppo Enel, in linea con gli accordi di Parigi in termini di riduzione delle emissioni di CO_2, guidato da obiettivi di efficienza energetica e di transizione energetica, ha investito soprattutto in impianti di generazione da fonti energetiche alternative. Gli investimenti in impianti di produzione si riferiscono infatti principalmente a impianti solari ed eolici negli Stati Uniti, in Colombia, Iberia, Italia, India, Cile e Russia.
Al fine di rispondere agli eventi climatici esterni sempre più mutevoli e quindi investire sulla resilienza delle reti, il Gruppo ha continuato a investire nella Linea di Business della Distribuzione (4.389 milioni di euro). L'incremento di 1.101 milioni di euro è riconducibile soprattutto ai maggiori investimenti in Italia, Brasile e Iberia per il progetto Grid Blue Sky (un nuovo modello operativo a piattaforma che prevede il ridisegno di sistemi, processi e organizzazione del lavoro per una maggiore valorizzazione degli asset anche attraverso l'uso dell'intelligenza artificiale) e per attività di Quality e Remote Control.
Enel X, in Italia, a seguito dell'introduzione di misure di rilancio dell'economia e con l'obiettivo di incentivare interventi volti alla riqualificazione energetica e messa in sicurezza sismica, ha sostenuto maggiori investimenti per lo sviluppo del business e-home associato all'iniziativa Vivi Meglio, mentre in Spagna l'e-Home registra un incremento a seguito del maggior volume di vendite rispetto al 2020 e in Nord America e Corea si sono sostenuti maggiori investimenti nell'attività di storage.

L'impatto positivo dei cambi è di 228 milioni di euro.

Le "Variazioni del perimetro di consolidamento" dell'esercizio 2021 si riferiscono principalmente al consolidamento globale delle società rinnovabili australiane precedentemente valutate con il metodo del patrimonio netto per effetto della modifica della loro governance e senza l'acquisizione di ulteriori quote, nonché all'acquisizione da parte di Enel Green Power España di 30 società rinnovabili.

Gli impairment risultano pari a 2.784 milioni di euro e sono riconducibili prevalentemente al processo di transizione energetica avviato nel Gruppo, che ha portato alla svalutazione, nel corso del 2021, di alcuni asset delle centrali termoelettriche italiane di Torrevaldaliga Nord, Fusina, La Spezia e Brindisi, degli impianti di produzione in Spagna di Baleares, Canarias, Ceuta e Melilla, e della centrale di Bocamina II in Cile.
Tale voce, inoltre, ha risentito anche delle svalutazioni degli asset effettuate in Australia e in Messico.

La "Riclassifica da/ad 'Attività possedute per la vendita'" è da riferirsi principalmente agli immobili e ad altre attività materiali delle società italiane Enel X Paytipper SpA, Paytipper Network Srl e CityPoste Payment SpA.

Gli "Altri movimenti" includono l'accantonamento degli oneri smantellamento e ripristino impianti per 861 milioni di euro principalmente in Spagna e in Italia, i nuovi contratti di leasing per 723 milioni di euro, l'adeguamento dei valori delle attività materiali delle società argentine che operano in una economia iperinflazionata per 576 milioni di euro nonché l'effetto della capitalizzazione degli interessi su finanziamenti specificamente dedicati a investimenti effettuati su immobili, impianti e macchinari per 182 milioni di euro (154 milioni di euro nel 2020). Di seguito gli ammontari degli oneri finanziari capitalizzati su "Immobili, impianti e macchinari" e nelle "Immobilizzazioni immateriali", inclusa la quota classificata come posseduta per la vendita, e sulle altre attività non correnti.

Milioni di euro						
	2021	Tasso %	2020	Tasso %	2021-2020	
Enel Green Power	-		-	-	-	-
Enel Green Power Brazil	-		12	2,4%	(12)	-
Enel Green Power North America	17	0,2%	10	0,2%	7	70,0%
Enel Green Power México	10	4,3%	23	4,1%	(13)	-56,5%
Enel Green Power South Africa	61	6,3%	47	6,3%	14	29,8%
Gruppo Enel Américas	23	3,7%	7	5,8%	16	-
Gruppo Enel Chile	80	7,0%	21	7,2%	59	-
Gruppo Endesa[1]	4	1,5%	3	1,7%	1	33,3%
Gruppo Enel Russia	18	8,5%	10	7,2%	8	80,0%
Gruppo EGP India	8	8,3%	1	7,5%	7	-
Gruppo EGP Australia	1	0,2%	1	3,4%	-	-
Enel Green Power Colombia	-		2	1,3%	(2)	-
Enel Produzione	2	2,1%	4	4,3%	(2)	-50,0%
Nuove Energie	1	0,5%	1	0,5%	-	-
Enel Green Power Italia	5	3,3%	1	3,3%	4	-
Enel Green Power Chile	-		4	4,6%	(4)	-
Enel Finance International	12	1,8%	15	1,8%	(3)	-20,0%
Totale[2]	**242**		**162**		**80**	**49,4%**

(1) Il valore del Gruppo EGP Spagna è incluso nel Gruppo Endesa.
(2) Il valore totale del 2021 include anche -5 milioni di euro di oneri finanziari capitalizzati relativi a immobilizzazioni immateriali (7 milioni di euro nel 2020), 4 milioni di euro riferiti ad altre attività non correnti (1 milione di euro nel 2020) e 61 milioni di euro riferiti ad attività possedute per la vendita.

Al 31 dicembre 2021, l'ammontare degli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di immobili, impianti e macchinari è pari a 1.437 milioni di euro.

19. 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 di energia elettrica in Brasile, Costa Rica e Colombia.
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 da contratti con clienti al 31.12.2021	Totale riconosciuto tra le attività finanziarie al 31.12.2021	Totale riconosciuto tra le attività immateriali al 31.12.2021
Enel Distribuição Rio de Janeiro	Stato brasiliano	Distribuzione di energia elettrica	Brasile	1997-2026	5 anni	Sì	112	838	404
Enel Distribuição Ceará	Stato brasiliano	Distribuzione di energia elettrica	Brasile	1998-2028	7 anni	Sì	63	620	395
Enel Green Power Mourão	Stato brasiliano	Produzione di energia elettrica	Brasile	2016-2046	25 anni	No	-	5	-
Enel Green Power Paranapanema	Stato brasiliano	Produzione di energia elettrica	Brasile	2016-2046	25 anni	No	-	23	-
Enel Distribuição Goiás	Stato brasiliano	Distribuzione di energia elettrica	Brasile	2015 - 2045	24 anni	No	252	69	643
Enel Green Power Volta Grande	Stato brasiliano	Generazione di energia elettrica	Brasile	2017 - 2047	26 anni	No	-	243	-
Enel Distribuição São Paulo	Stato brasiliano	Distribuzione di energia elettrica	Brasile	1998-2028	7 anni	No	91	1.001	609
PH Chucas	Istituto Costaricense dell'Elettricità	Impianto idroelettrico	Costa Rica	2012-2031	10 anni	No	-	101	47
USME ZE SAS	Empresa de Transporte del Tercer Milenio - Transmilenio SA	e-Mobility	Colombia	2021-2035	16 anni	No	-	6	-
Fontibon ZE SAS	Empresa de Transporte del Tercer Milenio - Transmilenio SA	e-Mobility	Colombia	2021-2035	16 anni	No	-	47	-
Totale							**518**	**2.953**	**2.098**

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 50 "Attività e passività misurate al fair value".

20. Leasing

Nella seguente tabella viene esposta la movimentazione del diritto d'uso nel corso del 2021.

Milioni di euro	Terreni in leasing	Fabbricati in leasing	Impianti in leasing	Altri beni in leasing	Totale
Totale al 31.12.2020	**707**	**551**	**479**	**438**	**2.175**
Incrementi	442	86	1	203	732
Differenza cambi	37	1	(2)	(1)	35
Ammortamento	(38)	(114)	(34)	(118)	(304)
Altri movimenti	(1)	(7)	(3)	2	(9)
Totale al 31.12.2021	**1.147**	**517**	**441**	**524**	**2.629**

Le passività di leasing e i loro movimenti durante l'anno sono riportati nella tabella che segue.

Milioni di euro	
Totale al 31.12.2020	**2.068**
Incrementi	526
Pagamenti	(165)
Altri movimenti	118
Totale al 31.12.2021	**2.547**
di cui a medio-lungo termine	*2.288*
di cui a breve termine	*259*

Viene precisato che nel corso del 2021, nonostante gli effetti della pandemia, non sono state apportate modifiche o rinegoziazioni alle clausole contenute nei contratti di leasing.

Milioni di euro	
	2021
Ammortamento delle attività consistenti nel diritto di utilizzo	304
Interessi passivi sulle passività del leasing	72
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)	22
Totale	**444**

21. Investimenti immobiliari – Euro 91 milioni

ISP IRF

Milioni di euro	
	2021
Costo storico al netto degli impairment cumulati	159
Fondo ammortamento	56
Consistenza al 31.12.2020	**103**
Differenze di cambio	(1)
Ammortamenti	(3)
Impairment	(4)
Altri movimenti	(4)
Totale variazioni	**(12)**
Costo storico al netto degli impairment cumulati	129
Fondo ammortamento	38
Consistenza al 31.12.2021	**91**

Gli investimenti immobiliari al 31 dicembre 2021 ammontano a 91 milioni di euro e presentano un decremento pari a 12 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 alle perdite di valore di alcuni asset in Italia e Spagna.

Per maggiori dettagli sulla valutazione degli investimenti immobiliari si rimanda alle note 50 "Attività e passività misurate al fair value" e 50.2 "Attività non misurate al fair value nello Stato patrimoniale".

22. Attività immateriali – Euro 18.070 milioni

Il dettaglio e la movimentazione delle attività immateriali relativa all'esercizio 2021 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	44	2.985	12.988	5.452	4.821	10	1.337	1.581	29.218
Fondo ammortamento	23	2.418	1.568	3.344	3.326	4	-	867	11.550
Consistenza al 31.12.2020	**21**	**567**	**11.420**	**2.108**	**1.495**	**6**	**1.337**	**714**	**17.668**
Investimenti	4	91	92	-	117	-	874	478	1.656
Passaggi in esercizio	(1)	335	10	-	202	-	(547)	1	-
Differenze di cambio	(1)	(9)	(238)	23	12	-	(6)	1	(218)
Variazioni perimetro di consolidamento	-	-	1	-	27	-	85	-	113
Dismissioni	-	-	(4)	(8)	1	-	(1)	-	(12)
Ammortamenti	(2)	(289)	(162)	(305)	(369)	-	-	(248)	(1.375)
Impairment	(1)	(1)	-	(126)	(10)	-	-	-	(138)
Ripristini di valore	-	1	-	-	-	-	-	-	1
Altri movimenti	1	49	2	406	(7)	(6)	18	1	464
Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	(1)	(3)	-	-	(84)	-	-	(1)	(89)
Totale variazioni	**(1)**	**174**	**(299)**	**(10)**	**(111)**	**(6)**	**423**	**232**	**402**
Costo storico al netto degli impairment cumulati	43	3.512	12.842	5.781	5.092	-	1.760	2.063	31.093
Fondo ammortamento	23	2.771	1.721	3.683	3.708	-	-	1.117	13.023
Consistenza al 31.12.2021	**20**	**741**	**11.121**	**2.098**	**1.384**	**-**	**1.760**	**946**	**18.070**

Il portafoglio di proprietà intellettuale (anche definita "IP") di Enel enuclea un complesso di informazioni critiche funzionali a una crescita sostenibile. L'ecosistema di Open Innovability® genera innovazione attraverso la creazione e la condivisione di soluzioni interne ed esterne che danno vita a un flusso di idee bisognose di adeguate forme di tutela. La IP garantisce un doppio presidio: da un lato, consente il controllo delle soluzioni inventive, delle tecnologie e delle conoscenze che provengono sia dall'azienda sia dagli ecosistemi di innovazione di cui Enel è parte e nei quali sono coinvolti università, enti di ricerca, fornitori, programmatori e consulenti; d'altro canto, è sempre la IP che consente di propagare in maniera sicura e sostenibile le soluzioni tecnologiche mediante le quali si attuano i programmi di elettrificazione, platformization e stewardship.

Al 31 dicembre 2021 il Gruppo dispone, complessivamente, di 892 titoli per brevetti di invenzione appartenenti a 146 famiglie tecnologiche; di questi, 749 sono titoli concessi e 143 domande pendenti. Si tratta di un portafoglio che assicura protezione su tutti i mercati in cui il Gruppo è presente. Il portafoglio di Enel comprende anche 15 modelli di utilità e 170 registrazioni di design. Unitamente ai brevetti, ai modelli di utilità e ai design figurano tra i diritti di IP anche segreti industriali di natura sia tecnica sia commerciale che vengono costantemente codificati e manutenuti in linea con quanto previsto dalla procedura organizzativa di Trade Secrets Management (v. *infra*). Per quanto riguarda i marchi, il Gruppo è titolare di 1.576 titoli, di cui 1.455 registrazioni già concesse e 121 domande di registrazioni pendenti.

Nella Linea di Business Globale Enel Green Power and Thermal Generation si segnala, in particolare, lo sviluppo di soluzioni tecniche innovative nell'ambito della produzione di energia da fonte rinnovabile solare che puntano ad (i) aumentare la produzione fotovoltaica degli impianti incrementando a livello micro- e nanometrico i meccanismi di trasferimento delle cariche in corrispondenza di diversi strati sia in celle singole a eterogiunzione sia in sistemi tandem e (ii) realizzare un innovativo sistema d'installazione rapida e automatizzabile dei pannelli fotovoltaici su predeterminate strutture di sostegno, consentendo un significativo risparmio in termini di tempi di installazione, un incremento della precisione dell'operazione, della sua scalabilità e quindi della competitività dell'azienda a livello internazionale. Con riferimento a siffatte soluzioni si attestano complessivamente 11 famiglie brevettuali compren-

denti attualmente 28 domande di brevetto nazionali e internazionali pendenti e 7 brevetti nazionali concessi e in corso di validità.
Nell'ambito della Global Infrastructure and Networks il patrimonio brevettuale contribuisce in maniera significativa alla strategia di creazione di piattaforme e sfruttamento di esternalità di rete nel mercato dei servizi, nonché all'automazione della gestione delle utenze. Il progetto Grid Blue Sky, del cui lancio già si era data informativa nel documento dello scorso esercizio, sta contribuendo alla realizzazione di una nuova piattaforma operativa globale per le reti del Gruppo. In considerazione dell'elevata intensità di IP generata, sul progetto sono stati condotti ulteriori approfondimenti che saranno più dettagliatamente illustrati nel prosieguo della presente sezione.

Nella Linea di Business Globale Enel X lo sviluppo di soluzioni con riflesso sul patrimonio IP ha riguardato essenzialmente applicazioni del business della telemedicina e piattaforme in ambito di vivibilità urbana. Nel primo ambito, è particolarmente rilevante l'app Smart Axistance eWell, percorso di salute studiato e gestito dagli specialisti della Fondazione Policlinico Gemelli e reso disponibile attraverso una piattaforma di telemedicina e una app, entrambi realizzati da Enel X e tutelati da copyright. Nel secondo ambito, si segnala il 15 Minutes City Index, indicatore di pianificazione urbana, sviluppato in collaborazione con l'Università di Firenze, su cui Enel X è rispettivamente titolare di un segreto commerciale e di una domanda di brevetto italiana. Attraverso il ricorso agli open data, il 15 Minutes City Index valuta i servizi essenziali (trasporto pubblico, ospedali, scuole, *et similia*), evidenziando per ogni comune e singolo micro-distretto le aree geografiche meno servite (rispetto alla densità della popolazione), e supporta così la pianificazione urbanistica. Per quanto attiene al business della mobilità elettrica, il portafoglio IP presenta una diversificata composizione di forme di protezione, che comprende brevetti per invenzioni, design, trade secret, modelli di utilità e copyright a contenuto tecnologico. In particolare, si segnalano: (i) la famiglia brevettuale relativa alle infrastrutture di ricarica bidirezionali ad alta potenza per la quale è stato inizialmente eseguito un deposito negli Stati Uniti e, successivamente, avviata la procedura a livello internazionale; (ii) i trade secret inerenti alle piattaforme strategiche della mobilità; (iii) il copyright sulla app Juice Pass; (iv) il design comunitario a tutela della forma estetica del Juice Media, prodotto innovativo che consente di offrire contemporaneamente la ricarica elettrica e i servizi di advertising multimediali; e (v) i design della Juice Pole Mini protetti sia in Europa sia in India, Cile, Norvegia, Stati Uniti, Canada e Regno Unito.

Il Gruppo sta, inoltre, investendo risorse nello sviluppo di soluzioni innovative a elevata densità di IP, principalmente nelle forme di protezione autoriale e di segreto commerciale, concernenti modelli climatici e modelli quantitativi avanzati per l'analisi dei sistemi energetici volti a supportare i processi di decarbonizzazione ed elettrificazione nelle principali geografie di interesse, con una visione integrata e rivolta al futuro.
A livello organizzativo e di comunicazione, nel corso del 2021 Enel ha dato seguito a due filoni di azioni finalizzate a conseguire una gestione strategica, responsabile e sostenibile della IP. Da una parte, è stata adottata, a livello Gruppo, una nuova procedura di Intellectual Property Management. Dall'altra, sul solco della ricostruzione del portafoglio IP del Gruppo, compiuta nel corso del 2020, è proseguito il progetto di strutturazione di una reportistica relativa alla proprietà intellettuale, da inquadrarsi nel più ampio ambito della reportistica non finanziaria del Gruppo Enel.

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 2021.

Milioni di euro

	Concedente	Attività	Paese	Periodo della conc.	Periodo residuo della conc.	Opz. di rinnovo	al 31.12.2021	Fair value iniziale
Endesa Distribución Eléctrica	-	Distribuzione di energia elettrica	Spagna	Indefinito	Indefinito	-	5.678	5.673
Codensa	Repubblica della Colombia	Distribuzione di energia elettrica	Colombia	Indefinito	Indefinito	-	1.176	1.839
Enel Distribución Chile (ex Chilectra)	Repubblica del Cile	Distribuzione di energia elettrica	Cile	Indefinito	Indefinito	-	1.254	1.667
Enel Distribución Perú (ex Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte)	Repubblica del Perù	Distribuzione di energia elettrica	Perù	Indefinito	Indefinito	-	525	548
E-Distribuţie Muntenia	Ministero dell'Economia rumeno	Distribuzione di energia elettrica	Romania	2005-2054	33 anni	Sì	119	191

I beni a vita utile indefinita hanno un valore complessivo di 8.633 milioni di euro (8.892 milioni di euro al 31 dicembre 2020) riferibili essenzialmente alle concessioni per l'attività di distribuzione in Spagna (5.678 milioni di euro), Colombia (1.176 milioni di euro), Cile (1.254 milioni di euro) e Perù (525 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. Per maggiori dettagli sulla voce "Accordi per servizi in concessione" si rimanda alla nota 19.

Le "Variazioni del perimetro di consolidamento" dell'esercizio 2021 si riferiscono principalmente all'acquisizione, in Spagna, da parte di Enel Green Power España del 100% di 30 società operanti nel settore delle rinnovabili.

Gli "Impairment" ammontano nel 2021 a 138 milioni di euro e sono principalmente riferiti alla svalutazione relativa alla centrale idroelettrica di PH Chucas; per ulteriori dettagli si rinvia alla nota 11.e.

Gli "Altri movimenti" accolgono i costi di progettazione connessi all'acquisizione di talune società veicolo brasiliane.

23. Avviamento – Euro 13.821 milioni

Milioni di euro	al 31.12.2020			Variazioni perimetro	Differenze cambio	Impairment	Offsetting costo storico con fondo impairment	Altri movimenti	al 31.12.2021		
	Costo storico	Impairment cumulati	Valore netto						Costo storico	Impairment cumulati	Valore netto
Iberia Penisola	11.177	(2.392)	8.785	–	–	–	–	–	11.177	(2.392)	8.785
Cile	1.205	–	1.205	2	2	–	–	–	1.209	–	1.209
Argentina	275	(253)	22	–	–	–	–	–	275	(253)	22
Perù	564	–	564	–	2	–	–	–	566	–	566
Colombia	530	–	530	–	(3)	–	–	–	527	–	527
Brasile	1.273	–	1.273	–	30	–	–	–	1.303	–	1.303
Centro America	25	–	25	(1)	1	–	–	–	25	–	25
Messico	18	(18)	–	–	–	–	–	–	18	(18)	–
Nord America Enel Green Power	70	–	70	–	–	–	–	–	70	–	70
Nord America Enel X	184	–	184	–	15	–	–	–	199	–	199
Asia Pacifico Enel X	84	–	84	–	–	–	–	–	84	–	84
Resto d'Europa Enel X[1]	46	(3)	43	–	–	–	–	–	46	(3)	43
Italia Enel X	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Italia Mercato[2]	580	–	580	–	–	–	–	–	580	–	580
Italia Enel Green Power	20	–	20	–	–	–	–	1	21	–	21
Romania	407	(13)	394	–	(7)	–	–	–	400	(13)	387
Totale	**16.458**	**(2.679)**	**13.779**	**1**	**40**	**–**	**–**	**1**	**16.500**	**(2.679)**	**13.821**

(1) Include anche Tynemouth e Viva Labs.
(2) Include Enel Energia.

Matrice avviamento al 31.12.2021

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro	Totale
Italia Enel Green Power	-	21	-	-	-	-	-	21
Italia Mercato[1]	-	-	-	580	-	-	-	580
Iberia Penisola	-	1.190	5.788	1.807	-	-	-	8.785
Argentina	-	3	19	-	-	-	-	22
Brasile	-	423	880	-	-	-	-	1.303
Cile	-	996	213	-	-	-	-	1.209
Colombia	-	304	223	-	-	-	-	527
Perù	44	202	320	-	-	-	-	566
Centro America	-	25	-	-	-	-	-	25
Romania	-	-	330	57	-	-	-	387
Nord America Enel Green Power	-	70	-	-	-	-	-	70
Nord America Enel X	-	-	-	-	199	-	-	199
Asia Pacifico Enel X	-	-	-	-	84	-	-	84
Resto d'Europa Enel X[2]	-	-	-	-	43	-	-	43
Totale	**44**	**3.234**	**7.773**	**2.444**	**326**	**-**	**-**	**13.821**

(1) Include Enel Energia.
(2) Include anche Tynemouth e Viva Labs.

Matrice avviamento al 31.12.2020

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro	Totale
Italia Enel Green Power	-	20	-	-	-	-	-	20
Italia Mercato[1]	-	-	-	580	-	-	-	580
Iberia	-	1.190	5.788	1.807	-	-	-	8.785
Argentina	-	3	19	-	-	-	-	22
Brasile	-	397	876	-	-	-	-	1.273
Cile	-	992	213	-	-	-	-	1.205
Colombia	-	307	223	-	-	-	-	530
Perù	43	201	320	-	-	-	-	564
Centro America	-	25	-	-	-	-	-	25
Romania	-	-	336	58	-	-	-	394
Nord America Enel Green Power	-	70	-	-	-	-	-	70
Nord America Enel X	-	-	-	-	184	-	-	184
Asia Pacifico Enel X	-	-	-	-	84	-	-	84
Resto d'Europa Enel X[2]	-	-	-	-	43	-	-	43
Totale	**43**	**3.205**	**7.775**	**2.445**	**311**	**-**	**-**	**13.779**

(1) Include Enel Energia.
(2) Include anche Viva Labs.

L'incremento di 42 milioni di euro dell'avviamento è attribuibile maggiormente alla voce "Differenze cambio" pari a 40 milioni di euro e le variazioni principali sono da ricondursi principalmente al Brasile e agli Stati Uniti.

I criteri adottati per l'identificazione delle Cash Generating Unit (CGU) sono basati sulla revenue separation, ritenuto il criterio prevalente in considerazione della natura del business di riferimento tenendo anche conto delle regole di funzionamento e delle normative dei mercati in cui operano, e dell'organizzazione aziendale. Ai fini dei test di impairment relativi all'avviamento, le CGU identificate vengono raggruppate tenendo in considerazione le sinergie attese, coerentemente con la visione strategica e operativa del management, entro il limite dei settori operativi identificati ai fini dell'informativa di settore.

Viene inoltre precisato che nel 2021 le CGU esistenti sono state oggetto di analisi approfondite, finalizzate alla valutazione circa l'eventuale presenza di cambiamenti significativi ai sensi dello IAS 36 paragrafo 72.
Tale analisi ha comportato una modifica delle CGU esistenti, solo per la Spagna, dove nel Territorio Peninsulare le caratteristiche del mercato nonché i livelli di programmazione e di gestione di taluni impianti hanno consentito la piena attuazione della strategia di integrazione della generazione e dei portafogli commerciali, facendo leva sull'intera catena del valore.
Diversa è la situazione per gli asset dei Territori Non Peninsulari (TNP), assoggettati a specifica regolamentazione in virtù delle peculiarità del mercato di riferimento. Secondo la normativa locale, infatti, la remunerazione delle società produttrici di energia elettrica, relativamente all'attività svolta su tali territori, deve avvenire a tariffe regolate sulla base di parametri stabiliti dal regolatore.
Data quindi la peculiarità della regolamentazione locale rispetto a quella della penisola iberica ove la strategia di gestione del parco impianti è pienamente a servizio delle offerte commerciali, risulta evidente che nel 2021 per la Spagna, ai sensi dello IAS 36 paragrafo 72, si è reso necessario effettuare una modifica della CGU esistente. In particolare, sono state individuate distinte CGU relativamente:

- alla penisola iberica (denominata Iberia Penisola), a eccezione dei Territori Non Peninsulari;
- al perimetro dei Territori Non Peninsulari (denominata Iberia TNP) per i quali i relativi flussi di cassa sono ampiamente indipendenti rispetto a quelli generati dalla zona peninsulare in virtù della regolamentazione del mercato di riferimento.

Pertanto, al 31 dicembre 2021, le CGU sono state assoggettate a impairment test in maniera autonoma e, con riferimento agli impianti relativi al perimetro dei Territori Non Peninsulari, è stata rilevata una perdita di valore pari a 1.488 milioni di euro.

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 2021, 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:

- perpetuity, in riferimento ai business di generazione con tecnologia Large Hydro (LH) e distribuzione, in cui licenze e concessioni presentano scadenze a lungo termine e facilmente rinnovabili, e per i business Enel X, 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). Tale metodo 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) e comunque non eccedente il tasso medio di crescita nel lungo termine del mercato di riferimento.

L'analisi dell'impatto dei cambiamenti climatici sui fenomeni rilevanti per il business è un'attività complessa che richiede la costruzione di un framework di scenario e analisi coerenti sulle diverse dimensioni, per i quali si rimanda al paragrafo in calce alla presente nota denominato "Analisi degli scenari di transizione energetica e degli impatti dei cambiamenti climatici utilizzati nei modelli valutativi".

Il Gruppo ha confermato le direttrici strategiche fondate sui trend legati alla transizione energetica. L'impiego di capitali è stato infatti incentrato sulla decarbonizzazione, attraverso lo sviluppo degli asset di generazione da fonte rinnovabile, sulle infrastrutture abilitanti legate allo sviluppo delle reti e sull'implementazione dei modelli a piattaforma, sfruttando al meglio l'evoluzione tecnologica e digitale, che favoriranno l'elettrificazione dei consumi, nonché lo sviluppo di nuovi servizi per i clienti finali. In particolare, nel 2021 la roadmap di decarbonizzazione di Enel è stata aggiornata per cogliere l'accelerazione sullo sviluppo delle rinnovabili e sulla riduzione della capacità termica prevista nel nuovo Piano Strategico 2022-2024 e nelle ambizioni 2030 presentate nel Capital Markets Day 2021, fissando i seguenti obiettivi in linea con l'Accordo di Parigi:

Orizzonte temporale		Obiettivo di riduzione di gas serra (GHG)
Breve termine	2024	• Emissioni dirette Scope 1 a 140 gCO_{2eq}/kWh (-36% rispetto al 2021)
Medio-lungo termine	2030	• Emissioni dirette Scope 1 a 82 gCO_{2eq}/kWh (-80% rispetto al 2017, coerente con un percorso 1,5 °C certificato SBTi) • Riduzione del 55% delle emissioni indirette Scope 3 associate al consumo di gas da parte dei clienti finali rispetto al 2017
Lungo termine	2040	• Piena decarbonizzazione del proprio mix energetico

Si evidenzia inoltre che 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 2022-2050 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;
- 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);
- effettuando analisi di sensitività con riferimento alla stima del tasso di crescita di lungo termine, come meglio dettagliato di seguito.

Il valore d'uso determinato secondo le modalità sopra descritte è risultato superiore a quello iscritto in bilancio per tutte le CGU a eccezione di quanto indicato successivamente.

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, tasso di crescita di lungo periodo e margini, le cui risultanze supportano integralmente tale valore.
Di seguito vengono riportati 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 31.12.2021					al 31.12.2020				
Iberia Penisola	8.785	1,64%	3,93%	3 anni	Perpetuità/25 anni EGP/14 anni G&T	8.785	1,65%	4,06%	3 anni	Perpetuità/24 anni EGP/11 anni G&T
Cile	1.209	2,02%	6,58%	3 anni	Perpetuità/25 anni EGP/6 anni G&T	1.205	1,97%	6,95%	3 anni	Perpetuità/25 anni EGP/7 anni G&T
Argentina	22	24,11%	46,75%	3 anni	Perpetuità/8 anni G&T	275	11,79%	41,61%	3 anni	Perpetuità/1 anno G&T/5 anni LH
Perù	566	2,31%	6,64%	3 anni	Perpetuità/23 anni EGP/9 anni G&T	564	2,30%	6,73%	3 anni	Perpetuità/24 anni EGP/10 anni G&T
Colombia	527	3,11%	8,82%	3 anni	Perpetuità/28 anni EGP/16 anni G&T	530	3,04%	8,54%	3 anni	Perpetuità/28 anni EGP/17 anni G&T
Brasile	1.303	3,30%	9,09%	3 anni	Perpetuità/26 anni EGP/7 anni G&T	1.273	3,25%	9,35%	3 anni	Perpetuità/26 anni EGP/8 anni G&T
Centro America	25	2,03%	7,85%	3 anni	19 anni	25	1,97%	8,15%	3 anni	22 anni
Nord America Enel Green Power	70	2,03%	5,01%	3 anni	26 anni	70	1,97%	5,49%	3 anni	25 anni
Nord America Enel X	199	2,03%	7,62%	3 anni	Perpetuità	184	1,97%	8,25%	3 anni	Perpetuità
Asia Pacifico Enel X	84	2,03%	8,81%	3 anni	Perpetuità	84	2,02%	9,07%	3 anni	Perpetuità
Resto d'Europa Enel X	43	2,03%	8,24%	3 anni	Perpetuità	39	2,02%	8,70%	3 anni	Perpetuità
Italia Enel Green Power	21	1,52%	4,94%	3 anni	Perpetuità/23 anni	20	1,38%	5,44%	3 anni	Perpetuità/24 anni
Italia Mercato	580	1,48%	9,14%	3 anni	15 anni	580	1,30%	9,98%	3 anni	15 anni
Romania	387	2,06%	7,56%	3 anni	Perpetuità/25 anni	394	2,35%	7,98%	3 anni	Perpetuità/26 anni
CGU senza avviamento iscritto ma oggetto di test di impairment in presenza di appositi indicatori previsti da IAS 36										
Iberia - TNP (Territori Non Peninsulari)[4]	-	-	3,42%	5 anni	5 anni	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Australia[5]	-	0,91%	5,50%	3 anni	25 anni	-	1,35%	4,42%	3 anni	26 anni
Messico[6]	-	3,36%	8,77%	3 anni	24 anni	18	1,43%	8,83%	3 anni	25 anni

(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, LH = Large Hydro).
(4) Iberia - TNP: si è reso necessario effettuare il test in seguito al peggioramento delle condizioni di mercato e regolatorie.
(5) Australia: si è reso necessario effettuare il test in seguito al peggioramento delle condizioni di scenario macroeconomico.
(6) Messico: si è reso necessario effettuare il test in seguito al peggioramento delle performance industriali e commerciali.

Al 31 dicembre 2021 dagli impairment test effettuati sulle CGU senza avviamento iscritto è emersa una perdita di valore, al netto dell'effetto fiscale, di 1.116 milioni di euro sulla CGU Iberia - TNP, di 113 milioni di euro sulla CGU Messico e di 21 milioni di euro sulla CGU Australia.

Analisi degli scenari di transizione energetica e degli impatti dei cambiamenti climatici utilizzati nei modelli valutativi

L'analisi dell'impatto dei cambiamenti climatici sui fenomeni rilevanti per il business è un'attività complessa che richiede la costruzione di un framework di scenario e analisi coerenti sulle diverse dimensioni.
In particolare, gli scenari di transizione descrivono le possibili configurazioni industriali e tecnologiche in specifici contesti di evoluzione sociale, economica e di policy, cui corrispondono anche diversi trend di emissione di gas serra (GHG), mentre gli scenari fisici descrivono i possibili trend futuri delle variabili.

Nel 2021 Enel ha rivisto gli scenari di transizione energetica di medio-lungo termine, nell'ambito del framework complessivo che ne assicura la coerenza con gli scenari climatici, definendo tre narrative di scenario alternative.

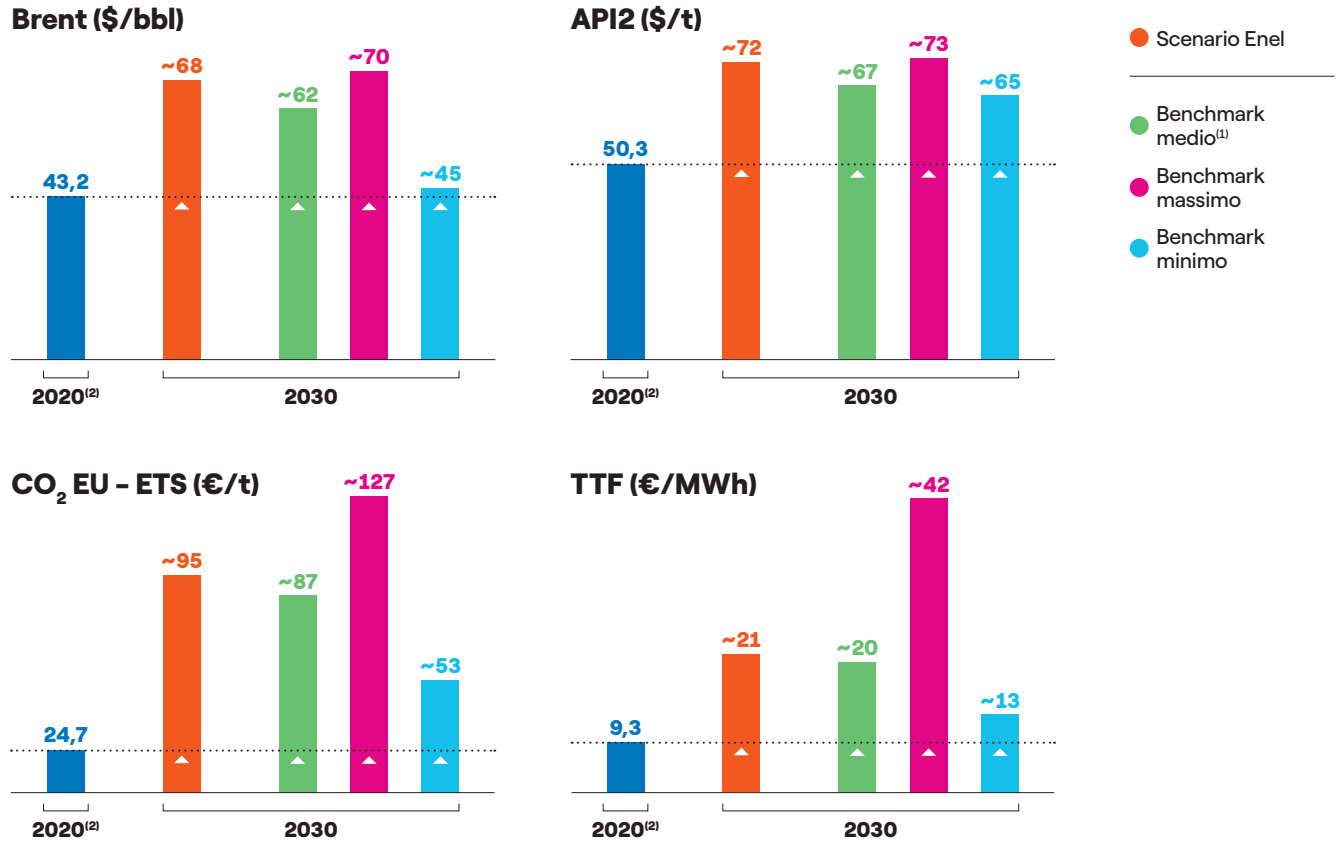
- Scenario *Paris* - Prevede il raggiungimento degli obiettivi dell'Accordo di Parigi, quindi un livello di ambizione climatica significativamente più elevato del business as usual. L'incremento di ambizione è supportato da una maggiore elettrificazione dei consumi e da un crescente sviluppo delle rinnovabili.
- Scenario *Slow Transition* - Scenario caratterizzato da una transizione energetica più lenta, che non consente di raggiungere gli obiettivi dell'Accordo di Parigi. Questo scenario comporta un incremento minore delle rinnovabili e un processo di elettrificazione meno sostenuto rispetto allo scenario Paris, soprattutto nel breve termine (ritardo nell'attuazione della transizione).
- Scenario *Best Place* - È costruito per testare ipotesi migliorative rispetto allo scenario Paris. Anche in questo scenario gli obiettivi dell'Accordo di Parigi sono raggiunti, ma si considera un ventaglio più ampio di opzioni tecnologiche: per esempio, una maggiore penetrazione dell'idrogeno verde, ovvero prodotto tramite elettricità rinnovabile, usato in maniera più diffusa nei settori hard-to-abate, facilitando il processo di decarbonizzazione verso emissioni nette zero.

Enel ha scelto come riferimento per la pianificazione di lungo termine lo scenario *Paris*, che prevede il raggiungimento degli obiettivi dell'Accordo di Parigi, diversamente dallo scorso anno in cui lo scenario di riferimento era a politiche correnti. Ciò nella convinzione che, a livello globale, Governi, imprese, organizzazioni e cittadini parteciperanno efficacemente al comune sforzo di mitigazione delle emissioni di gas serra. L'aumento degli impegni "Net Zero" degli Stati nel corso del 2021, che attualmente coprono l'88% delle emissioni globali[25], e il risultato della COP26 supportano la scelta di eleggere come riferimento di lungo termine per Enel uno scenario che raggiunga gli obiettivi di Parigi. Rispetto alla possibilità di assumere come scenario di riferimento per la pianificazione di lungo termine il raggiungimento dell'obiettivo più sfidante dell'Accordo di Parigi, ovvero di stabilizzare la temperatura media globale entro +1,5 °C, permane evidentemente l'incertezza che alcuni Paesi potrebbero mantenersi su traiettorie inerziali, ritardando il processo di decarbonizzazione verso emissioni nette zero entro il 2050.
Data questa premessa rispetto al contesto esterno, il Gruppo Enel opera un modello di business 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. Enel ha fissato un obiettivo a lungo termine 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).

Le assunzioni sugli andamenti dei prezzi delle commodity in input allo scenario *Paris* 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 stabilizzazione dei prezzi del carbone, dovuta alla domanda in decrescita. Per quanto riguarda il gas, si ritiene che le tensioni sul prezzo si allenteranno 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.

(25) Al 28 dicembre 2021.

Di seguito, i valori indicati come "Scenario Enel" rappresentano le assunzioni dello scenario di riferimento del Gruppo, utili per diverse applicazioni, quali quelle relative ad attività di pianificazione e valutazioni di impairment.



(1) Fonte: IEA, Sustainable Development Scenario e Net Zero 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.
(2) Consuntivo.

I due scenari alternativi *Slow Transition* e *Best Place* vengono utilizzati per gli stress test strategici, la valutazione dei rischi e l'identificazione di opportunità di business.

Tra le proiezioni climatiche sviluppate dall'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) su scala globale, il Gruppo ne ha selezionate tre:

- SSP1-RCP 2.6: compatibile con un range di riscaldamento globale al disotto dei 2 °C, rispetto ai livelli preindustriali (1850-1900), entro il 2100. Nelle analisi che considerano sia variabili fisiche sia variabili di transizione, il Gruppo associa questo scenario agli scenari *Paris e Best Place;*
- 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. Tale scenario proietta un riscaldamento globale coerente con l'intorno delle stime di incremento di temperatura che considerano le policy correnti a livello globale[26]; nelle analisi che considerano sia variabili fisiche sia variabili di transizione, il Gruppo associa questo scenario allo scenario *Slow 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.

Di seguito vengono descritti gli effetti complessivi degli scenari di transizione e degli scenari fisici sulla domanda elettrica nei principali Paesi in cui opera il Gruppo.

(26) Climate Action Tracker Thermometer, stime di riscaldamento globale al 2100 considerando le attuali "policies & actions" e "2030 targets only" (aggiornamento novembre 2021).

Italia e Spagna

Tramite l'utilizzo di modelli di sistema energetico integrati è possibile quantificare le singole domande di servizio di un Paese. Tale livello di dettaglio consente quindi di discriminare gli specifici effetti che un cambiamento della temperatura può avere sul fabbisogno energetico.

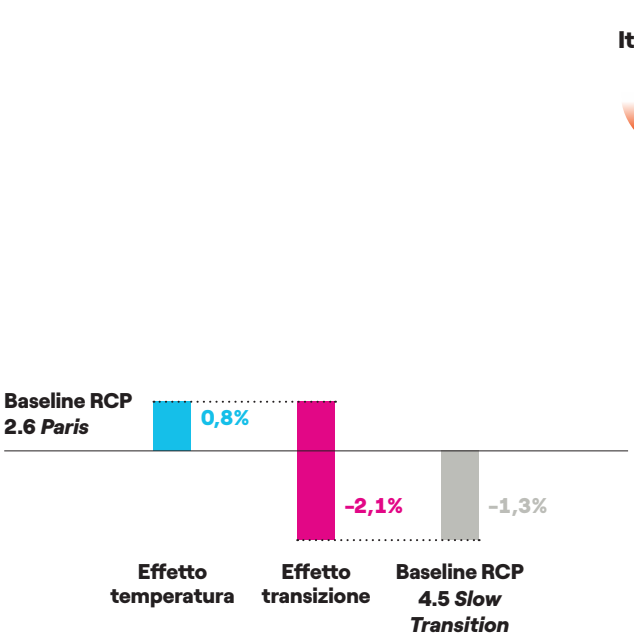
In maniera analoga a quanto evidenziato lo scorso anno, la velocità della transizione energetica ha un impatto sul livello di domanda elettrica ben maggiore rispetto agli effetti dell'incremento della temperatura derivanti dal cambiamento climatico: le politiche di decarbonizzazione, insieme all'innovazione tecnologica, alla responsabilità sociale e al conseguente mutamento del comportamento dei consumatori avranno un ruolo attivo nell'evoluzione della domanda elettrica e del mix energetico in generale. In ogni caso, però, dall'analisi risulta evidente come un aumento della temperatura derivante dal cambiamento climatico determini un incremento della domanda elettrica, seppur contenuto nel range del punto percentuale sia per l'Italia sia per la Spagna.

Considerando la vista integrata, l'effetto potenziale di scenari di transizione più ambiziosi ha un impatto più significativo sulla domanda elettrica rispetto all'incremento di temperatura conseguente al cambiamento climatico.

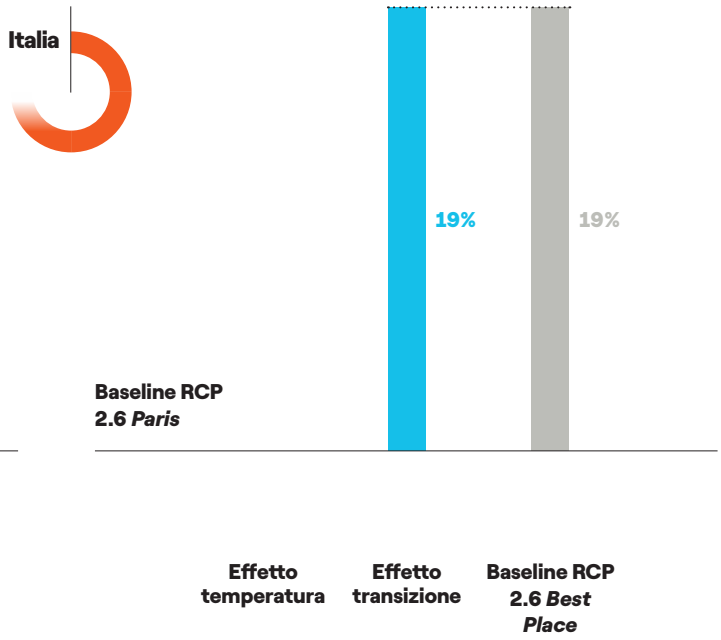
Se da un lato i trend relativi ai gradi giorno (HDD e CDD)[27] nei vari scenari climatici sono simili tra i due Paesi, per quanto riguarda la domanda elettrica le differenze percentuali della Spagna tra i tre scenari sono inferiori rispetto all'Italia. La differenza sostanziale riguarda il sistema energetico al 2030: per la Spagna, infatti, il piano energetico nazionale già in essere risulta molto ambizioso e in linea con un pathway climatico RCP 2.6, pertanto lo scenario di transizione lenta risulta più vicino allo scenario *Paris*. Di conseguenza, ci si attende meno variabilità in termini di evoluzione del sistema energetico e quindi di domanda elettrica nel periodo 2031-2050.

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

Da *Paris* RCP 2.6 a *Slow Transition* RCP 4.5



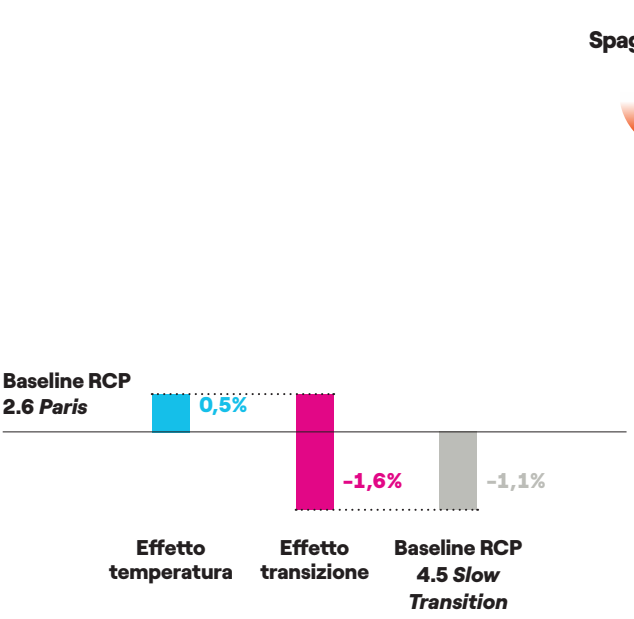
Da *Paris* RCP 2.6 a *Best Place* RCP 2.6



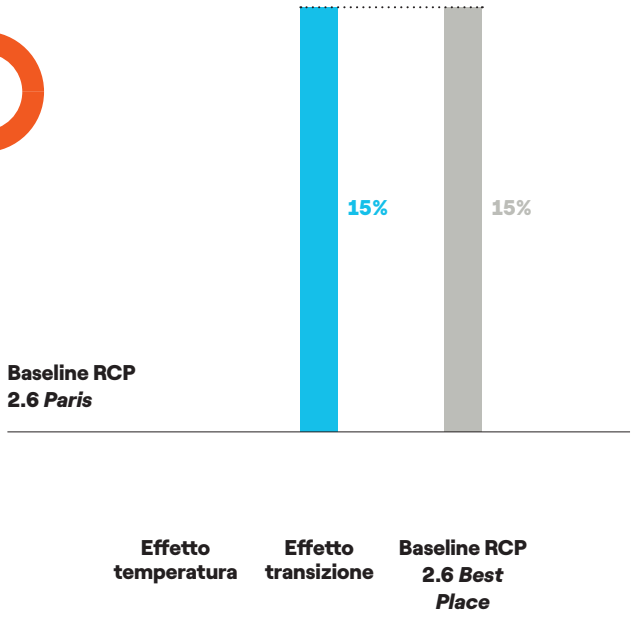
(27) Heating Degree Days (HDD); Cooling Degree Days (CDD).

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

Da *Paris* RCP 2.6 a *Slow Transition* RCP 4.5



Da *Paris* RCP 2.6 a *Best Place* RCP 2.6



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. Assumere un tale ulteriore incremento della temperatura, a parità di transizione energetica, porta a una variazione più contenuta della domanda pari a -0,8% per l'Italia e -0,6% per la Spagna.

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

		Paris vs Slow Transition RCP 4.5			*Paris vs Slow Transition* RCP 8.5			*Paris vs Best Place*		
		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	2022-2030	-1,3%	0,0%	-1,3%	-1,3%	0%	-1,3%	2,7%	0,0%	2,7%
	2031-2050	-2,1%	0,8%	-1,3%	-2.1%	1,3%	-0,8%	19,0%	0,0%	19,0%
Spagna	2022-2030	-0,9%	0,0%	-0,9%	-0,9%	0,0%	-0,9%	3,1%	0,0%	3,1%
	2031-2050	-1,6%	0,5%	-1,1%	-1,6%	0,9%	-0,6%	15,2%	0,0%	15,2%

Come considerazione finale è tuttavia doveroso evidenziare che, negli anni futuri, un'elettrificazione del servizio di riscaldamento sul settore residenziale superiore a quella stimata potrebbe cambiare in entrambi i Paesi sia il segno sia 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 attraverso modelli econometrici di previsione basati sull'elasticità storica.

Dalle analisi effettuate si evince che il Brasile potrebbe riscontrare un aumento della domanda significativo a causa dell'incremento della temperatura, aumento stimato tra lo 0,8% e l'1,5% della domanda prospettica (calcolata come media delle previsioni di domanda nel periodo 2030-2050). Il fattore trainante sarebbe la maggior domanda per raffrescamento prevista nel Paese; tale variazione viene confermata anche utilizzando un approccio modellistico di sistema. Tali stime sono comunque soggette a un rilevante grado di incertezza data la volatilità della crescita economica brasiliana.

Anche in Argentina rileviamo un possibile aumento della domanda legato a un aumento della temperatura, stimato tra lo 0,3% e lo 0,6% della domanda prospettica; analogamente al Brasile, tale stima è ampiamente dipendente dalla componente macroeconomica di questo Paese in termini di domanda elettrica.

Stesse considerazioni possono essere estese anche agli altri Paesi di presenza del Gruppo. In particolare, nel resto del Sud America, dove analogamente osserviamo un'elasticità positiva della domanda elettrica alle temperature, l'atteso innalzamento delle temperature risulterebbe comunque meno impattante rispetto alle dinamiche legate alla crescita economica. In Cile e Colombia, infatti, le evidenze storiche mostrano ancora un forte coupling tra la crescita della domanda elettrica e la crescita del PIL, con la domanda del settore industriale che arriva a pesare circa il 50% sui consumi elettrici. Inoltre, la variabilità del contesto macroeconomico potrebbe avere ripercussioni sull'elettrificazione dei settori residenziali e terziario, che rappresentano i driver più immediati dell'incremento della domanda elettrica in caso di aumento delle temperature.

Riportiamo di seguito una tabella di sintesi con i range dei principali effetti di temperatura per i Paesi del Sud America ottenuti applicando un intervallo di confidenza del 95% al nostro caso base.

Limite superiore

Paese	Effetto di temperatura (medio annuo)			
	Da RCP 2.6 a RCP 4.5		Da RCP 2.6 a RCP 8.5	
	TWh	%	TWh	%
Argentina	0,68	0,3	1,37	0,6
Brasile	7,92	0,8	15,83	1,5
Cile	0,05	0,0	0,10	0,1
Colombia	0,08	0,1	0,17	0,1

Limite inferiore

Paese	Effetto di temperatura (medio annuo)			
	Da RCP 2.6 a RCP 4.5		Da RCP 2.6 a RCP 8.5	
	TWh	%	TWh	%
Argentina	0,57	0,3	1,15	0,5
Brasile	2,48	0	4,96	0
Cile	0,01	0,0	0,01	0,0
Colombia	0,02	0,0	0,05	0,0

Effetto della variazione delle temperature sulla domanda elettrica di Paesi del Gruppo in America Latina (media 2030-2050).



24. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite – Euro 11.034 milioni ed euro 9.259 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 31.12.2020							**al 31.12.2021**
Attività per imposte anticipate:								
- differenze di valore su immobilizzazioni materiali e immateriali	2.123	342	-	-	(7)	11	-	2.469
- accantonamenti per rischi e oneri e impairment con deducibilità fiscale differita	1.725	340	1	-	(4)	(27)	-	2.035
- perdite fiscalmente riportabili	508	249	-	-	10	18	-	785
- valutazione strumenti finanziari	561	53	1.622	-	5	7	-	2.248
- benefici al personale	898	(16)	(9)	-	2	(4)	-	871
- altre partite	2.763	(133)	(6)	-	13	(8)	(3)	2.626
Totale	**8.578**	**835**	**1.608**	**-**	**19**	**(3)**	**(3)**	**11.034**
Passività per imposte differite:								
- differenze su immobilizzazioni e attività finanziarie	5.442	141	3	-	(83)	54	(19)	5.538
- valutazione strumenti finanziari	470	(107)	1.150	-	7	7	-	1.527
- altre partite	1.885	275	10	10	19	4	(9)	2.194
Totale	**7.797**	**309**	**1.163**	**10**	**(57)**	**65**	**(28)**	**9.259**

Attività per imposte anticipate non compensabili	**6.346**
Passività per imposte differite non compensabili	**4.230**
Passività per imposte differite nette compensabili	**341**

Le "Attività per imposte anticipate" iscritte in bilancio al 31 dicembre 2021, in quanto sussiste la ragionevole certezza della loro recuperabilità, sono pari a 11.034 milioni di euro (8.578 milioni di euro al 31 dicembre 2020).
Le imposte anticipate nel corso dell'anno si incrementano di 2.456 milioni di euro, sostanzialmente per la rilevazione di maggiori imposte anticipate associate ai seguenti fenomeni:

- gli impairment principalmente in Italia e Spagna;
- l'andamento del fair value dei derivati di cash flow hedge;
- gli accantonamenti per smantellamento, ristrutturazione e digitalizzazione principalmente in Italia.

Si fa presente che non sono state accertate imposte anticipate (per 187 milioni di euro) su perdite fiscali pregresse e del periodo complessivamente pari a 754 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 9.259 milioni di euro al 31 dicembre 2021 (7.797 milioni di euro al 31 dicembre 2020) 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 aumentano complessivamente di 1.462 milioni di euro, in particolare per effetto:

- dell'andamento del fair value dei derivati di cash flow hedge;
- delle riforme fiscali in Argentina e Colombia.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati dai riversamenti di imposte differite a seguito di ammortamento e impairment dei valori allocati in passato sulle attività materiali e immateriali al momento dell'acquisizione del controllo per effetto delle Purchase Price Allocation.

25. Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – Euro 704 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		Quota %	Impatto a Conto economico	Variazioni perimetro	Dividendi	Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	Altri movimenti		Quota %
	al 31.12.2020							al 31.12.2021	
Società a controllo congiunto									
Slovak Power Holding	104	50,0%	523	–	–	–	(627)	–	50,0%
EGPNA Renewable Energy Partners	115	20,0%	8	–	–	–	(2)	121	20,0%
Zacapa Topco Sàrl	115	20,6%	(1)	–	–	(2)	2	114	20,6%
Società progetto Kino	40	20,0%	(19)	–	–	–	–	21	20,0%
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	46	43,8%	(17)	–	(16)	–	(1)	12	43,8%
Rocky Caney Holding	45	20,0%	5	–	–	–	–	50	20,0%
Drift Sand Wind Project	35	50,0%	3	–	–	–	2	40	50,0%
Front Marítim del Besòs	33	61,4%	–	–	–	–	–	33	61,4%
Enel Green Power Bungala	31	51,0%	–	(31)	–	–	–	–	100,0%
Rusenergosbyt	46	49,5%	44	–	(42)	–	3	51	49,5%
Energie Electrique de Tahaddart	22	32,0%	1	–	(2)	–	(3)	18	32,0%
Transmisora Eléctrica de Quillota	9	50,0%	–	–	(6)	–	(3)	–	–
PowerCrop	2	50,0%	4	–	(2)	(1)	(3)	–	50,0%
Società collegate									
CESI	60	42,7%	–	–	–	–	(1)	59	42,7%
Tecnatom	28	45,0%	(2)	–	–	–	1	27	45,0%
Suministradora Eléctrica de Cádiz	12	33,5%	3	–	(5)	–	–	10	33,5%
Compañía Eólica Tierras Altas	8	37,5%	1	–	(1)	–	–	8	37,5%
Cogenio Srl	12	20,0%	2	–	(1)	–	(1)	12	20,0%
Altre minori	98		16	4	(16)	(1)	27	128	
Totale	**861**		**571**	**(27)**	**(91)**	**(4)**	**(606)**	**704**	

La partecipazione in Slovak Power Holding viene valutata con il metodo del patrimonio netto. In considerazione di specifici accordi tale valore può essere adeguato al minor valore derivante dall'applicazione di una "formula prezzo" che regola la possibile cessione della partecipazione stessa e che soggiace a molteplici condizioni da valutare in base alla probabilità di accadimento di diversi scenari. Al 31 dicembre 2020 il valore di fair value calcolato in base alla sopracitata formula prezzo era più basso del valore ottenuto attraverso il metodo del patrimonio netto e ne fissava il valore a 104 milioni di euro. Nel corso del 2021, per effetto della rilevazione di una significativa riduzione delle riserve OCI relativa ai derivati di copertura pari a 687 milioni di euro e del riconoscimento a Conto economico dei risultati del periodo e di quelli pregressi non rilevati in precedenza (per effetto degli adeguamenti al minor valor del fair value) pari a 555 milioni di euro, il valore della partecipazione si è completamente azzerato. Addizionalmente è stato costituito un fondo svalutazione partecipazioni pari a 28 milioni di euro.

A parte quanto già commentato, la variazione delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è prevalentemente riconducibile:

- ai dividendi distribuiti nel periodo per 91 milioni di euro principalmente da Rusenergosbyt e da Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica;
- agli effetti delle variazioni di perimetro, relativi principalmente al consolidamento delle società appartenenti al Gruppo Enel Green Power Bungala, precedentemente valutate con il metodo del patrimonio netto per 31 milioni di euro.

Tali effetti negativi sono stati compensati dall'"Impatto a Conto economico", che include i risultati positivi e negativi rilevati dalle società, in proporzione alla quota di interessenza del Gruppo Enel nelle stesse, e si riferisce principalmente al contributo positivo di Rusenergosbyt per 44 milioni di euro. 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 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Società a controllo congiunto						
Slovak Power Holding	12.194	10.813	1.854	676	14.048	11.489
Zacapa Topco Sàrl	1.393	1.253	176	117	1.569	1.370
Rusenergosbyt	3	2	141	120	144	122
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	34	82	107	128	141	210
Energie Electrique de Tahaddart	49	62	22	18	71	80
Società collegate						
CESI	198	202	28	25	226	227
Tecnatom	61	60	58	58	119	118
Suministradora Eléctrica de Cádiz	64	67	36	32	100	99
Compañía Eólica Tierras Altas	19	21	6	3	25	24

Milioni di euro	Totale ricavi		Risultato prima delle imposte		Risultato netto delle continuing operations	
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Società a controllo congiunto						
Slovak Power Holding	3.417	2.954	190	163	137	120
Zacapa Topco Sàrl	267	221	15	7	(4)	(3)
Rusenergosbyt	2.288	2.198	112	112	90	90
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	126	114	(7)	17	(16)	8
Energie Electrique de Tahaddart	36	33	7	5	4	3
Società collegate						
CESI	140	122	(7)	(14)	(8)	(16)
Tecnatom	97	78	7	(5)	7	(5)
Suministradora Eléctrica de Cádiz	14	25	10	21	8	14
Compañía Eólica Tierras Altas	13	8	4	-	3	-

Passività non correnti		Passività correnti		Totale passivo		Patrimonio netto	
al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
6.762	6.922	5.369	802	12.131	7.724	1.917	3.765
871	729	143	90	1.014	819	555	551
-	-	120	106	120	106	24	16
25	21	14	33	39	54	102	156
4	5	10	6	14	11	57	69
25	17	-	-	25	17	201	210
24	23	26	33	50	56	69	62
23	18	48	45	71	63	29	36
2	2	3	2	5	4	20	20

26. Derivati

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Contratti derivati attivi	2.772	1.236	22.791	3.471
Contratti derivati passivi	3.339	3.606	24.607	3.531

Con riferimento ai contratti derivati classificati tra le attività finanziarie non correnti, si rimanda a quanto commentato nella nota 49 rispettivamente per i derivati di copertura e i derivati di trading.

27. Attività/(Passività) non correnti/correnti derivanti da contratti con i clienti

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Attività derivanti da contratti con i clienti	530	304	121	176
Passività derivanti da contratti con i clienti	6.214	6.191	1.433	1.275

Le attività non correnti derivanti da contratti con i clienti si riferiscono principalmente alle attività in fase di realizzazione derivanti da accordi per servizi pubblici in concessione "public-to-private" rilevati secondo quanto previsto dall'IFRIC 12, con scadenza oltre i 12 mesi (517 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 2021 comprende investimenti del periodo per un ammontare pari a 907 milioni di euro.
Le attività correnti derivanti da contratti con i clienti accolgono principalmente le attività per lavori e servizi in corso su ordinazione (98 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 2021 delle passività non correnti derivanti da contratti con i clienti è da attribuire principalmente alla distribuzione in Italia (3.252 milioni di euro), Spagna (2.521 milioni di euro) e Romania (438 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 1.016 milioni di euro rilevate principalmente in Italia e Spagna, nonché le passività per lavori in corso su ordinazione (392 milioni di euro).

Come richiesto dall' IFRS 15 si riporta di seguito il riversamento a Conto economico per classe temporale delle passività derivanti da contratti con i clienti.

Milioni di euro		
	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Entro 1 anno	1.433	1.275
Entro 2 anni	498	481
Entro 3 anni	480	461
Entro 4 anni	479	460
Entro 5 anni	477	459
Oltre 5 anni	4.280	4.330
Totale	**7.647**	**7.466**

28. Altre attività finanziarie non correnti – Euro 5.704 milioni

Milioni di euro				
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	2021-2020	
Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value	72	70	2	2,9%
Crediti e titoli inclusi nell'indebitamento finanziario netto (vedi nota 28.1)	2.692	2.745	(53)	-1,9%
Accordi per servizi in concessione	2.890	2.300	590	25,7%
Risconti attivi finanziari non correnti	50	44	6	13,6%
Totale	**5.704**	**5.159**	**545**	**10,6%**

Le "Altre attività finanziarie non correnti" si incrementano di 545 milioni di euro principalmente per effetto dell'aumento delle attività finanziarie relative agli accordi per servizi in concessione in Brasile e Costa Rica. Tale effetto è parzialmente compensato dal decremento dei crediti inclusi nell'indebitamento finanziario netto, come dettagliato nella nota 28.1.

Di seguito il dettaglio della voce "Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value".

Milioni di euro					
	al 31.12.2021	Quota %	al 31.12.2020	Quota %	2021-2020
Empresa Propietaria de la Red SA	5	11,1%	5	11,1%	-
European Energy Exchange	13	2,4%	13	2,4%	-
Athonet Srl	7	16,0%	7	16,0%	-
Korea Line Corporation	1	0,3%	1	0,3%	-
Hubject GmbH	10	12,5%	10	12,5%	-
Termoeléctrica José de San Martín SA	11	4,2%	10	3,3%	1
Termoeléctrica Manuel Belgrano SA	12	4,7%	11	3,7%	1
Altre	13		13		-
Totale	**72**		**70**		**2**

28.1 Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto – Euro 2.692 milioni

Milioni di euro				
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	2021-2020	
Titoli	403	408	(5)	-1,2%
Crediti finanziari diversi	2.289	2.337	(48)	-2,1%
Totale	**2.692**	**2.745**	**(53)**	**-1,9%**

I "Titoli" sono rappresentati soprattutto da strumenti finanziari valutati al fair value a patrimonio netto nei quali le società assicurative olandesi investono parte della loro liquidità.

La riduzione dei "crediti finanziari diversi" è principalmente riconducibile ai seguenti fenomeni:

- alla riduzione di crediti in Enel SpA, per 271 milioni di euro, connessi essenzialmente alla cessione della partecipazione in Open Fiber;
- alla riclassifica della quota a breve termine dei crediti finanziari, per 90 milioni di euro, in e-distribuzione relativamente al credito verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (55 milioni di euro), nonché al credito relativo al rimborso degli oneri straordinari sostenuti dai distributori per il programma di dismissione anticipata dei contatori elettromeccanici sostituiti con quelli elettronici (35 milioni di euro).

Tali effetti sono stati parzialmente compensati:

- da un incremento di crediti finanziari per 198 milioni di euro in Enel Finance International che si riferisce prevalentemente al finanziamento di Slovak Power Holding BV;
- da un incremento di crediti finanziari per 42 milioni di euro per depositi;
- dall'adeguamento di valore per 25 milioni di euro del credito vantato da Enel Produzione verso EP Slovakia BV relativo alla cessione del 50% della partecipazione in Slovak Power Holding.

29. Altre attività finanziarie correnti – Euro 8.645 milioni

Milioni di euro				
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	2021-2020	
Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto (vedi nota 29.1)	8.467	4.971	3.496	70,3%
Altre	178	142	36	25,4%
Totale	**8.645**	**5.113**	**3.532**	**69,1%**

Le "Altre attività finanziarie correnti" si incrementano di 3.532 milioni di euro principalmente per l'aumento delle attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto, come dettagliato nella nota 29.1, nonché per l'aumento della quota corrente delle attività finanziarie relative agli accordi per servizi in concessione.

29.1 Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento – Euro 8.467 milioni

Milioni di euro				
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	2021-2020	
Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine	1.538	1.428	110	7,7%
Titoli al FVTPL	1	-	1	-
Titoli al FVOCI	87	67	20	29,9%
Crediti finanziari e cash collateral	6.485	3.223	3.262	-
Altre	356	253	103	40,7%
Totale	**8.467**	**4.971**	**3.496**	**70,3%**

La variazione della voce è principalmente riconducibile:

- per 3.262 milioni di euro ai maggiori cash collateral versati alle controparti per l'operatività su contratti derivati;
- per 110 milioni di euro all'incremento della quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine determinata essenzialmente:
  - dall'incremento del credito finanziario relativo al deficit del sistema elettrico spagnolo (47 milioni di euro);
  - dall'incremento dei crediti finanziari per depositi cauzionali (61 milioni di euro).

30. Altre attività non correnti – Euro 3.268 milioni

Milioni di euro				
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	2021-2020	
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	242	186	56	30,1%
Altri crediti	3.026	2.308	718	31,1%
Totale	**3.268**	**2.494**	**774**	**31,0%**

I "Crediti verso operatori istituzionali di mercato" aumentano di 56 milioni di euro rispetto al precedente esercizio, principalmente in Spagna relativamente all'attività di distribuzione.

La voce "Altri crediti" al 31 dicembre 2021 include principalmente crediti tributari per 2.286 milioni di euro (1.539 milioni di euro al 31 dicembre 2020), depositi cauzionali per 340 milioni di euro (330 milioni di euro a fine 2020) e contributi non monetari da ricevere relativi a certificati verdi per 56 milioni di euro (73 milioni di euro al 31 dicembre 2020).
La variazione dell'anno è conseguenza prevalentemente dell'iscrizione dei crediti tributari registrati da società di distribuzione, riconducibili al contenzioso relativo all'applicazione dei tributi PIS/COFINS in Brasile per 596 milioni di euro.

31. Altre attività correnti - Euro 5.002 milioni

ISP IRF

Milioni di euro				
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	2021-2020	
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	2.205	1.265	940	74,3%
Anticipi a fornitori	326	309	17	5,5%
Crediti verso il personale	29	30	(1)	-3,3%
Crediti verso altri	1.071	956	115	12,0%
Crediti tributari diversi	1.164	848	316	37,3%
Ratei e risconti attivi correnti	207	170	37	21,8%
Totale	**5.002**	**3.578**	**1.424**	**39,8%**

I "Crediti verso operatori istituzionali di mercato" includono principalmente i crediti relativi al sistema Italia per 1.519 milioni di euro (890 milioni di euro al 31 dicembre 2020) e al sistema Spagna per 667 milioni di euro (337 milioni di euro al 31 dicembre 2020). 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 (346 milioni di euro) e da Servizio Elettrico Nazionale (1.046 milioni di euro) e connessi essenzialmente a meccanismi di perequazione.

L'aumento dei "Crediti tributari diversi" per 316 milioni di euro è riconducibile principalmente ai maggiori crediti per imposte indirette e tasse in Spagna (169 milioni di euro) e America Latina (194 milioni di euro), ed è parzialmente compensato dalla diminuzione degli stessi registrata in Italia (42 milioni di euro).

I "Crediti verso altri" si incrementano prevalentemente per i maggiori crediti per derivati esitati su commodity per 303 milioni di euro, registrati soprattutto in Italia e in Spagna, parzialmente compensati dai minori crediti per depositi cauzionali e dall'incremento del fondo perdite attese.

32. Rimanenze - Euro 3.109 milioni

ISP IRF

Milioni di euro				
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	2021-2020	
Materie prime, sussidiarie e di consumo:				
- combustibili	1.023	595	428	71,9%
- materiali, apparecchi e altre giacenze	1.793	1.542	251	16,3%
Totale	**2.816**	**2.137**	**679**	**31,8%**
Certificati ambientali:				
- CO_2 emissioni inquinanti	139	159	(20)	-12,6%
- certificati verdi	3	5	(2)	-40,0%
- certificati di efficienza energetica	16	7	9	-
Totale	**158**	**171**	**(13)**	**-7,6%**
Immobili destinati alla vendita	49	52	(3)	-5,8%
Acconti	86	41	45	-
TOTALE	**3.109**	**2.401**	**708**	**29,5%**

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 l'incremento complessivo delle rimanenze, pari a 708 milioni di euro, è da ricondurre principalmente alle maggiori giacenze di combustibili e materiali, apparecchi e altre giacenze registrate soprattutto in Italia (358 milioni di euro), Spagna (195 milioni di euro) e America Latina (89 milioni di euro), in particolare con riferimento alle giacenze di gas destinato a soddisfare i fabbisogni del Gruppo e ai maggiori stock di materiali di bassa e media tensione.

33. Crediti commerciali - Euro 16.076 milioni

Milioni di euro				
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	2021-2020	
Clienti:				
- vendita e trasporto di energia elettrica	10.111	7.986	2.125	26,6%
- distribuzione e vendita di gas	2.658	900	1.758	-
- altre attività	3.158	2.945	213	7,2%
Totale crediti verso clienti	**15.927**	**11.831**	**4.096**	**34,6%**
Crediti commerciali verso società collegate e a controllo congiunto	149	215	(66)	-30,7%
TOTALE	**16.076**	**12.046**	**4.030**	**33,5%**

I crediti verso clienti sono iscritti al netto del relativo fondo svalutazione, che a fine esercizio è pari a 3.663 milioni di euro, a fronte di un saldo di 3.287 milioni di euro registrato alla fine del periodo precedente.
Nello specifico l'incremento dell'esercizio, complessivamente pari a 4.030 milioni di euro, è rilevato principalmente in Italia (1.495 milioni di euro), in Spagna (1.625 milioni di euro) e in America Latina (728 milioni di euro) ed è dovuto ai maggiori crediti per la vendita e il trasporto dell'energia elettrica e del gas rilevati nel corso dell'esercizio, parzialmente compensati dall'incremento degli accantonamenti al netto dei rilasci del fondo svalutazione.
Per maggiori dettagli sui crediti commerciali si rimanda alla nota 46 "Strumenti finanziari per categoria".

34. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti - Euro 8.858 milioni

Le disponibilità liquide, dettagliate nella tabella successiva, si sono incrementate per 2.952 milioni di euro per effetto dei maggiori cash collateral versati dalle controparti per l'operatività su contratti derivati, parzialmente compensati dal decremento registrato soprattutto nella Capogruppo per le uscite di cassa legate alle acquisizioni di ulteriori quote partecipative nelle società controllate in America Latina.

Milioni di euro				
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	2021-2020	
Depositi bancari e postali	8.118	5.699	2.419	42,4%
Denaro e valori in cassa	8	42	(34)	-81,0%
Altri investimenti di liquidità	732	165	567	-
Totale	**8.858**	**5.906**	**2.952**	**50,0%**

35. Attività e passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita – Euro 1.242 milioni ed euro 962 milioni

La movimentazione delle attività possedute per la vendita nell'esercizio 2021 è di seguito dettagliata.

Milioni di euro

	al 31.12.2020	Riclassifica da/a attività correnti e non	Dismissioni e variaz. perimetro di consolid.	Investimenti	Altri movimenti	al 31.12.2021
Immobili, impianti e macchinari	781	3	(42)	111	46	899
Attività immateriali	58	88	(2)	-	-	144
Avviamento	-	1	-	-	-	1
Attività per imposte anticipate	18	3	-	-	(5)	16
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	489	4	(614)	-	125	4
Attività finanziarie non correnti	11	30	-	-	(1)	40
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	29	13	(1)	-	3	44
Rimanenze, crediti commerciali e altre attività correnti	30	45	(4)	-	23	94
Totale	**1.416**	**187**	**(663)**	**111**	**191**	**1.242**

Le passività, invece, si movimentano nell'esercizio 2021 nel seguente modo:

Milioni di euro

	al 31.12.2020	Riclassifica da/a passività correnti e non	Dismissioni e variaz. perimetro di consolid.	Altri movimenti	al 31.12.2021
Finanziamenti a lungo termine	687	-	-	95	782
Fondi rischi e oneri quota non corrente	2	6	(1)	3	10
Passività per imposte differite	17	28	(1)	2	46
Passività finanziarie non correnti	57	-	-	(17)	40
Altre passività non correnti	-	5	-	-	5
Finanziamenti a breve termine	-	2	-	-	2
Altre passività finanziarie correnti	12	-	-	(6)	6
Debiti commerciali e altre passività correnti	33	54	(1)	(15)	71
Totale	**808**	**95**	**(3)**	**62**	**962**

Le attività e le passività possedute per la vendita al 31 dicembre 2021 ammontano, rispettivamente, a 1.242 milioni di euro e 962 milioni di euro e fanno riferimento principalmente ad alcune società rinnovabili destinate alla vendita in Africa e ad alcune società di Enel X in Italia, che a seguito delle decisioni assunte dal management rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la classificazione in tali voci.

Nel corso del 2021 sono state realizzate alcune cessioni precedente classificate come disponibili per la vendita; in particolare, è avvenuta la cessione della partecipazione detenuta da Enel SpA in Open Fiber, delle società di Enel Green Power in Bulgaria e dell'impianto solare detenuto dalla società panamense Llano Sanchez Solar Power One SA.

Infine, si segnala che nel 2020 la voce accoglieva il ramo d'azienda di Enel Produzione costituito dal sito "Ettore Majorana" di Termini Imerese (4 milioni di euro), che nel 2021 è stato nuovamente classificato nella voce "Immobili, impianti e macchinari" in quanto è stato risolto il contratto preliminare di vendita.

36. Patrimonio netto totale - Euro 42.342 milioni

36.1 Patrimonio netto del Gruppo - Euro 29.653 milioni

Milioni di euro			
	2021	**2020**	**2021-2020**
Capitale sociale	**10.167**	**10.167**	**-**
Riserva azioni proprie	**(36)**	**(3)**	**(33)**
Altre riserve	**1.721**	**(39)**	**1.760**
Riserva da sovrapprezzo azioni	7.496	7.476	20
Riserva per strumenti di capitale - obbligazioni ibride perpetue	5.567	2.386	3.181
Riserva legale	2.034	2.034	-
Altre riserve	2.313	2.268	45
Riserva conversione bilanci in valuta estera	(8.125)	(7.046)	(1.079)
Riserve da valutazione strumenti finanziari di cash flow hedge	(2.268)	(1.917)	(351)
Riserve da valutazione strumenti finanziari costi di hedging	(39)	(242)	203
Riserve da valutazione strumenti finanziari FVOCI	10	(1)	11
Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(721)	(128)	(593)
Rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefíci definiti	(1.325)	(1.196)	(129)
Riserva per cessioni quote azionarie senza perdita di controllo	(2.378)	(2.381)	3
Riserva da acquisizioni su non controlling interest	(843)	(1.292)	449
Utili e perdite accumulati	**17.801**	**18.200**	**(399)**
Patrimonio netto del Gruppo	**29.653**	**28.325**	**1.328**

Capitale sociale - Euro 10.167 milioni

Al 31 dicembre 2021 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. L'indicato importo del capitale di Enel SpA risulta quindi invariato rispetto a quello registrato al 31 dicembre 2020.

Al 31 dicembre 2021, 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 risultano il Ministero dell'Economia e delle Finanze (con il 23,585% del capitale sociale), BlackRock Inc. (con il 5,000% del capitale sociale, posseduto a titolo di gestione del risparmio) e Capital Research and Management Company (con il 5,000% del capitale sociale, posseduto a titolo di gestione del risparmio).

Riserva azioni proprie - Euro (36) milioni

Alla data del 31 dicembre 2021, le azioni proprie sono rappresentate da n. 4.889.152 azioni ordinarie di Enel SpA del valore nominale di 1 euro (n. 3.269.152 al 31 dicembre 2020), acquistate tramite un intermediario abilitato per un valore complessivo di 36 milioni di euro. La differenza tra l'ammontare del corrispettivo pagato e il valore nominale è rilevata a riduzione del patrimonio netto, nella riserva sovrapprezzo azioni.

Altre riserve - Euro 1.721 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 - 5.567 milioni di euro

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 dell'anno si riferisce alla sottoscrizione di un nuovo prestito obbligazionario non convertibile subordinato ibrido per un valore complessivo, al netto dei costi di transazione, pari a 2.214 milioni di euro e alla conversione di prestiti obbligazionari già contratti e convertiti in obbligazioni ibride perpetue, al netto di costi di transazione, per 967 milioni di euro.

Nel corso del 2021 il Gruppo ha pagato coupon a titolari di obbligazioni ibride perpetue per 71 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 2.313 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 (8.125) milioni

La variazione negativa dell'esercizio, pari a 1.079 milioni di euro, è dovuta principalmente agli effetti della variazione di perimetro relativa all'acquisto del 17,3% di Enel Américas, parzialmente compensata dal deprezzamento netto delle valute funzionali utilizzate dalle controllate estere rispetto alla valuta di presentazione del Gruppo (euro).

Riserve da valutazione strumenti finanziari di cash flow hedge – Euro (2.268) milioni

Includono gli oneri netti rilevati direttamente a patrimonio netto per effetto di valutazioni su derivati di copertura (cash flow hedge).

Riserve da valutazione strumenti finanziari costi di hedging – Euro (39) milioni

Tali riserve accolgono, in applicazione dell'IFRS 9, la variazione di fair value dei currency basis point e dei punti forward.

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 (721) 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 2021 è da attribuire prevalentemente alla variazione della riserva da valutazione strumenti di cash flow hedge di Slovak Power Holding a seguito del forte rialzo dei prezzi delle commodity.

Rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefici definiti – Euro (1.325) 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 (2.378) 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;
- la cessione a terzi di quote di minoranza senza perdita di controllo di alcune società del Sudafrica.

La variazione nel corso del 2021 è legata alla cessione di un'ulteriore quota di alcune società del Sudafrica.

Riserva da acquisizioni su non controlling interest – Euro (843) 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, pari a 449 milioni di euro, si riferisce principalmente agli effetti dell'incremento dell'interessenza del 17,3% in Enel Américas a seguito del completamento dell'offerta pubblica di acquisto parziale volontaria e del perfezionamento della fusione di EGP Américas in Enel Américas. A seguito di tali operazioni Enel possiede circa l'82,3% del capitale sociale attualmente in circolazione di Enel Américas.

Utili e perdite accumulati – Euro 17.801 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 31.12.2020			Variazioni					al 31.12.2021		
	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	**(11.700)**	*(6.458)*	*(5.242)*	(90)	-	-	**(90)**	*155*	*(245)*	**(11.790)**	*(6.303)*	*(5.487)*
Riserva da valutazione degli strumenti finanziari di cash flow hedge	**(2.236)**	*(1.921)*	*(315)*	506	(1.805)	574	**(725)**	*(359)*	*(366)*	**(2.961)**	*(2.280)*	*(681)*
Riserve da valutazione strumenti finanziari costi di hedging	**(244)**	*(242)*	*(2)*	208	(7)	(6)	**195**	*203*	*(8)*	**(49)**	*(39)*	*(10)*
Riserve da valutazione di attività finanziarie FVOCI	**-**	*1*	*(1)*	11	-	-	**11**	*11*	-	**11**	*12*	*(1)*
Quota OCI di società collegate valutate a equity	**(175)**	*(177)*	*2*	(642)	-	(3)	**(645)**	*(648)*	*3*	**(820)**	*(825)*	*5*
Riserve da valutazione di partecipazioni in altre imprese	**(32)**	*(32)*	-	-	-	-	**-**	-	-	**(32)**	*(32)*	-
Rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefíci definiti	**(1.828)**	*(1.276)*	*(552)*	40	-	(10)	**30**	*11*	*19*	**(1.798)**	*(1.265)*	*(533)*
Totale utili/ (perdite) iscritti a patrimonio netto	**(16.215)**	***(10.105)***	***(6.110)***	**33**	**(1.812)**	**555**	**(1.224)**	***(627)***	***(597)***	**(17.439)**	***(10.732)***	***(6.707)***

36.2 Dividendi

	Ammontare distribuito (milioni di euro)	Dividendo per azione (euro)
Dividendi distribuiti nel 2020		
Dividendi relativi al 2019	3.334	0,328
Acconto sul dividendo 2020[1]	-	-
Dividendi straordinari	-	-
Totale dividendi distribuiti nel 2020	**3.334**	**0,328**
Dividendi distribuiti nel 2021		
Dividendi relativi al 2020	3.638	0,358
Acconto sul dividendo 2021[2]	-	-
Dividendi straordinari	-	-
Totale dividendi distribuiti nel 2021	**3.638**	**0,358**

(1) Deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 5 novembre 2020 e messo in pagamento a decorrere dal 20 gennaio 2021 (acconto dividendo per azione 0,175 euro per complessivi 1.779 milioni di euro).
(2) Deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 4 novembre 2021 e messo in pagamento a decorrere dal 26 gennaio 2022 (acconto dividendo per azione 0,19 euro per complessivi 1.932 milioni di euro).

Il dividendo dell'esercizio 2021, pari a euro 0,38 per azione per un ammontare complessivo di 3.863 milioni di euro (di cui 0,19 euro per azione, per complessivi 1.932 milioni di euro già corrisposto a titolo di acconto a decorrere dal 26 gennaio 2022), verrà proposto all'Assemblea degli azionisti di Enel SpA del 19 maggio 2022 riunita in unica convocazione.
Il presente Bilancio non tiene conto degli effetti della distribuzione ai soci del dividendo dell'esercizio 2021, se non per il debito verso gli azionisti per l'acconto sul dividendo 2021, deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 4 novembre 2021 per un importo massimo potenziale di 1.932 milioni di euro, e messo in pagamento a decorrere dal 26 gennaio 2022 al netto della quota spettante alle n. 4.889.152 azioni proprie risultate in portafoglio alla "record date" del 25 gennaio 2021.

Nel corso del 2021 il Gruppo ha anche pagato 71 milioni di euro di coupon a titolari di obbligazioni ibride perpetue.

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 2021.
A tal fine, il Gruppo monitora costantemente l'evoluzione del livello di indebitamento in rapporto al patrimonio netto, la cui situazione al 31 dicembre 2021 e 2020 è sintetizzata nella seguente tabella.

Milioni di euro			
	al 31.12.2021	**al 31.12.2020**	**2021-2020**
Posizione finanziaria non corrente	54.620	49.519	5.101
Posizione finanziaria corrente netta	24	(1.359)	1.383
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	(2.692)	(2.745)	53
Indebitamento finanziario netto	**51.952**	**45.415**	**6.537**
Patrimonio netto di Gruppo	29.653	28.325	1.328
Interessenze di terzi	12.689	14.032	(1.343)
Patrimonio netto	**42.342**	**42.357**	**(15)**
Indice debt/equity	**1,23**	**1,07**	**0,16**

L'incremento del rapporto debt/equity che misura la leva finanziaria è ascrivibile sostanzialmente all'aumento dell'indebitamento finanziario netto riconducibile principalmente al fabbisogno generato dagli investimenti del periodo, al pagamento di dividendi e alle operazioni straordinarie su non controlling interest per l'acquisto di quote partecipative addizionali in Enel Américas.

Si rinvia alla nota 45 per la composizione delle singole voci riportate in tabella.

36.3 Interessenze di terzi - Euro 12.689 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 31.12.2021	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2021**	**al 31.12.2020**
Italia	1	2	-	-
Iberia	5.238	5.869	193	468
America Latina	6.511	7.206	467	477
Europa	635	638	5	55
Nord America	151	160	6	6
Africa, Asia e Oceania	153	157	(3)	6
Totale	**12.689**	**14.032**	**668**	**1.012**

Il decremento della quota attribuibile alle interessenze di terzi si riferisce principalmente ai dividendi e all'incremento della percentuale di possesso in Enel Américas.

Si riporta di seguito l'informativa economico-finanziaria richiesta dall'IFRS 12 per le società controllate con interessenze di terzi rilevanti.

Milioni di euro	Attività non correnti		Attività correnti		Totale attivo	
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Società controllate						
Enel Américas	28.959	21.337	4.711	4.582	33.670	25.919
Enel Chile	9.887	9.295	(642)	170	9.245	9.465
Endesa	43.217	41.819	3.853	1.386	47.070	43.205

Milioni di euro	Passività non correnti		Passività correnti		Totale passivo		Patrimonio netto		Patrimonio netto di Gruppo		Patrimonio netto di terzi	
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Società controllate												
Enel Américas	11.320	8.827	6.073	5.495	17.393	14.322	16.277	11.597	11.556	6.643	4.721	4.954
Enel Chile	3.356	3.027	1.178	1.066	4.534	4.093	4.711	5.372	2.921	3.326	1.790	2.046
Endesa	15.196	12.869	11.449	7.101	26.645	19.970	20.425	23.235	15.187	17.366	5.238	5.869

Milioni di euro	Totale ricavi[1]		Risultato prima delle imposte		Risultato netto delle continuing operations		Risultato netto di Gruppo		Risultato netto di terzi	
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Società controllate										
Enel Américas[2]	13.581	10.437	1.516	1.187	757	738	337	274	420	464
Enel Chile	3.114	2.816	128	(133)	104	(40)	57	(25)	47	(15)
Endesa	20.217	16.614	769	1.965	589	1.551	396	1.082	193	469

(1) Al fine di rendere omogenea la comparazione dei dati è stato rideterminato l'ammontare dei ricavi del 2020, escludendo la parte dei proventi derivanti dai contratti su commodity, analogamente a come si espongono i ricavi nelle Note di commento.

(2) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 87 milioni di euro nel 2020, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del presente Bilancio consolidato.

37. Finanziamenti

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Finanziamenti a lungo termine	54.500	49.519	4.031	3.168
Finanziamenti a breve termine	-	-	13.306	6.345
Totale	**54.500**	**49.519**	**17.337**	**9.513**

Per maggiori dettagli sulla natura dei finanziamenti si rimanda alla nota 46.2 "Passività finanziarie per categoria".

38. Benefici ai dipendenti - Euro 2.724 milioni

Il Gruppo riconosce ai dipendenti varie forme di benefici 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 "Benefici pensionistici" accoglie, per quanto riguarda l'Italia, la stima degli accantonamenti destinati a coprire i benefici 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 benefici dovuti successivamente alla conclusione del rapporto di lavoro, tra cui si segnalano per significatività i piani per benefici 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 benefici 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 benefici 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 benefici definiti in vigore presso le società che operano in Brasile;
- la voce "Sconto energia" accoglie benefici relativi alla fornitura di energia elettrica afferenti in particolare alle 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 benefici" 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 benefici definiti dopo la cessazione del rapporto di lavoro e per altri benefici a lungo termine, rispettivamente, al 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020 nonché la riconciliazione di tale passività con la passività attuariale.

Milioni di euro	2021					2020				
	Benefici pensionistici	Sconto energia	Piani medici	Altri benefici	Totale	Benefici pensionistici	Sconto energia	Piani medici	Altri benefici	Totale
VARIAZIONI NELLA PASSIVITÀ ATTUARIALE										
Passività attuariale a inizio esercizio	**4.408**	**403**	**217**	**222**	**5.250**	**5.691**	**904**	**263**	**242**	**7.100**
Costo normale	17	2	4	28	51	18	3	4	38	63
Oneri finanziari	214	3	7	3	227	249	5	7	4	265
(Utili)/Perdite da cambiamenti nelle assunzioni demografiche	192	-	(6)	-	186	45	12	6	1	64
(Utili)/Perdite da cambiamenti nelle assunzioni finanziarie	(664)	(14)	6	(1)	(673)	105	19	(2)	2	124
(Utili)/Perdite derivanti dall'esperienza	452	31	(9)	-	474	466	(21)	(7)	(8)	430
Costo relativo a prestazioni di lavoro passate	(17)	-	-	(3)	(20)	(24)	(504)	(13)	(1)	(542)
(Utili)/Perdite derivanti da settlement	(4)	-	-	-	(4)	(584)	-	-	-	(584)
(Utili)/Perdite su cambi	14	(1)	(1)	-	12	(1.206)	(1)	(30)	(7)	(1.244)
Contributi versati dalla Società	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contributi versati dal dipendente	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1
Erogazioni	(379)	(15)	(12)	(58)	(464)	(358)	(16)	(11)	(48)	(433)
Altri movimenti	7	1	-	(1)	7	5	2	-	(1)	6
Passività classificata per la vendita	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Passività attuariale a fine esercizio (A)	**4.240**	**410**	**206**	**190**	**5.046**	**4.408**	**403**	**217**	**222**	**5.250**
VARIAZIONI NELLE ATTIVITÀ AL SERVIZIO DEI PIANI										
Fair value dei plan asset a inizio esercizio	**2.299**	**-**	**-**	**-**	**2.299**	**3.374**	**-**	**-**	**-**	**3.374**
Proventi finanziari	121	-	-	-	121	160	-	-	-	160
Rendimento atteso delle attività a servizio dei piani escluso quanto riportato nei proventi finanziari	38	-	-	-	38	85	-	-	-	85
(Utili)/Perdite su cambi	17	-	-	-	17	(782)	-	-	-	(782)
Contributi versati dalla società	252	15	12	28	307	342	16	11	21	390
Contributi versati dal dipendente	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1
Erogazioni	(379)	(15)	(12)	(28)	(434)	(358)	(16)	(11)	(21)	(406)
Altri pagamenti	-	-	-	-	-	(523)	-	-	-	(523)
Variazioni nell'area di consolidamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fair value dei plan asset a fine esercizio (B)	**2.348**	**-**	**-**	**-**	**2.348**	**2.299**	**-**	**-**	**-**	**2.299**
EFFETTO DELL'ASSET CEILING										
Asset ceiling a inizio esercizio	**13**	**-**	**-**	**-**	**13**	**45**	**-**	**-**	**-**	**45**
Proventi finanziari	1	-	-	-	1	3	-	-	-	3
Cambi nell'asset ceiling	12	-	-	-	12	(24)	-	-	-	(24)
(Utili)/Perdite su cambi	-	-	-	-	-	(11)	-	-	-	(11)
Variazioni nell'area di consolidamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Asset ceiling a fine esercizio (C)	**26**	**-**	**-**	**-**	**26**	**13**	**-**	**-**	**-**	**13**
Passività riconosciuta in bilancio (A-B+C)	**1.918**	**410**	**206**	**190**	**2.724**	**2.122**	**403**	**217**	**222**	**2.964**

Milioni di euro		
	2021	**2020**
(Utili)/Perdite a Conto economico		
Costo normale e costo relativo a prestazioni di lavoro passate	9	(509)
Oneri finanziari netti	107	108
(Utili)/Perdite derivanti da settlements	(4)	(61)
(Utili)/Perdite derivanti da altri benefici a lungo termine	22	31
Altri movimenti	1	(9)
Totale	**135**	**(440)**

Milioni di euro		
	2021	**2020**
Variazione negli (utili)/perdite in OCI		
Rendimento atteso delle attività a servizio dei piani escluso quanto riportato nei proventi finanziari	(38)	(85)
(Utili)/Perdite su piani a benefici definiti	(13)	626
Variazioni nell'asset ceiling escluso quanto riportato nei proventi finanziari	12	(24)
Altri movimenti	(1)	(1)
Totale	**(40)**	**516**

La variazione nel costo rilevato a Conto economico è pari a 575 milioni di euro. L'impatto a Conto economico risulta quindi in aumento rispetto all'esercizio precedente, principalmente per effetto della sottoscrizione, nel corso del 2020, del "V Accordo Quadro sul Lavoro in Endesa" che ha comportato una modifica al beneficio dello sconto energia ai dipendenti e agli ex dipendenti con un conseguente riversamento del fondo.

La passività riconosciuta in bilancio a fine esercizio è esposta al netto del fair value delle attività a servizio dei piani, pari a 2.348 milioni di euro al 31 dicembre 2021. La composizione di tali attività, totalmente concentrata in Spagna e Brasile, è sintetizzabile come di seguito riportato.

	2021	**2020**
Investimenti quotati in mercati attivi		
Azioni	8%	7%
Titoli a reddito fisso	54%	63%
Investimenti immobiliari	3%	2%
Altro	-	-
Investimenti non quotati		
Asset detenuti da compagnie assicurative	-	-
Altro	35%	28%
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**
	2021				**2020**			
Tasso di attualizzazione	0,00% -0,80%	0,00% -1,16%	5,60% -9,67%	0,80% -8,40%	0,00% -0,50%	0,00% -0,61%	2,55% -7,95%	0,75% -6,30%
Tasso di inflazione	1,50%	2,20%	3,00% -8,00%	1,50% -4,01%	0,50%	1,00%	3,00% -4,85%	0,75% -3,83%
Tasso di incremento delle retribuzioni	0,80% -1,80%	2,20%	3,80% -8,00%	2,50% -10,00%	0,50% -2,50%	1,00%	3,80% -5,04%	2,25% -3,83%
Tasso di incremento costo spese sanitarie	2,50%	4,40%	7,12% -8,00%	-	1,50%	3,20%	7,12% -8,00%	-
Tasso di rendimento atteso delle attività al servizio del piano	-	0,57%	9,30% -9,46%	-	-	0,57%	6,08% -7,33%	-

Di seguito si riporta un'analisi di sensitività che illustra gli effetti sulla passività attuariale per benefici definiti a seguito di variazioni, ragionevolmente possibili alla fine dell'esercizio, di ciascuna singola ipotesi attuariale rilevante adottata nella stima della predetta passività.

	Benefici pensionistici	Sconto energia	Piani medici	Altri benefici	Benefici pensionistici	Sconto energia	Piani medici	Altri benefici
	al 31.12.2021				al 31.12.2020			
Decremento 0,5% tasso di attualizzazione	225	27	11	-	239	30	11	(1)
Incremento 0,5% tasso di attualizzazione	(184)	(30)	(14)	(10)	(190)	(30)	(15)	(11)
Incremento 0,5% tasso di inflazione	2	(4)	(2)	(6)	(1)	(5)	(3)	(7)
Decremento 0,5% tasso di inflazione	28	(2)	9	(2)	33	2	7	(4)
Incremento 0,5% delle retribuzioni	14	(3)	(2)	-	14	(2)	(3)	(3)
Incremento 0,5% delle pensioni in corso di erogazione	14	(3)	(2)	(5)	15	(2)	(3)	(6)
Incremento 1% costi assistenza sanitaria	-	-	20	1	-	-	(2)	-
Incremento di 1 anno dell'aspettativa di vita dipendenti in forza e pensionati	98	(3)	14	(5)	27	(11)	2	(34)

L'analisi di sensitività sopra indicata è stata determinata applicando una metodologia che estrapola l'effetto sulla passività attuariale per benefici 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 benefici definiti nell'esercizio successivo ammonta a 196 milioni di euro.

Di seguito si illustrano i pagamenti dei benefici attesi nei prossimi esercizi per piani a benefici definiti.

Milioni di euro		
	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Entro 1 anno	392	366
Tra 1 e 2 anni	364	337
Tra 2 e 5 anni	1.077	971
Oltre 5 anni	1.714	1.534

Da segnalare un generale aumento dei pagamenti attesi. Tale incremento è dovuto principalmente al Brasile, nel quale le previsioni future sono state influenzate da una modifica, in aumento, della tabella relativa all'aspettativa di vita e da un tasso di inflazione stimato che subisce un significativo rialzo. L'ammontare dei pagamenti futuri riportati in tabella, non essendo soggetto ad attualizzazione, subisce tale incremento in maniera significativa. Si segnala, infine, che il debito non subisce un analogo incremento in quanto gli effetti inflattivi sono riassorbiti dagli effetti dell'attualizzazione.

39. Fondi rischi e oneri – Euro 8.323 milioni

Milioni di euro	al 31.12.2021			al 31.12.2020		
	Non corrente	Corrente	Totale	Non corrente	Corrente	Totale
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:						
- decommissioning nucleare	666	-	666	596	-	596
- smantellamento, rimozione e bonifica del sito	3.066	203	3.269	2.017	99	2.116
- contenzioso legale	790	44	834	734	86	820
- oneri per certificati ambientali	-	32	32	-	42	42
- oneri su imposte e tasse	267	28	295	288	43	331
- altri	821	347	1.168	757	343	1.100
Totale	**5.610**	**654**	**6.264**	**4.392**	**613**	**5.005**
Fondo oneri per incentivi all'esodo e altri piani di ristrutturazione	435	293	728	623	444	1.067
Fondo per programmi di ristrutturazione legati alla transizione energetica	1.152	179	1.331	759	-	759
Totale	**7.197**	**1.126**	**8.323**	**5.774**	**1.057**	**6.831**

Milioni di euro	Accanto-namenti	Rilasci	Utilizzi	Attualiz-zazione	Accantona-menti per fondi smant-ellamento e ripristino	Variazione perimetro di consolida-mento	Differenze cambio	Altri movimenti	Riclassifica "Passività possedute per la vendita"	
	al 31.12.2020									al 31.12.2021
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:										
- decommissioning nucleare	596	-	-	-	1	69	-	-	-	666
- smantellamento, rimozione e bonifica del sito	2.116	455	(13)	(87)	3	799	8	(14)	2	- 3.269
- contenzioso legale	820	213	(113)	(124)	44	-	-	(3)	(3)	- 834
- oneri per certificati ambientali	42	15	(4)	(21)	-	-	-	-	-	- 32
- oneri su imposte e tasse	331	64	(41)	(21)	6	-	-	-	(44)	- 295
- altri	1.100	338	(95)	(162)	14	(7)	-	(3)	(11)	(6) 1.168
Totale	**5.005**	**1.085**	**(266)**	**(415)**	**68**	**861**	**8**	**(20)**	**(56)**	**(6) 6.264**
Fondo oneri per incentivi all'esodo e altri piani di ristrutturazione	1.067	16	(15)	(361)	-	-	-	-	21	- 728
Fondo per programmi di ristrutturazione legati alla transizione energetica	759	687	(18)	(95)	16	-	-	(1)	(17)	- 1.331
TOTALE	**6.831**	**1.788**	**(299)**	**(871)**	**84**	**861**	**8**	**(21)**	**(52)**	**(6) 8.323**

Fondo per decommissioning nucleare

Al 31 dicembre 2021 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 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 nel settembre del 2001, 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 2021 è legata prevalentemente alla rideterminazione dei costi futuri di smantellamento di alcuni impianti in Iberia e in Italia e ai maggiori accantonamenti per oneri di smantellamento conseguenti alla decisione del Gruppo sia di promuovere l'interruzione della produzione da centrali a carbone, sia di riconvertire gli impianti ai fini della transizione energetica.

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	652	651
Oltre 1 anno ed entro i 5 anni	929	896
Oltre i 5 anni	2.671	1.722
Totale	**4.252**	**3.269**

Fondo contenzioso legale

Il fondo "contenzioso legale" è destinato a coprire le passività che potrebbero derivare da vertenze giudiziali e da altro contenzioso. Esso include la stima dell'onere a fronte dei contenziosi sorti nell'esercizio, oltre che l'aggiornamento delle stime sulle posizioni sorte negli esercizi precedenti, in base alle indicazioni dei legali interni ed esterni. Il saldo dei contenziosi legali è prevalentemente riconducibile alle società spagnole (181 milioni di euro), italiane (133 milioni di euro) e dell'America Latina (497 milioni di euro).
L'incremento del fondo rispetto all'esercizio precedente, pari a 14 milioni di euro, è principalmente giustificato dalla movimentazione positiva del fondo in Italia, Iberia e Brasile, in particolare per effetto dei maggiori accantonamenti effettuati a fronte di nuove controversie emerse, compensati però dai maggiori utilizzi del Perù per la risoluzione di alcuni contenziosi.

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 a Enel Energia ed Endesa Energía.

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 e a contenziosi con enti locali per tributi e canoni od oneri di varia natura.
L'incremento, pari a 68 milioni di euro, è prevalentemente riconducibile, oltre che ad accantonamenti per nuovi indennizzi assicurativi, anche a Enel Global Trading per accantonamenti effettuati dalla società in vista di un possibile adeguamento del prezzo contrattuale del gas a quello di mercato da parte del fornitore.

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 339 milioni di euro risente preva-

lentemente degli utilizzi riferiti ai fondi di incentivazione istituiti negli esercizi precedenti in Spagna (*Acuerdo de Salida Voluntaria*) 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 2021 ammonta a 1.331 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.

40. Altre passività finanziarie non correnti – Euro 120 milioni

Milioni di euro				
	al 31.12.2021	**al 31.12.2020**	**2021-2020**	
Altre passività finanziarie non correnti	120	-	120	-
Totale	**120**	**-**	**120**	**-**

Le "Altre passività finanziarie non correnti" accolgono la quota non corrente dei debiti relativi al deficit del sistema elettrico spagnolo per 120 milioni di euro (0 milioni di euro al 31 dicembre 2020) che sono inclusi nell'indebitamento finanziario netto.

41. Altre passività non correnti – Euro 4.525 milioni

Milioni di euro				
	al 31.12.2021	**al 31.12.2020**	**2021-2020**	
Ratei e risconti passivi operativi	498	500	(2)	-0,4%
Altre partite	4.027	2.958	1.069	36,1%
Totale	**4.525**	**3.458**	**1.067**	**30,9%**

La variazione delle "Altre partite" risente dell'aumento dei debiti verso operatori istituzionali di mercato per 42 milioni di euro, dell'incremento negli Stati Uniti delle passività per tax partnership oltre i 12 mesi per 156 milioni di euro e dell'aumento dei debiti relativi all'esito del contenzioso PIS/COFINS in Brasile (già dettagliato nelle "Altre attività non correnti") per 766 milioni di euro.

42. Altre passività correnti – Euro 12.959 milioni

Milioni di euro				
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	2021-2020	
Debiti diversi verso clienti	1.950	1.481	469	31,7%
Debiti verso operatori istituzionali di mercato	2.961	4.012	(1.051)	-26,2%
Debiti verso il personale	471	438	33	7,5%
Debiti tributari diversi	1.274	886	388	43,8%
Debiti verso istituti di previdenza	205	207	(2)	-1,0%
Contingent consideration	45	53	(8)	-15,1%
Debiti per opzioni di vendita concesse a minoranze azionarie	4	1	3	-
Ratei e risconti passivi correnti	395	346	49	14,2%
Debiti per dividendi	2.191	2.135	56	2,6%
Altri debiti	3.463	2.092	1.371	65,5%
Totale	**12.959**	**11.651**	**1.308**	**11,2%**

I "Debiti diversi verso clienti" accolgono depositi cauzionali per 1.169 milioni di euro (822 milioni di euro al 31 dicembre 2020) relativi principalmente a importi ricevuti dai clienti in Spagna in forza del contratto di somministrazione dell'energia e del gas. In particolare, i depositi relativi alla vendita di energia elettrica, sull'utilizzo dei quali non esistono restrizioni, a seguito della sottoscrizione vengono classificati tra le passività correnti in quanto la Società non ha un diritto incondizionato di differirne il rimborso oltre i 12 mesi.
I "Debiti verso operatori istituzionali di mercato" includono i debiti relativi all'applicazione dei meccanismi di perequazione sull'acquisto di energia elettrica nel mercato elettrico italiano per 1.976 milioni di euro (2.444 milioni di euro al 31 dicembre 2020), nel mercato spagnolo per 938 milioni di euro (1.538 milioni di euro al 31 dicembre 2020) e nel mercato del Sud America per 47 milioni di euro (30 milioni di euro al 31 dicembre 2020).
L'incremento degli "Altri debiti" è riconducibile soprattutto all'Italia per i derivati scaduti su commodity energetiche.
L'incremento dei "Debiti tributari diversi" è dovuto principalmente all'Italia a seguito dell'avvio nel 2021 della liquidazione di Gruppo ai fini IVA da parte della Capogruppo Enel SpA.

43. Debiti commerciali – Euro 16.959 milioni

La voce, pari a 16.959 milioni di euro (12.859 milioni di euro al 31 dicembre 2020), 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 16.865 milioni di euro (12.282 milioni di euro al 31 dicembre 2020) mentre quelli con scadenza superiore a 12 mesi sono pari a 94 milioni di euro (577 milioni di euro al 31 dicembre 2020).

44. Altre passività finanziarie correnti - Euro 625 milioni

Milioni di euro				
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	2021-2020	
Ratei e risconti finanziari passivi	539	535	4	0,7%
Altre partite	86	87	(1)	-1,1%
Totale	**625**	**622**	**3**	**0,5%**

Le altre passività finanziarie correnti sono sostanzialmente in linea con il 2020.

Le altre partite fanno riferimento prevalentemente a debiti per interessi maturati.

45. Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine - Euro 51.952 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 31.12.2021	al 31.12.2020	2021-2020	
Finanziamenti a lungo termine	37	54.500	49.519	4.981	10,1%
Altri debiti finanziari non correnti[1]	40	120	-	120	-
Finanziamenti a breve termine	37	13.306	6.345	6.961	-
Altri debiti finanziari correnti[2]		12	5	7	-
Quota corrente dei finanziamenti a lungo termine	37	4.031	3.168	863	27,2%
Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento	28.1	(2.692)	(2.745)	53	1,9%
Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	29.1	(8.467)	(4.971)	(3.496)	-70,3%
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	34	(8.858)	(5.906)	(2.952)	-50,0%
Totale		**51.952**	**45.415**	**6.537**	**14,4%**

(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.

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020, 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, riconciliata con l'indebitamento finanziario netto predisposto secondo le modalità di rappresentazione del Gruppo Enel.

A tal proposito, si precisa che i riferimenti alle raccomandazioni CESR, contenuti nelle precedenti comunicazioni CONSOB, si intendono sostituiti dall'orientamento ESMA sopra citato, ivi inclusi i riferimenti presenti nella Comunicazione n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006 in materia di posizione finanziaria netta.

Milioni di euro				
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	2021-2020	
Liquidità				
Denaro e valori in cassa	8	42	(34)	-81,0%
Depositi bancari e postali	8.118	5.699	2.419	42,4%
Disponibilità liquide	**8.126**	**5.741**	**2.385**	**41,5%**
Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	**732**	**165**	**567**	**-**
Titoli	88	67	21	31,3%
Crediti finanziari a breve termine	6.841	3.476	3.365	96,8%
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	1.538	1.428	110	7,7%
Altre attività finanziarie correnti	**8.467**	**4.971**	**3.496**	**70,3%**
Liquidità	**17.325**	**10.877**	**6.448**	**59,3%**
Indebitamento finanziario corrente				
Debiti verso banche	(1.329)	(711)	(618)	-86,9%
Commercial paper	(10.708)	(4.854)	(5.854)	-
Altri debiti finanziari correnti[1]	(1.281)	(785)	(496)	-63,2%
Debito finanziario corrente (inclusi gli strumenti di debito)	**(13.318)**	**(6.350)**	**(6.968)**	**-**
Quota corrente di finanziamenti bancari	(989)	(1.369)	380	27,8%
Quota corrente debiti per obbligazioni emesse	(2.700)	(1.412)	(1.288)	-91,2%
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(342)	(387)	45	11,6%
Quota corrente del debito finanziario non corrente	**(4.031)**	**(3.168)**	**(863)**	**-27,2%**
Indebitamento finanziario corrente	**(17.349)**	**(9.518)**	**(7.831)**	**-82,3%**
Indebitamento finanziario corrente netto	**(24)**	**1.359**	**(1.383)**	**-**
Indebitamento finanziario non corrente				
Debiti verso banche e istituti finanziatori	(12.579)	(8.663)	(3.916)	-45,2%
Debiti verso altri finanziatori[2]	(2.942)	(2.499)	(443)	-17,7%
Debito finanziario non corrente (esclusi la parte corrente e gli strumenti di debito)	**(15.521)**	**(11.162)**	**(4.359)**	**-39,1%**
Obbligazioni	(39.099)	(38.357)	(742)	-1,9%
Debiti commerciali e altri debiti non correnti non remunerati che presentano una significativa componente di finanziamento	-	-	-	-
Indebitamento finanziario non corrente	**(54.620)**	**(49.519)**	**(5.101)**	**-10,3%**
Totale indebitamento finanziario come da comunicazione CONSOB	**(54.644)**	**(48.160)**	**(6.484)**	**-13,5%**
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	2.692	2.745	(53)	-1,9%
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**(51.952)**	**(45.415)**	**(6.537)**	**-14,4%**

(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.

Si precisa che il presente prospetto della posizione finanziaria netta non include le attività e passività finanziarie relative a derivati in quanto i contratti derivati, anche se non designati in hedge accounting, sono in ogni caso stipulati dal Gruppo con finalità di copertura gestionale.
Al 31 dicembre 2021 tali attività e passività finanziarie sono esposte separatamente nello schema di Stato patrimoniale nelle seguenti voci: "Derivati finanziari attivi non correnti" per 2.772 milioni di euro (1.236 milioni di euro al 31 dicembre 2020), "Derivati finanziari attivi correnti" per 22.791 milioni di euro (3.471 milioni di euro al 31 dicembre 2020), "Derivati finanziari passivi non correnti" per 3.339 milioni di euro (3.606 milioni di euro al 31 dicembre 2020) e "Derivati finanziari passivi correnti" per 24.607 milioni di euro (3.531 milioni di euro al 31 dicembre 2020).

Strumenti finanziari

46. 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.

46.1 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 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Attività finanziarie al costo ammortizzato	46.1.1	**4.092**	**3.966**	**34.671**	**22.967**
Attività finanziarie al FVOCI	46.1.2	**443**	**448**	**87**	**67**
Attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico					
Derivati attivi al FVTPL	46.1.3	277	52	19.664	2.765
Altre attività finanziarie al FVTPL	46.1.3	2.662	2.087	141	301
Totale attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico		**2.939**	**2.139**	**19.805**	**3.066**
Derivati attivi designati come strumenti di copertura					
Derivati di fair value hedge	46.1.4	61	50	-	28
Derivati di cash flow hedge	46.1.4	2.434	1.134	3.127	678
Totale derivati attivi designati come strumenti di copertura		**2.495**	**1.184**	**3.127**	**706**
TOTALE		**9.969**	**7.737**	**57.690**	**26.806**

Per maggiori informazioni sulla rilevazione e classificazione dei derivati attivi correnti e non correnti si prega di far riferimento alla nota 49 "Derivati ed hedge accounting".

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value si prega di far riferimento alla nota 50 "Attività e passività misurate al fair value".

46.1.1 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 31.12.2021	al 31.12.2020	Note	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		-	-	34	8.759	5.702
Crediti commerciali	33	1.301	1.200	33	14.775	10.846
Quota corrente di crediti finanziari a lungo termine		-	-	29.1	1.538	1.331
Cash collateral		-	-	29.1	6.485	3.223
Altri crediti finanziari	28.1	2.289	2.337	29.1	315	253
Attività finanziarie da accordi per servizi in concessione al costo ammortizzato	28	260	243	29	64	9
Altre attività finanziarie al costo ammortizzato		242	186		2.735	1.603
Totale		**4.092**	**3.966**		**34.671**	**22.967**

Impairment delle attività finanziarie valutate al costo ammortizzato

Le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato ammontano a 38.763 milioni di euro al 31 dicembre 2021 (26.933 milioni di euro al 31 dicembre 2020) e sono rilevate al netto del fondo perdite attese, pari a 4.051 milioni di euro al 31 dicembre 2021 (3.624 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 (ossia, 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 (ossia, write-off) costituisce un evento di derecognition (per es. 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 31.12.2021			al 31.12.2020		
	Importo lordo	Fondo perdite attese	Totale	Importo lordo	Fondo perdite attese	Totale
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	8.759	-	8.759	5.702	-	5.702
Crediti commerciali	19.739	3.663	16.076	15.333	3.287	12.046
Crediti finanziari	10.861	234	10.627	7.352	208	7.144
Altre attività finanziarie al costo ammortizzato	3.455	154	3.301	2.170	129	2.041
Totale	**42.814**	**4.051**	**38.763**	**30.557**	**3.624**	**26.933**

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 es., pubbliche amministrazioni, autorità, controparti finanziarie, venditori all'ingrosso, trader e grandi società ecc.) sia collettiva (per es., 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 (ossia, 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 01.01.2020	**78**	**153**
Accantonamenti	354	8
Utilizzi	-	-
Rilasci a Conto economico	(4)	(4)
Altre variazioni	(363)	(14)
Saldo di chiusura al 31.12.2020	**65**	**143**
Saldo di apertura al 01.01.2021	**65**	**143**
Accantonamenti	-	9
Utilizzi	-	-
Rilasci a Conto economico	(25)	(9)
Altre variazioni	25	26
Saldo di chiusura al 31.12.2021	**65**	**169**

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 01.01.2020	**2.980**
Accantonamenti	1.505
Utilizzi	(819)
Rilasci a Conto economico	(194)
Altre variazioni	(185)
Saldo di chiusura al 31.12.2020	**3.287**
Saldo di apertura al 01.01.2021	**3.287**
Accantonamenti	1.361
Utilizzi	(709)
Rilasci a Conto economico	(258)
Altre variazioni	(18)
Saldo di chiusura al 31.12.2021	**3.663**

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 01.01.2020	**159**
Accantonamenti	22
Utilizzi	-
Rilasci a Conto economico	(23)
Altre variazioni	(29)
Saldo di chiusura al 31.12.2020	**129**
Saldo di apertura al 01.01.2021	**129**
Accantonamenti	87
Utilizzi	-
Rilasci a Conto economico	(21)
Altre variazioni	(41)
Saldo di chiusura al 31.12.2021	**154**

Si precisa che nella nota 47 "Risk management" sono fornite informazioni aggiuntive relativamente all'esposizione al rischio di credito e alle perdite attese.

46.1.2 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 31.12.2021	al 31.12.2020	Note	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Partecipazioni altre imprese al FVOCI	28	40	40		-	-
Titoli	28.1	403	408	29.1	87	67
Totale		**443**	**448**		**87**	**67**

Movimentazione delle attività finanziarie al FVOCI

Partecipazioni in altre imprese

Milioni di euro	Non correnti	Correnti
Saldo di apertura al 01.01.2020	**64**	**-**
Acquisizioni	6	-
Vendite	-	-
Variazioni del fair value con impatti a patrimonio netto	(21)	-
Altre variazioni	(9)	-
Saldo di chiusura al 31.12.2020	**40**	**-**
Saldo di apertura al 01.01.2021	**40**	**-**
Acquisizioni	2	-
Vendite	-	-
Variazioni del fair value con impatti a patrimonio netto	-	-
Altre variazioni	(2)	-
Saldo di chiusura al 31.12.2021	**40**	**-**

Titoli al FVOCI

Milioni di euro	Non correnti	Correnti
Saldo di apertura al 01.01.2020	**416**	**61**
Acquisizioni	124	-
Vendite	(54)	-
Variazioni del fair value con impatti a patrimonio netto	(3)	-
Riclassifiche	(75)	75
Altre variazioni	-	(69)
Saldo di chiusura al 31.12.2020	**408**	**67**
Saldo di apertura al 01.01.2021	**408**	**67**
Acquisizioni	165	-
Vendite	(87)	-
Variazioni del fair value con impatti a patrimonio netto	2	-
Riclassifiche	(85)	85
Altre variazioni	-	(65)
Saldo di chiusura al 31.12.2021	**403**	**87**

46.1.3 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 31.12.2021	al 31.12.2020	Note	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Derivati al FVTPL	49	277	52	49	19.664	2.765
Investimenti in attività liquide		-	-	34	99	204
Attività finanziarie al FVTPL		-	-	29, 29.1	41	97
Titoli		-	-	29.1	1	-
Partecipazioni in altre imprese al FVTPL	28	32	30		-	-
Attività finanziarie da accordi per servizi in concessione al FVTPL	28	2.630	2.057		-	-
Totale		**2.939**	**2.139**		**19.805**	**3.066**

46.1.4 Derivati attivi designati come strumenti di copertura

Per maggiori dettagli sui derivati attivi si prega di far riferimento alla nota 49 "Derivati ed hedge accounting".

46.2 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 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	46.2.1	**54.914**	**50.254**	**42.330**	**29.598**
Passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico					
Derivati passivi al FVTPL	46.4	169	29	19.696	2.887
Totale passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico		**169**	**29**	**19.696**	**2.887**
Derivati passivi designati come strumenti di copertura					
Derivati di fair value hedge	46.4	5	-	-	-
Derivati di cash flow hedge	46.4	3.165	3.577	4.911	644
Totale derivati passivi designati come strumenti di copertura		**3.170**	**3.577**	**4.911**	**644**
TOTALE		**58.253**	**53.860**	**66.937**	**33.129**

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value si prega di far riferimento alla nota 50 "Attività e passività misurate al fair value".

46.2.1 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 31.12.2021	al 31.12.2020	Note	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Finanziamenti a lungo termine	46.3	54.500	49.519	46.3	4.031	3.168
Finanziamenti a breve termine		-	-	46.3	13.306	6.345
Debiti commerciali	43	94	577	43	16.865	12.282
Altri debiti finanziari		320	158		8.128	7.803
Totale		**54.914**	**50.254**		**42.330**	**29.598**

46.3 Finanziamenti

46.3.1 Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) – Euro 58.531 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[1]

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 2021-2020
	al 31.12.2021					al 31.12.2020					
Obbligazioni:											
- tasso fisso quotate	27.857	27.413	2.119	25.294	30.279	23.629	23.052	1.041	22.011	27.470	4.361
- tasso variabile quotate	2.574	2.557	434	2.123	2.545	2.817	2.800	260	2.540	2.937	(243)
- tasso fisso non quotate	11.293	11.207	50	11.157	12.670	13.262	13.184	-	13.184	15.753	(1.977)
- tasso variabile non quotate	622	622	97	525	728	733	733	111	622	828	(111)
Totale obbligazioni	**42.346**	**41.799**	**2.700**	**39.099**	**46.222**	**40.441**	**39.769**	**1.412**	**38.357**	**46.988**	**2.030**
Finanziamenti bancari:											
- tasso fisso	2.414	2.405	238	2.167	2.298	790	782	254	528	833	1.623
- tasso variabile	10.139	10.109	751	9.358	10.037	9.278	9.250	1.115	8.135	9.259	859
- uso linee di credito revolving	1.054	1.054	-	1.054	1.054	-	-	-	-	-	1.054
Totale finanziamenti bancari	**13.607**	**13.568**	**989**	**12.579**	**13.389**	**10.068**	**10.032**	**1.369**	**8.663**	**10.092**	**3.536**
Leasing:											
- tasso fisso	2.477	2.477	242	2.235	2.477	1.979	1.979	225	1.754	1.979	498
- tasso variabile	70	70	17	53	70	89	89	22	67	89	(19)
Totale leasing	**2.547**	**2.547**	**259**	**2.288**	**2.547**	**2.068**	**2.068**	**247**	**1.821**	**2.068**	**479**
Altri finanziamenti non bancari:											
- tasso fisso	571	595	69	526	569	607	639	74	565	630	(44)
- tasso variabile	34	22	14	8	25	191	179	66	113	160	(157)
Totale altri finanziamenti non bancari	**605**	**617**	**83**	**534**	**594**	**798**	**818**	**140**	**678**	**790**	**(201)**
Totale finanziamenti a tasso fisso	**44.612**	**44.097**	**2.718**	**41.379**	**48.293**	**40.267**	**39.636**	**1.594**	**38.042**	**46.665**	**4.461**
Totale finanziamenti a tasso variabile	**14.493**	**14.434**	**1.313**	**13.121**	**14.459**	**13.108**	**13.051**	**1.574**	**11.477**	**13.273**	**1.383**
TOTALE	**59.105**	**58.531**	**4.031**	**54.500**	**62.752**	**53.375**	**52.687**	**3.168**	**49.519**	**59.938**	**5.844**

(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.

Indebitamento finanziario a lungo termine per valuta e tasso di interesse[1]

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 31.12.2021		al 31.12.2020		al 31.12.2021		al 31.12.2020	
Euro	**32.041**	**32.387**	**25.581**	**26.089**	**1,6%**	**1,9%**	**2,2%**	**2,6%**
Dollaro statunitense	17.518	17.629	18.500	18.589	4,2%	4,3%	4,5%	4,7%
Sterlina inglese	3.901	3.976	3.955	3.998	5,0%	5,2%	5,1%	5,3%
Peso colombiano	1.341	1.341	1.283	1.283	6,5%	6,5%	6,8%	6,8%
Real brasiliano	1.720	1.753	1.832	1.864	8,8%	8,9%	5,3%	5,3%
Franco svizzero	343	344	328	329	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%
Peso cileno/UF	423	428	368	374	5,2%	5,2%	4,9%	5,0%
Sol peruviano	415	415	388	388	5,2%	5,2%	5,8%	5,8%
Rublo russo	427	427	281	286	6,8%	7,3%	7,1%	7,1%
Altre valute	402	405	171	175				
Totale valute non euro	**26.490**	**26.718**	**27.106**	**27.286**				
TOTALE	**58.531**	**59.105**	**52.687**	**53.375**				

(1) Non include gli "Altri debiti finanziari non correnti" esposti nella voce "Altre passività finanziarie non correnti" dello Stato patrimoniale.

L'indebitamento finanziario a lungo termine espresso in divise diverse dall'euro ha subíto un decremento di 616 milioni di euro, attribuibile principalmente alle movimentazioni del debito in dollari statunitensi.

Movimentazione del valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine[1]

Milioni di euro	Valore nominale	Rimborsi	Variaz. perimetro di consolid.	Nuove emissioni	Altre movimentazioni	Diff. di cambio	Valore nominale
	al 31.12.2020						al 31.12.2021
Obbligazioni	40.441	(9.049)	-	10.368	(900)	1.486	42.346
Finanziamenti	12.934	(2.272)	183	5.527	(131)	518	16.759
- di cui leasing	*2.068*	*(165)*	*2*	*526*	*-*	*116*	*2.547*
Totale indebitamento finanziario	**53.375**	**(11.321)**	**183**	**15.895**	**(1.031)**	**2.004**	**59.105**

(1) Non include la movimentazione del valore nozionale degli "Altri debiti finanziari non correnti" esposti nella voce "Altre passività finanziarie non correnti" dello Stato patrimoniale.

Il valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine, pari a 59.105 milioni di euro al 31 dicembre 2021, registra un incremento di 5.730 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2020. L'incremento del debito deriva dalle nuove emissioni pari a 15.895 milioni di euro, dalle variazioni negative dei cambi pari a 2.004 milioni di euro e dal consolidamento del debito di alcune società australiane pari a 183 milioni di euro; tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dai rimborsi pari a 11.321 milioni di euro e dalle altre movimentazioni del debito pari a 1.031 milioni di euro e riconducibili per 900 milioni di euro alla variazione del trattamento contabile di un prestito obbligazionario non convertibile subordinato ibrido in euro, emesso da Enel SpA e convertito in un prestito obbligazionario ibrido perpetuo nel corso del 2021.

I rimborsi effettuati nel corso del 2021 sono relativi a prestiti obbligazionari per un importo pari a 9.049 milioni di euro e a finanziamenti per un importo pari a 2.272 milioni di euro.

Nello specifico, tra i rimborsi effettuati nel corso del 2021 si segnalano:

- 1.069 milioni di euro relativi al riacquisto e successiva cancellazione di parte di quattro serie di obbligazioni convenzionali in euro effettuati da Enel Finance International nel mese di giugno 2021 attraverso un'offerta volontaria non vincolante (Tender Offer);
- 6.000 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 5.101 milioni di euro alla data del rimborso) relativi al riacquisto per cassa di quattro obbligazioni convenzionali in dollari statunitensi effettuato da Enel Finance International nel mese di luglio 2021 a seguito dell'esercizio di un'opzione di riacquisto;
- 1.472 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 1.275 milioni di euro alla data del rimborso) relativi al riacquisto e successiva cancellazione di parte di due serie di obbligazioni convenzionali in dollari statunitensi effettuati da Enel Finance International nel mese di ottobre 2021 attraverso un'offerta volontaria non vincolante (Tender Offer);
- 533 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance International e scaduto nel mese di luglio 2021;
- un controvalore di 292 milioni di euro relativo a una obbligazione ibrida in sterline inglesi emessa da Enel SpA e scaduta nel mese di settembre 2021;
- un controvalore di 171 milioni di euro relativo al rimborso di un prestito obbligazionario in valuta locale da parte di Emgesa, scaduto nel mese di gennaio 2021;
- un controvalore di 114 milioni di euro relativo al rimborso di un prestito obbligazionario in valuta locale da parte di Enel Distribuição São Paulo, scaduto nel mese di settembre 2021.

Tra i principali rimborsi dei finanziamenti effettuati nell'esercizio si evidenziano:

- 200 milioni di euro riguardanti un finanziamento a tasso variabile di Enel SpA;
- un controvalore 196 milioni di euro relativo a un finanziamento a tasso variabile in dollari statunitensi di Enel SpA;
- 178 milioni di euro relativi a finanziamenti di Endesa, di cui 166 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili;
- 294 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili da parte delle società italiane del Gruppo;
- un controvalore di 1.019 milioni di euro relativo a società sudamericane.

Le principali emissioni effettuate nel corso del 2021 sono relative a prestiti obbligazionari per un importo di 10.368 milioni di euro e a finanziamenti per 5.527 milioni di euro.

Di seguito le caratteristiche principali delle operazioni finanziarie effettuate nel corso del 2021 e convertite in euro al cambio del 31 dicembre 2021.

	Emittente	Data di emissione	Importo in milioni di euro	Valuta di emissione	Tasso di interesse	Tipologia tasso	Scadenza
Obbligazioni							
	Enel Finance International	17.06.2021	1.000	EUR	0,00%	Tasso fisso	17.06.2027
	Enel Finance International	17.06.2021	1.250	EUR	0,50%	Tasso fisso	17.06.2030
	Enel Finance International	17.06.2021	1.000	EUR	0,875%	Tasso fisso	17.06.2036
	Enel Finance International	12.07.2021	1.104	USD	1,375%	Tasso fisso	12.07.2026
	Enel Finance International	12.07.2021	883	USD	1,875%	Tasso fisso	12.07.2028
	Enel Finance International	12.07.2021	883	USD	2,250%	Tasso fisso	12.07.2031
	Enel Finance International	12.07.2021	662	USD	2,875%	Tasso fisso	12.07.2041
	Enel Finance International	28.09.2021	1.250	EUR	-	Tasso fisso	28.05.2026
	Enel Finance International	28.09.2021	1.000	EUR	0,375%	Tasso fisso	28.05.2029
	Enel Finance International	28.09.2021	1.250	EUR	0,875%	Tasso fisso	28.09.2034
	Enel Distribuição São Paulo	30.04.2021	114	BRL	IPCA + 4,26%	Tasso variabile	15.04.2031
	Enel Distribuição São Paulo	04.10.2021	91	BRL	CDI + 1,64% a.a	Tasso variabile	04.10.2028
Totale obbligazioni			**10.487**				
Finanziamenti bancari							
	Enel SpA	05.05.2021	200	EUR	Euribor 6M + 0,3%	Tasso variabile	03.05.2024
	Enel SpA	12.10.2021	308	USD	USD SOFR 3M CMP 5LB + 0,7%	Tasso variabile	12.10.2025
	Enel SpA	30.12.2021	1.000	EUR	Euribor 6M + 0,4%	Tasso variabile	05.03.2026
	e-distribuzione	30.07.2021	150	EUR	Euribor 6M + 0,257%	Tasso variabile	30.07.2036
	e-distribuzione	22.12.2021	150	EUR	Euribor 6M + 0,275%	Tasso variabile	22.12.2036
	Endesa	15.04.2021	150	EUR	Euribor 3M + 0,82%	Tasso variabile	18.04.2028
	Endesa	28.06.2021	75	EUR	0,27%	Tasso fisso	28.06.2028
	Endesa	30.07.2021	75	EUR	0,26%	Tasso fisso	30.07.2028
	Endesa	30.07.2021	50	EUR	0,26%	Tasso fisso	30.07.2028
	Endesa	15.10.2021	125	EUR	0,09%	Tasso fisso	15.10.2026
	Endesa	15.10.2021	75	EUR	0,11%	Tasso fisso	15.10.2026
	Endesa	27.10.2021	100	EUR	0,25%	Tasso fisso	27.10.2028
	Endesa	22.11.2021	250	EUR	Euribor 6M + 0,313%	Tasso variabile	22.11.2036
	Endesa	09.12.2021	275	EUR	0,00%	Tasso fisso	09.12.2024
	Endesa	17.12.2021	225	EUR	0,156%	Tasso fisso	17.12.2024
	Enel Distribuição Ceará	06.01.2021	69	USD	1,225%	Tasso fisso	06.01.2023
	Enel Distribuição São Paulo	19.04.2021	74	USD	1,974%	Tasso fisso	19.04.2024
	Enel Distribuição São Paulo	09.09.2021	68	USD	2,365%	Tasso fisso	09.09.2025
	Codensa	14.05.2021	87	COP	COP IBR 3M + 0,75%	Tasso variabile	14.05.2026
	Codensa	15.07.2021	65	COP	COP IBR 6M + 0,5%	Tasso variabile	15.07.2026
	Codensa	30.11.2021	56	COP	COP IBR 3M + 0,085%	Tasso variabile	30.11.2026
	Enel Chile	03.12.2021	132	USD	USD LIBOR + 1,10%	Tasso variabile	03.12.2026
	Enel Brasil	15.09.2021	61	USD	1,91%	Tasso fisso	16.09.2024
Totale finanziamenti bancari			**3.820**				

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.

Struttura dell'indebitamento finanziario a lungo termine post-copertura[(1)]

Milioni di euro	al 31.12.2021						al 31.12.2020					
	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	**32.041**	**32.387**	**54,8%**	**16.657**	**49.044**	**83,0%**	**25.581**	**26.089**	**48,9%**	**18.423**	**44.512**	**83,4%**
Dollaro statunitense	17.518	17.629	29,8%	(13.423)	4.206	7,1%	18.500	18.589	34,8%	(14.955)	3.634	6,8%
Sterlina inglese	3.901	3.976	6,7%	(3.976)	-	-	3.955	3.998	7,5%	(3.998)	-	-
Peso colombiano	1.341	1.341	2,3%	-	1.341	2,3%	1.283	1.283	2,4%	-	1.283	2,4%
Real brasiliano	1.720	1.753	3,0%	1.028	2.781	4,7%	1.832	1.864	3,5%	794	2.658	5,0%
Franco svizzero	343	344	0,6%	(344)	-	-	328	329	0,6%	(329)	-	-
Peso cileno/ UF	423	428	0,7%	-	428	0,7%	368	374	0,7%	-	374	0,7%
Sol peruviano	415	415	0,7%	-	415	0,7%	388	388	0,7%	-	388	0,7%
Rublo russo	427	427	0,7%	-	427	0,7%	281	286	0,5%	-	286	0,5%
Altre valute	402	405	0,7%	58	463	0,8%	171	175	0,4%	65	240	0,5%
Totale valute non euro	**26.490**	**26.718**	**45,2%**	**(16.657)**	**10.061**	**17,0%**	**27.106**	**27.286**	**51,1%**	**(18.423)**	**8.863**	**16,6%**
TOTALE	**58.531**	**59.105**	**100,0%**	**-**	**59.105**	**100,0%**	**52.687**	**53.375**	**100,0%**	**-**	**53.375**	**100,0%**

(1) Non include gli "Altri debiti finanziari non correnti" esposti nella voce "Altre passività finanziarie non correnti" dello Stato patrimoniale.

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	2021				2020			
	Ante copertura	%	Post-copertura	%	*Ante* copertura	%	Post-copertura	%
Tasso variabile	27.811	38,4%	22.478	31,0%	19.458	32,6%	13.672	22,9%
Tasso fisso	44.612	61,6%	49.945	69,0%	40.267	67,4%	46.053	77,1%
Totale	**72.423**		**72.423**		**59.725**		**59.725**	

Al 31 dicembre 2021 il 38,4% dell'indebitamento finanziario è espresso a tassi variabili (32,6% al 31 dicembre 2020). 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 2021 risulta pari a 31,0% dell'indebitamento finanziario (22,9% al 31 dicembre 2020). Tali risultati sono in linea con i limiti stabiliti nelle policy di risk management.
La tabella seguente riporta l'impatto della riforma IBOR sull'indebitamento finanziario a lungo termine per i principali indici (per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo "Riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse – 'riforma IBOR'" all'interno della nota 49.1).

Milioni di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2021	
Indebitamento finanziario a lungo termine	**Fase 1**	**Fase 2**
USD LIBOR/SOFR	888	-
GBP LIBOR/SONIA	-	-
Totale	**888**	**-**

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 finanziari, 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.

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 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:

- 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.

46.3.2 Finanziamenti a breve termine – Euro 13.306 milioni

Al 31 dicembre 2021 i finanziamenti a breve termine ammontano complessivamente a 13.306 milioni di euro, registrando un incremento di 6.961 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2020, e sono dettagliati nella tabella che segue.

Milioni di euro			
	al 31.12.2021	**al 31.12.2020**	**2021-2020**
Debiti verso banche a breve termine	1.329	711	618
Commercial paper	10.708	4.854	5.854
Cash collateral e altri finanziamenti su derivati	918	370	548
Altri finanziamenti a breve termine[(1)]	351	410	(59)
Totale finanziamenti a breve termine	**13.306**	**6.345**	**6.961**

(1) Non include gli altri debiti finanziari correnti ricompresi nella voce "Altre passività finanziarie correnti" dello Stato patrimoniale inclusi nell'indebitamento finanziario.

I debiti rappresentati da commercial paper, pari a 10.708 milioni di euro, si riferiscono alle emissioni in capo a Enel Finance International, Enel Finance America ed Endesa.
Tra i principali programmi di commercial paper si segnalano:
- 6.000 milioni di euro di Enel Finance International legati a obiettivi di sostenibilità;
- 4.000 milioni di euro di Endesa legati a obiettivi di sostenibilità;
- 5.000 milioni di dollari statunitensi, equivalenti a 4.414 milioni di euro al 31 dicembre 2021, di Enel Finance America legati a obiettivi di sostenibilità; si sottolinea che nel corso del 2021 Enel Finance America ha incrementato il suo programma di commercial paper dai 3.000 milioni di dollari statunitensi agli attuali 5.000 milioni di dollari statunitensi.

Al 31 dicembre 2021 l'ammontare delle commercial paper legato a obiettivi di sostenibilità è pari a 10.343 milioni di euro.

46.4 Derivati passivi

Per maggiori dettagli sui derivati passivi si prega di far riferimento alla nota 49 "Derivati ed hedge accounting".

46.5 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	2021		2020	
	Utili/(Perdite) netti	*di cui: (Impairment)/ Ripristini di impairment*	Utili/(Perdite) netti	*di cui: (Impairment)/ Ripristini di impairment*
Attività finanziarie al costo ammortizzato	**(915)**	***(1.194)***	**(1.326)**	***(1.334)***
Attività finanziarie al FVOCI				
Partecipazioni al FVOCI	–	–	1	–
Altre attività finanziarie al FVOCI	15	–	6	–
Totale attività finanziarie al FVOCI	**15**	**–**	**7**	**–**
Attività finanziarie al FVTPL				
Attività finanziarie al FVTPL	28	*25*	(125)	*(346)*
Attività designate alla rilevazione iniziale (fair value option)	–	–	–	–
Totale attività finanziarie al FVTPL	**28**	***25***	**(125)**	***(346)***
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	**(4.325)**	**–**	**(1.385)**	**–**
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 13 "Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati".

47. 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.

La governance adottata dal Gruppo per i rischi finanziari prevede la presenza di Comitati interni e l'impiego di apposite policy 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.

Le policy di Gruppo relative alla gestione dei rischi finanziari prevedono la mitigazione degli effetti sul risultato economico delle variazioni del livello dei tassi di interesse e di cambio, con l'esclusione degli effetti traslativi (connessi al consolidamento contabile). Tale obiettivo viene raggiunto alla fonte dell'esposizione al rischio, attraverso la diversificazione sia della natura degli strumenti finanziari sia delle fonti di ricavo, nonché attraverso la modifica del profilo di rischio di specifiche esposizioni tramite la stipula di contratti derivati sui mercati Over The Counter (OTC) o mediante appositi accordi commerciali.

Nell'ambito della governance dei rischi legati alla compliance, il Gruppo Enel monitora le posizioni non-risk reducing in contratti derivati OTC rispetto alle soglie stabilite da EMIR (Regolamento UE n. 648/2012) per le diverse asset class di attività. Nel 2021 il Gruppo si è posizionato al di sotto delle soglie di clearing per tutte le asset class, mantenendo la classificazione di controparte non finanziaria con soglie di operatività non rilevanti (NFC-).

Le fonti dell'esposizione a tali rischi non hanno subíto variazioni rispetto al precedente esercizio.

Infine, l'impatto COVID-19 sui temi legati alla gestione del rischio è stato limitato e comunque non tale da influenzare direttamente e in misura significativa la valutazione degli strumenti derivati e l'esito delle verifiche di efficacia sulle coperture del rischio cambio, tasso e commodity.

Anche i sottostanti finanziari non hanno risentito dell'impatto negativo del COVID-19 e non sono state registrate variazioni nelle esposizioni.

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.

Allo scopo di testare ai fini della normativa EMIR l'effettiva efficacia delle tecniche di copertura poste in essere, il Gruppo sottopone i propri portafogli di copertura a una periodica verifica statistica.

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.

Gli interest rate swap "da variabile a fisso" consentono di trasformare una passività finanziaria indicizzata a tasso variabile in una passività a tasso fisso, neutralizzando in tale modo l'esposizione dei flussi di cassa futuri alla variazione nel livello dei tassi di interesse.

Gli interest rate swap "da fisso a variabile" consentono di trasformare una passività finanziaria a tasso fisso valutata al fair value in una passività a tasso variabile, neutralizzando in tal modo l'esposizione del fair value alla variazione nel livello dei tassi di interesse.

Gli interest rate swap "da variabile a variabile" consentono di trasformare i criteri di indicizzazione di una passività finanziaria a tasso variabile.

Alcuni finanziamenti strutturati sono caratterizzati da flussi di cassa cedolari con più fasi, coperti da interest rate swap, che alla data di bilancio, e per un tempo limitato, prevedono lo scambio interessi entrambi a tasso fisso.

I contratti di interest rate option prevedono, al raggiungimento di valori soglia predefiniti (c.d. "strike"), la corresponsione periodica di un differenziale di interesse calcolato sul valore nozionale di riferimento. Tali valori soglia determinano il tasso massimo (c.d. "cap") o il tasso minimo (c.d. "floor") al quale risulterà indicizzato lo strumento finanziario sintetico per effetto della copertura. Alcune strategie di copertura prevedono combinazioni di opzioni (c.d. "collar"), che consentono di fissare contemporaneamente sia il tasso minimo sia il tasso massimo. In questo caso, i valori soglia sono generalmente determinati in modo che non sia previsto il pagamento di alcun premio al momento della stipula (c.d. "zero cost collar").

I contratti di interest rate option vengono normalmente stipulati quando il tasso di interesse fisso conseguibile mediante un interest rate swap è elevato rispetto alle aspettative del mercato sui tassi di interesse futuri. Inoltre, l'utilizzo degli interest rate option è considerato più appropriato nei periodi di maggior incertezza sul futuro andamento dei tassi di interesse poiché consente di beneficiare di eventuali diminuzioni del livello degli stessi.

Nella tabella seguente viene fornito, alla data del 31 dicembre 2021 e del 31 dicembre 2020 il nozionale dei contratti derivati su tasso di interesse suddiviso per tipologia contrattuale.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	2021	**2020**
Da variabile a fisso interest rate swap	7.700	7.323
Da fisso a variabile interest rate swap	722	173
Da fisso a fisso interest rate swap	-	-
Da variabile a variabile interest rate swap	391	276
Interest rate option	50	50
Totale	**8.863**	**7.822**

Per maggiori dettagli sui derivati su tasso di interesse, si prega di far riferimento alla nota 49 "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		2021			
		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	23	(23)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura	25	38	(38)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura					
Cash flow hedge	25	-	-	67	(67)
Fair value hedge	25	-	-	-	-

Al 31 dicembre 2021 il 24,5% (24,6% al 31 dicembre 2020) 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), l'indebitamento finanziario lordo a lungo termine, al 31 dicembre 2021, risulta essere coperto per l'84,5% rispetto all'esposizione (coperto per l'86,3% al 31 dicembre 2020).

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 2021 e del 31 dicembre 2020, il nozionale delle operazioni in essere suddivise per tipologia di posta coperta.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	2021	2020
Cross currency interest rate swap (CCIRS) a copertura indebitamento in valuta	21.123	20.636
Contratti currency forward a copertura del rischio cambio commodity	6.183	5.469
Contratti currency forward/CCIRS a copertura di flussi futuri in valuta diversa dall'euro	5.034	3.971
Altri contratti forward	926	990
Totale	**33.266**	**31.066**

In particolare, si evidenziano:

- contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 21.123 milioni di euro volti alla copertura del rischio cambio collegato all'indebitamento contratto in valuta (20.636 milioni di euro al 31 dicembre 2020);
- contratti currency forward e cross currency swap con un ammontare nozionale complessivo di 11.217 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 (9.440 milioni di euro al 31 dicembre 2020);
- gli "Altri contratti forward", in cui 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 connessi all'acquisizione di beni d'investimento nel settore delle energie rinnovabili 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.

Al 31 dicembre 2021 si rileva che il 45% (51% al 31 dicembre 2020) 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 17% al 31 dicembre 2021 (17% al 31 dicembre 2020).

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	2021			
		Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)		Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)
	Tasso di cambio	Incremento	Decremento	Incremento	Decremento
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura	10%	485	(592)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura:					
Cash flow hedge	10%	-	-	(2.458)	3.003
Fair value hedge	10%	(50)	61	-	-

Rischio di prezzo delle commodity

Il rischio di oscillazione dei prezzi delle commodity energetiche, quali energia elettrica, gas, olio, CO_2 ecc., 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 e combustibili a prezzo variabile (per es., 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 es., PPA) e contratti finanziari (per es., contratti per differenza, VPP 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. 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.
La seguente tabella espone il valore nozionale delle transazioni outstanding al 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020, suddiviso per tipologia di strumento.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	2021	**2020**
Contratti forward e future	90.273	48.064
Swap	12.122	1.862
Opzioni	1.076	576
Embedded	-	7
Totale	**103.471**	**50.509**

Per maggiori dettagli si prega di far riferimento alla nota 49 "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	2021				
		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%	(621)	632	-	-
Variazioni nel fair value dei derivati su commodity designati come strumenti di copertura	15%	-	-	72	(88)

Credito e Controparte

Le operazioni commerciali, su commodity e di natura finanziaria, espongono il Gruppo al rischio di credito e controparte, ovvero all'eventualità di un peggioramento del merito creditizio delle controparti che causa effetti avversi sul valore atteso della posizione creditoria e, relativamente ai soli crediti commerciali, incremento dei tempi medi di incasso.

Pertanto, 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 (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, 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 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, infine, 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 (per 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 alla crisi pandemica globale. Tutto ciò grazie a un rafforzamento dei canali di incasso digitali e a una solida diversificazione dei clienti commerciali che hanno avuto una bassa esposizione agli impatti del COVID (per es., utility e società di distribuzione).

Crediti finanziari

Milioni di euro

	al 31.12.2021				
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	0,6%	10.585	65	10.520
Underperforming	Lifetime ECL	27,8%	72	20	52
Non-performing	Lifetime ECL	73,0%	204	149	55
Totale			**10.861**	**234**	**10.627**

Attività derivanti dai contratti con i clienti, crediti commerciali e altri crediti: valutazione individuale

Milioni di euro

	al 31.12.2021			
	Loss rate medio (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore netto
Attività da contratti con i clienti	**-**	**110**	**-**	**110**
Crediti commerciali				
Crediti commerciali non scaduti	0,7%	5.339	39	5.300
Crediti commerciali scaduti:				
- 1-30 giorni	1,2%	489	6	483
- 31-60 giorni	3,4%	89	3	86
- 61-90 giorni	10,2%	59	6	53
- 91-120 giorni	50,0%	34	17	17
- 121-150 giorni	31,6%	19	6	13
- 151-180 giorni	26,9%	26	7	19
- più di 180 giorni (credit impaired)	77,1%	1.813	1.397	416
Totale crediti commerciali		**7.868**	**1.481**	**6.387**
Altri crediti				
Altri crediti non scaduti	1,9%	1.712	32	1.680
Altri crediti scaduti:				
- 1-30 giorni	-	352	-	352
- 31-60 giorni	-	244	-	244
- 61-90 giorni	-	-	-	-
- 91-120 giorni	-	2	-	2
- 121-150 giorni	-	-	-	-
- 151-180 giorni	-	-	-	-
- più di 180 giorni (credit impaired)	13,9%	332	46	286
Totale altri crediti		**2.642**	**78**	**2.564**
TOTALE		**10.620**	**1.559**	**9.061**

Milioni di euro

	al 31.12.2020			
	Loss rate medio (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore netto
Attività da contratti con i clienti	**4,3%**	**23**	**1**	**22**
Crediti commerciali				
Crediti commerciali non scaduti	1,3%	4.953	66	4.887
Crediti commerciali scaduti:				
- 1-30 giorni	1,5%	453	7	446
- 31-60 giorni	2,8%	106	3	103
- 61-90 giorni	12,8%	39	5	34
- 91-120 giorni	28,0%	25	7	18
- 121-150 giorni	12,9%	31	4	27
- 151-180 giorni	100,0%	53	53	-
- più di 180 giorni (credit impaired)	83,8%	1.692	1.418	274
Totale crediti commerciali		**7.352**	**1.563**	**5.789**
Altri crediti				
Altri crediti non scaduti	3,1%	1.243	38	1.205
Altri crediti scaduti:				
- 1-30 giorni	15,6%	499	78	421
- 31-60 giorni	-	11	-	11
- 61-90 giorni	-	-	-	-
- 91-120 giorni	-	-	-	-
- 121-150 giorni	-	-	-	-
- 151-180 giorni	40,0%	5	2	3
- più di 180 giorni (credit impaired)	6,3%	79	5	74
Totale altri crediti		**1.837**	**123**	**1.714**
TOTALE		**9.212**	**1.687**	**7.525**

Attività derivanti dai contratti con i clienti, crediti commerciali e altri crediti: valutazione collettiva

Milioni di euro

	al 31.12.2021			
	Loss rate medio (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore netto
Attività da contratti con i clienti	**11,5%**	**26**	**2**	**24**
Crediti commerciali				
Crediti commerciali non scaduti	1,7%	4.603	77	4.526
Crediti commerciali scaduti:				
- 1-30 giorni	2,8%	3.321	94	3.227
- 31-60 giorni	9,9%	272	27	245
- 61-90 giorni	15,3%	183	28	155
- 91-120 giorni	26,1%	111	29	82
- 121-150 giorni	32,4%	111	36	75
- 151-180 giorni	33,3%	90	30	60
- più di 180 giorni (credit impaired)	58,5%	3.180	1.861	1.319
Totale crediti commerciali		**11.871**	**2.182**	**9.689**
Altri crediti				
Altri crediti non scaduti	-	804	76	728
Altri crediti scaduti:				
- 1-30 giorni	-	7	-	7
- 31-60 giorni	-	-	-	-
- 61-90 giorni	-	-	-	-
- 91-120 giorni	-	-	-	-
- 121-150 giorni	-	-	-	-
- 151-180 giorni	-	1	-	1
- più di 180 giorni (credit impaired)	-	1	-	1
Totale altri crediti		**813**	**76**	**737**
TOTALE		**12.710**	**2.260**	**10.450**

Milioni di euro

	al 31.12.2020			
	Loss rate medio (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore netto
Attività da contratti con i clienti	**1,2%**	**163**	**2**	**161**
Crediti commerciali				
Crediti commerciali non scaduti	0,6%	5.487	32	5.455
Crediti commerciali scaduti:				
- 1-30 giorni	7,2%	554	40	514
- 31-60 giorni	16,2%	154	25	129
- 61-90 giorni	26,4%	110	29	81
- 91-120 giorni	36,6%	71	26	45
- 121-150 giorni	43,1%	58	25	33
- 151-180 giorni	100,0%	79	79	-
- più di 180 giorni (credit impaired)	100,0%	1.468	1.468	-
Totale crediti commerciali		**7.981**	**1.724**	**6.257**
Altri crediti				
Altri crediti non scaduti	2,2%	274	6	268
Altri crediti scaduti:				
- 1-30 giorni	-	3	-	3
- 31-60 giorni	-	1	-	1
- 61-90 giorni	-	-	-	-
- 91-120 giorni	-	-	-	-
- 121-150 giorni	-	-	-	-
- 151-180 giorni	-	-	-	-
- più di 180 giorni (credit impaired)	-	55	-	55
Totale altri crediti		**333**	**6**	**327**
TOTALE		**8.477**	**1.732**	**6.745**

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 31.12.2021		al 31.12.2020	
	Con scadenza entro un anno	Con scadenza oltre un anno	Con scadenza entro un anno	Con scadenza oltre un anno
Linee di credito committed	438	14.822	4.028	14.531
Linee di credito uncommitted	888	-	802	-
Commercial paper	3.709	-	7.591	-
Totale	**5.035**	**14.822**	**12.421**	**14.531**

Analisi delle scadenze

La tabella seguente riassume il profilo temporale del piano di rimborsi del debito a lungo termine del Gruppo.

Milioni di euro

Al 31.12.2021	Quota con scadenza nel						
	Meno di tre mesi	Tra tre mesi e un anno	2023	2024	2025	2026	Oltre
Obbligazioni:							
- tasso fisso quotate	59	2.060	2.078	4.691	2.150	3.782	12.593
- tasso variabile quotate	128	306	466	357	298	191	811
- tasso fisso non quotate	50	-	-	1.320	-	1.094	8.743
- tasso variabile non quotate	-	97	97	97	97	97	137
Totale obbligazioni	**237**	**2.463**	**2.641**	**6.465**	**2.545**	**5.164**	**22.284**
Finanziamenti bancari:							
- tasso fisso	65	173	206	945	197	334	485
- tasso variabile	96	655	756	1.261	1.072	2.313	3.956
- uso linee di credito revolving	-	-	50	-	4	1.000	-
Totale finanziamenti bancari	**161**	**828**	**1.012**	**2.206**	**1.273**	**3.647**	**4.441**
Leasing:							
- tasso fisso	67	175	213	166	151	147	1.558
- tasso variabile	4	13	15	13	13	9	3
Totale leasing	**71**	**188**	**228**	**179**	**164**	**156**	**1.561**
Altri finanziamenti non bancari[1]:							
- tasso fisso	11	58	73	80	66	74	233
- tasso variabile	3	11	-	120	5	1	2
Totale altri finanziamenti non bancari	**14**	**69**	**73**	**200**	**71**	**75**	**235**
TOTALE	**483**	**3.548**	**3.954**	**9.050**	**4.053**	**9.042**	**28.521**

(1) Include gli "Altri debiti finanziari non correnti" esposti nella voce "Altre passività finanziarie non 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 2021.

Milioni di euro	al 31.12.2021	2022-2025	2026-2030	2031-2035	Oltre
Impegni per acquisti di commodity:					
- energia elettrica	71.244	22.916	16.201	13.932	18.195
- combustibili	58.042	11.542	34.027	8.038	4.435
Totale	**129.286**	**34.458**	**50.228**	**21.970**	**22.630**

48. Compensazione di attività e passività finanziarie

Si fa presente che al 31 dicembre 2021 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.

49. 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 es., 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 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
DERIVATI ATTIVI								
Derivati di fair value hedge:								
- tassi	139	138	19	22	-	-	-	-
- cambi	672	639	42	28	-	79	-	28
Totale	**811**	**777**	**61**	**50**	**-**	**79**	**-**	**28**
Derivati di cash flow hedge:								
- tassi	404	161	19	21	-	-	-	-
- cambi	14.980	5.061	1.356	685	2.690	698	104	51
- commodity	2.693	2.541	1.059	428	3.469	2.165	3.023	627
Totale	**18.077**	**7.763**	**2.434**	**1.134**	**6.159**	**2.863**	**3.127**	**678**
Derivati di trading:								
- tassi	-	50	-	2	50	-	1	-
- cambi	26	71	-	4	2.154	3.430	23	79
- commodity	1.147	379	277	46	48.304	21.424	19.640	2.686
Totale	**1.173**	**500**	**277**	**52**	**50.508**	**24.854**	**19.664**	**2.765**
TOTALE DERIVATI ATTIVI	**20.061**	**9.040**	**2.772**	**1.236**	**56.667**	**27.796**	**22.791**	**3.471**

Milioni di euro	Non correnti				Correnti			
	Nozionale		Fair value		Nozionale		Fair value	
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
DERIVATI PASSIVI								
Derivati di fair value hedge:								
- tassi	660	-	5	-	-	-	-	-
- cambi	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale	**660**	**-**	**5**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Derivati di cash flow hedge:								
- tassi	6.807	7.201	620	938	653	122	9	2
- cambi	7.224	16.310	1.244	2.491	1.892	3.766	49	263
- commodity	3.312	1.535	1.301	148	2.067	1.466	4.853	379
Totale	**17.343**	**25.046**	**3.165**	**3.577**	**4.612**	**5.354**	**4.911**	**644**
Derivati di trading:								
- tassi	-	50	-	4	150	100	73	88
- cambi	73	28	2	3	3.555	984	60	41
- commodity	884	89	167	22	41.595	20.910	19.563	2.758
Totale	**957**	**167**	**169**	**29**	**45.300**	**21.994**	**19.696**	**2.887**
TOTALE DERIVATI PASSIVI	**18.960**	**25.213**	**3.339**	**3.606**	**49.912**	**27.348**	**24.607**	**3.531**

49.1 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, e agli investimenti netti in gestioni estere 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;
- 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 47 "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 (ossia, 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 (ossia, 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 (ossia, 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 (ossia, l'elemento coperto e lo strumento di copertura si verificano o sono regolati a date diverse);
- differenze di quantità o di importo nozionale (ossia, l'elemento coperto e lo strumento di copertura si basano su quantità o importi nozionali diversi);
- altri rischi (ossia, 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 (ossia, 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 utilizzato dal Gruppo per la copertura delle variazioni del fair value di attività, 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 è rilevata 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 es., quando si verifica la vendita attesa oggetto di copertura).
Se l'elemento coperto comporta l'iscrizione di un'attività non finanziaria (ossia, terreni, impianti e macchinari o magazzino ecc.) o di una passività non finanziaria, o 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 (ossia, riserva cash flow) sarà stornato e incluso nel valore iniziale (ossia, costo o altro valore contabile) dell'attività o passività coperte (ossia, "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 (ossia, 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 è basata su Euribor, USD LIBOR e GBP LIBOR.
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 diventeranno non rappresentativi dopo il 30 giugno 2023 e il tasso di riferimento alternativo sarà il Secured Overnight Financing Rate (SOFR);
- gli indici GBP LIBOR 1 mese, 3 mesi e 6 mesi diventeranno non rappresentativi dopo il 31 dicembre 2021 e il tasso di riferimento alternativo sarà lo Sterling Overnight Index Average (SONIA).

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 nei contratti precedentemente indicizzati al GBP LIBOR e altre lo saranno durante gli anni 2022-2023 sulla base dell'evoluzione della riforma IBOR e delle migliori pratiche di mercato.

Debiti e derivati

Il Gruppo detiene debito a tasso variabile principalmente indicizzato all'Euribor e all'USD LIBOR 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 2021 il Gruppo ha stipulato nuovi prestiti in dollari statunitensi indicizzati al SOFR e ha proattivamente modificato l'esistente esposizione in derivati passando dal GPB

LIBOR al SONIA. Il principale obiettivo dei prossimi mesi sarà come modificare le esposizioni esistenti da USD LIBOR a USD SOFR e come utilizzare i nuovi tassi alternativi pressoché privi di rischio per le nuove transazioni finanziarie.
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 es., 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.
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 i contratti impattati bilateralmente dalla riforma.

Relazioni di copertura

Alla data di riferimento del bilancio gli elementi coperti e gli strumenti di copertura sono principalmente indicizzati a Euribor, USD LIBOR e GBP SONIA.
Il Gruppo ha valutato l'impatto dell'incertezza dovuta alla riforma IBOR sulle relazioni di copertura al 31 dicembre 2021 con riferimento sia agli strumenti di copertura sia agli elementi coperti. Sia gli elementi coperti che gli strumenti di copertura cambieranno 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 che saranno efficaci nei prossimi anni.
In particolare, c'è ancora incertezza su come potrà avvenire la sostituzione che riguarda sia gli strumenti di copertura sia gli elementi coperti indicizzati all'USD LIBOR. Il Gruppo gestisce l'incertezza relativa a tali relazioni di copertura continuando 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 potrebbero incorrere in un'inefficacia attribuibile a differenti sostituzioni di indici di riferimento esistenti con tassi di riferimento alternativi pressoché privi di rischio. In ogni caso il Gruppo lavorerà per implementare le sostituzioni nello stesso momento.
Inoltre, il Gruppo ha modificato il riferimento al GBP LIBOR nei suoi strumenti di copertura su tasso di interesse utilizzati nelle relazioni di copertura di tipo cash flow hedge con il nuovo, economicamente equivalente, indice di riferimento SONIA alla fine del 2021; quindi non esiste più incertezza sul come e quando la sostituzione potrà avvenire con riferimento sia agli elementi coperti sia agli strumenti di copertura. Conseguentemente il Gruppo non applica più a queste relazioni di copertura le modifiche all'IFRS 9 emesse a settembre 2019 (fase 1) e, di conseguenza, ha iniziato ad applicare 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.
La seguente tabella fornisce il dettaglio dei valori nozionali degli strumenti di copertura per i quali le modifiche all'IFRS 9, sia di fase 1 sia di fase 2, sono state applicate al 31 dicembre 2021, suddivisi per indice di riferimento alternativo per la determinazione del tasso di interesse.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2021	
Strumenti di copertura[(1)]	**Fase 1**	**Fase 2**
USD LIBOR/SOFR	1.315	-
GBP LIBOR/SONIA	-	1.309
Totale	**1.315**	**1.309**

(1) Poiché le relazioni di copertura menzionate sono considerate altamente efficaci, gli importi specificati in tabella come "strumenti di copertura" *de facto* rappresentano gli importi equivalenti dei relativi elementi coperti.

Contratti non ancora modificati inclusi quelli con clausole di sostituzione specifiche

Il Gruppo monitora l'evoluzione della transizione dai vecchi indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse ai nuovi, rivedendo gli importi totali dei contratti ancora non indicizzati ai nuovi tassi di riferimento e gli importi dei contratti, tra questi, che già includono specifiche clausole di sostituzione. Il Gruppo considera un contratto non ancora transitato a un tasso di riferimento alternativo quando il tasso di interesse del contratto è indicizzato a un indice di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse ancora soggetto a riforma IBOR e dunque quando esistono ancora le incertezze sul come e quando avverrà la sostituzione con il nuovo tasso di riferimento.

49.1.1 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 2021 e al 31 dicembre 2020 distinti per scadenza.

Milioni di euro	Maturity						
	2022	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**Oltre**	**Totale**
Al 31.12.2021							
Interest rate swap							
Totale valore nozionale	653	169	729	582	942	5.588	8.663
Valore nozionale relativo a IRS in EUR	128	169	639	582	729	4.582	6.829
Tasso di interesse medio IRS in EUR	5,0651	4,2791	0,8596	1,9099	2,2703	1,6826	
Valore nozionale relativo a IRS in USD	353	-	44	-	-	674	1.071
Tasso di interesse medio IRS in USD	3,5227		0,6950			2,4672	

Milioni di euro	Maturity						
	2021	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**Oltre**	**Totale**
Al 31.12.2020							
Interest rate swap							
Totale valore nozionale	122	461	178	155	591	6.115	7.622
Valore nozionale relativo a IRS in EUR	-	135	178	155	591	5.295	6.354
Tasso di interesse medio IRS in EUR		5,0139	4,1593	4,4380	1,9058	1,8321	
Valore nozionale relativo a IRS in USD	122	326	-	-	-	639	1.087
Tasso di interesse medio IRS in USD	2,0350	3,5227				2,4648	

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 2021 e al 31 dicembre 2020, 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 31.12.2021**			**al 31.12.2020**		
Fair value hedge							
Interest rate swap	Finanziamenti/Obbligazioni a tasso variabile	13	(1)	241	15	-	126
Interest rate swap	Finanziamenti/Obbligazioni a tasso fisso	6	(4)	558	7	-	12
Cash flow hedge							
Interest rate swap	Obbligazioni a tasso variabile	-	(167)	1.190	-	(232)	1.190
Interest rate swap	Crediti finanziari a tasso variabile	13	(1)	164	21	-	161
Interest rate swap	Finanziamenti a tasso variabile	6	(461)	6.510	-	(708)	6.133
Totale		**38**	**(634)**	**8.663**	**43**	**(940)**	**7.622**

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di tasso di interesse al 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020 suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
Derivati	**al 31.12.2021**	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2021**	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2021**	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2021**	**al 31.12.2020**
Fair value hedge								
Interest rate swap	139	138	19	22	660	-	(5)	-
Totale	**139**	**138**	**19**	**22**	**660**	**-**	**(5)**	**-**
Cash flow hedge								
Interest rate swap	404	161	19	21	7.460	7.323	(629)	(940)
Totale	**404**	**161**	**19**	**21**	**7.460**	**7.323**	**(629)**	**(940)**
TOTALE DERIVATI SUL TASSO DI INTERESSE	**543**	**299**	**38**	**43**	**8.120**	**7.323**	**(634)**	**(940)**

Il valore nozionale complessivo dei contratti derivati classificati come strumenti di copertura, risulta al 31 dicembre 2021 pari a 8.663 milioni di euro e il corrispondente fair value negativo è pari a 596 milioni di euro.

Rispetto al 31 dicembre 2020 il valore nozionale evidenzia un incremento di 1.041 milioni di euro, conseguente principalmente:

- alla naturale scadenza di interest rate swap per 122 milioni di euro;
- al consolidamento di società australiane che detengono strumenti interest rate swap per un ammontare pari a 340 milioni di euro;
- a nuovi interest rate swap per 952 milioni di euro.

Il valore inoltre risente della riduzione del nozionale degli interest rate swap di tipo amortizing per un ammontare pari a 129 milioni di euro.

Il miglioramento del fair value, pari a 301 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 2021 sia per l'anno precedente.

Milioni di euro	2021	2020
	Utili/(Perdite) netti	**Utili/(Perdite) netti**
Strumenti di copertura su tassi di interesse	(11)	15
Elemento coperto	(8)	(14)
Inefficacia	**(19)**	**1**

La tabella seguente espone l'impatto dei derivati di fair value hedge su tasso di interesse nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020.

Milioni di euro	2021			2020		
	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	799	14	14	138	22	22

La tabella successiva espone l'impatto dell'elemento coperto delle relazioni di fair value hedge nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020.

Milioni di euro	2021			2020		
	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	518	6	(5)	20	7	(7)
Finanziamenti a tasso variabile	306	(11)	9	146	15	(15)
Totale	**824**	**(5)**	**4**	**166**	**22**	**(22)**

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 31.12.2021	2022	2023	2024	2025	2026	Oltre
Derivati di cash flow hedge su tasso di interesse							
Derivati attivi (fair value positivo)	19	3	2	1	3	3	5
Derivati passivi (fair value negativo)	(629)	(139)	(121)	(96)	(78)	(66)	(163)

La tabella seguente espone l'impatto dei derivati di cash flow hedge su tasso di interesse nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020.

Milioni di euro	2021			2020		
	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	7.864	(610)	(610)	7.484	(919)	(919)

La tabella successiva espone l'impatto dell'elemento coperto delle relazioni di cash flow hedge nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020.

Milioni di euro	2021					2020				
	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Fair value dei derivati a P&L alla data di designazione in CFH	Riserva cash flow hedge	Riserva costi di hedging	Quota inefficace del valore contabile dei derivati di CFH	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Fair value dei derivati a P&L alla data di designazione in CFH	Riserva cash flow hedge	Riserva costi di hedging	Quota inefficace del valore contabile dei derivati di CFH
Obbligazioni a tasso variabile	167	-	(167)	-	-	232	-	(232)	-	-
Crediti finanziari a tasso variabile	(12)	-	12	-	-	(21)	-	21	-	-
Finanziamenti a tasso variabile	417	(32)	(417)	-	(6)	653	(44)	(653)	-	(11)
Totale	**572**	**(32)**	**(572)**	**-**	**(6)**	**864**	**(44)**	**(864)**	**-**	**(11)**

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 2021 e al 31 dicembre 2020.

Milioni di euro	Maturity						
	2022	2023	2024	2025	2026	Oltre	Totale
Al 31.12.2021							
Cross currency interest rate swap (CCIRS)							
Totale valore nozionale CCIRS	258	1.574	4.638	1.002	1.153	12.814	21.439
Valore nozionale CCIRS EUR/USD	-	1.104	2.158	661	1.104	8.632	13.659
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/USD		1,3350	1,1345	1,1742	1,1790	1,2094	
Valore nozionale CCIRS EUR/GBP	-	-	1.012	-	-	3.678	4.690
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/GBP			0,8765			0,8241	
Valore nozionale CCIRS EUR/CHF	-	-	218	-	-	126	344
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/CHF			1,0642			1,2100	
Valore nozionale CCIRS USD/BRL	98	132	295	155	49	244	973
Tasso di cambio contrattuale medio USD/BRL	4,8123	5,2217	5,5483	5,2921	5,3875	3,5655	
Valore nozionale CCIRS EUR/BRL	160	339	402	79	-	77	1.057
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/BRL	6,4122	6,4379	6,2482	6,7126		3,9197	
Currency forward							
Totale valore nozionale forward	4.324	1.320	371	4	-	-	6.019
Valore nozionale - currency forward EUR/USD	3.064	1.268	371	4	-	-	4.707
Tasso di cambio contrattuale medio forward - EUR/USD	1,1600	1,1900	1,1800	1,1800	-	-	
Valore nozionale - currency forward USD/BRL	311	-	-	-	-	-	311
Tasso di cambio contrattuale medio forward - USD/BRL	5,6500						
Valore nozionale - currency forward USD/COP	284	-	-	-	-	-	284
Tasso di cambio contrattuale medio forward - USD/COP	3.964						
Valore nozionale - currency forward USD/CLP	145	-	-	-	-	-	145
Tasso di cambio contrattuale medio forward - USD/CLP	818,9400						
Valore nozionale - currency forward USD/CAD	107	-	-	-	-	-	107
Tasso di cambio contrattuale medio forward - USD/CAD	1,2400						

Milioni di euro	Maturity						
	2021	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**Oltre**	**Totale**
Al 31.12.2020							
Cross currency interest rate swap (CCIRS)							
Totale valore nozionale CCIRS	859	1.702	3.120	3.088	1.336	10.882	20.987
Valore nozionale CCIRS EUR/USD	185	1.630	2.038	1.223	1.223	6.928	13.227
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/USD	1,1348	1,1213	1,2493	1,1039	1,1593	1,2397	
Valore nozionale CCIRS EUR/GBP	278	-	-	946	-	3.443	4.667
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/GBP	0,8248			0,8765		0,7876	
Valore nozionale CCIRS EUR/CHF	-	-	-	208	-	120	328
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/CHF				1,0642		0,9040	
Valore nozionale CCIRS USD/BRL	395	71	64	-	-	244	774
Tasso di cambio contrattuale medio USD/BRL	4,3935	4,1779	5,1967			3,4489	
Currency forward							
Totale valore nozionale forward	3.684	1.871	12	-	-	-	5.567
Valore nozionale - currency forward EUR/USD	2.671	1.786	12	-	-	-	4.469
Tasso di cambio contrattuale medio forward - EUR/USD	1,1473	1,1535	1,1976				
Valore nozionale - currency forward USD/BRL	379	37	-	-	-	-	416
Tasso di cambio contrattuale medio forward - USD/BRL	5,2226	5,4405					
Valore nozionale - currency forward USD/COP	187	-	-	-	-	-	187
Tasso di cambio contrattuale medio forward - USD/COP	3.782						
Valore nozionale - currency forward USD/CLP	121	-	-	-	-	-	121
Tasso di cambio contrattuale medio forward - USD/CLP	716,8847						
Valore nozionale - currency forward EUR/RUB	100	-	-	-	-	-	100
Tasso di cambio contrattuale medio forward - EUR/RUB	91,8464						

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 2021 e al 31 dicembre 2020 suddivisi per tipologia di elemento coperto.

Milioni di euro		Fair value		Nozionale	Fair value		Nozionale
Strumento di copertura	**Elemento coperto**	**Attività**	**Passività**		**Attività**	**Passività**	
		al 31.12.2021			**al 31.12.2020**		
Fair value hedge							
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti/Obbligazioni in valuta estera a tasso fisso	12	-	595	28	-	639
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti in valuta estera a tasso variabile	30	-	77	28	-	79
Cash flow hedge							
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti/Crediti in valuta estera a tasso variabile	88	(19)	953	67	(15)	579
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti in valuta estera a tasso fisso	43	(58)	2.553	50	-	484
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Obbligazioni in valuta estera a tasso variabile	37	-	344	12	-	356
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Obbligazioni in valuta estera a tasso fisso	1.159	(1.095)	16.601	588	(2.374)	18.499
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Flussi di cassa futuri in valuta	-	(75)	316	7	(4)	351
Currency forward	Flussi di cassa futuri in valuta	7	(3)	378	3	(12)	574
Currency forward	Acquisti futuri di commodity in valuta	106	(36)	4.802	5	(309)	4.167
Currency forward	Acquisti di beni di investimento e altro in valuta	20	(7)	839	4	(40)	825
Totale		**1.502**	**(1.293)**	**27.458**	**792**	**(2.754)**	**26.553**

Per le relazioni di copertura in cash flow hedge e fair value hedge si evidenziano:

- contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 19.749 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 positivo pari a 61 milioni di euro;
- contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 1.690 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 61 milioni di euro;
- contratti currency forward con un ammontare nozionale complessivo di 5.180 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 positivo complessivo pari a 74 milioni di euro;
- contratti currency forward con un ammontare nozionale di 839 milioni di euro e un fair value positivo pari a 13 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 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 2021 e al 31 dicembre 2020 suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
Derivati	**al 31.12.2021**	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2021**	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2021**	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2021**	**al 31.12.2020**
Fair value hedge								
CCIRS	672	718	42	56	-	-	-	-
Totale	**672**	**718**	**42**	**56**	**-**	**-**	**-**	**-**
Cash flow hedge								
Currency forwards	4.117	476	133	12	1.902	5.090	(46)	(361)
CCIRS	13.553	5.582	1.327	724	7.214	14.687	(1.247)	(2.393)
Totale	**17.670**	**6.058**	**1.460**	**736**	**9.116**	**19.777**	**(1.293)**	**(2.754)**
TOTALE DERIVATI SUL TASSO DI CAMBIO	**18.342**	**6.776**	**1.502**	**792**	**9.116**	**19.777**	**(1.293)**	**(2.754)**

Il valore nozionale dei CCIRS al 31 dicembre 2021, pari a 21.439 milioni di euro (20.987 milioni di euro al 31 dicembre 2020), evidenzia un incremento di 452 milioni di euro. In particolare, si rileva che sono scaduti cross currency interest rate swap per un valore complessivo di 859 milioni di euro a fronte di nuovi derivati per un controvalore complessivo di 6.470 milioni di euro, di cui 3.532 milioni di euro a fronte delle emissioni obbligazionarie in dollari statunitensi intervenute nel mese di luglio 2021. Inoltre, a seguito dei riacquisti anticipati di obbligazioni convenzionali in dollari statunitensi, effettuati da Enel Finance International nel corso dell'anno, si rileva la chiusura anticipata di cross currency interest rate swap per un ammontare pari a 5.909 milioni di euro. Il valore risente, infine, dell'andamento del cambio dell'euro rispetto alle principali divise e dell'effetto delle quote di ammortamento che hanno determinato un incremento del valore nozionale per 750 milioni di euro.
Il valore nozionale dei currency forward al 31 dicembre 2021, pari a 6.019 milioni di euro (5.566 milioni di euro al 31 dicembre 2020), evidenzia un incremento di 453 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. Le variazioni del nozionale sono connesse alla normale operatività.

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 2021 sia per l'anno precedente.

Milioni di euro	2021	2020
	Utili/(Perdite) netti	**Utili/(Perdite) netti**
Strumenti di copertura su tassi di cambio	1	44
Elemento coperto	(2)	(51)
Inefficacia	**(1)**	**(7)**

La tabella seguente espone l'impatto dei derivati di fair value hedge su tasso di cambio nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020.

Milioni di euro	2021			2020		
	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)	672	42	37	718	56	56

La tabella successiva espone l'impatto dell'elemento coperto delle relazioni di fair value hedge nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020.

Milioni di euro	2021			2020		
	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 in valuta estera a tasso fisso	639	(35)	(44)	637	34	(34)
Finanziamenti in valuta estera a tasso variabile	-	-	-	79	28	(28)
Totale	**639**	**(35)**	**(44)**	**716**	**62**	**(62)**

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 31.12.2021	2022	2023	2024	2025	2026	Oltre
Derivati di cash flow hedge su tasso di cambio							
Derivati attivi (fair value positivo)	1.460	305	407	247	180	205	1.780
Derivati passivi (fair value negativo)	(1.293)	(9)	13	(66)	(49)	(27)	(256)

La tabella seguente espone l'impatto dei derivati di cash flow hedge su tasso di cambio nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020.

Milioni di euro	2021			2020		
	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)	20.767	80	82	20.269	(1.669)	(1.463)
Currency forward	6.019	87	89	5.566	(349)	(342)
Totale	**26.786**	**167**	**171**	**25.835**	**(2.018)**	**(1.805)**

La tabella successiva espone l'impatto dell'elemento coperto delle relazioni di cash flow hedge nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020.

Milioni di euro	2021				2020			
	Fair value 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 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**
Finanziamenti in valuta estera a tasso variabile	(69)	69	-	-	(52)	52	-	-
Finanziamenti in valuta estera a tasso fisso	15	(15)	-	-	(50)	50	-	-
Obbligazioni in valuta estera a tasso variabile	(37)	37	-	-	(12)	12	-	-
Obbligazioni in valuta estera a tasso fisso	(66)	66	(2)	-	1.580	(1.580)	(205)	-
Flussi di cassa futuri in valuta (coperti con CCIRS)	75	(75)	-	-	(3)	3	-	-
Flussi di cassa futuri in valuta (coperti con forward)	(2)	2	1	-	7	(7)	(3)	-
Acquisti futuri di commodity in valuta	(72)	72	-	-	305	(305)	-	1
Acquisti di beni di investimento e altro in valuta	(15)	15	(3)	-	30	(30)	(5)	(1)
Totale	**(171)**	**171**	**(4)**	**-**	**1.805**	**(1.805)**	**(213)**	**-**

Rischio di prezzo su commodity

Milioni di euro	Maturity						
	2022	2023	2024	2025	2026	Oltre	Totale
Al 31.12.2021							
Commodity swap							
Valore nozionale su energia	124	164	168	149	146	472	1.223
Prezzo medio - commodity swap su energia (€/MWh)	51,8	53,7	47,5	46,6	46,0	33,2	
Valore nozionale su gas	131	372	129	11	17	93	753
Prezzo medio - commodity swap su gas (€/MWh)	63,8	13,7	12,1	9,4	12,0	9,6	
Valore nozionale su petrolio	669	244	99	-	-	-	1.012
Prezzo medio - commodity swap su petrolio ($/bbl)	86,4	92,9	79,4				
Commodity forward/future							
Valore nozionale su energia	319	637	302	288	248	856	2.650
Prezzo medio - commodity forward/future su energia (€/MWh)	29,7	43,3	20,0	19,7	18,7	16,6	
Valore nozionale su carbone/shipping	14	-	-	-	-	-	14
Prezzo medio - commodity forward/future su gas carbone/shipping ($/t)	90,8						
Valore nozionale su gas	3.315	1.048	5	-	-	-	4.368
Prezzo medio - commodity forward/future su gas (€/MWh)	15,1	18,9	18,0				
Valore nozionale su CO_2	476	61	-	-	-	-	537
Prezzo medio - commodity forward/future su CO_2 (€/t)	46,1	38,4					
Valore nozionale su petrolio	600	57	-	-	-	-	657
Prezzo medio - commodity forward/future su petrolio ($/bbl)	37,7	51,6					
Commodity option							
Valore nozionale su energia	10	21	21	21	21	134	228
Prezzo medio - commodity option su energia (€/MWh)	26,3	29,3	29,9	29,8	29,8	32,6	
Valore nozionale su gas	99	-	-	-	-	-	99
Prezzo medio - commodity option su gas (€/MWh)	50,5						

Milioni di euro	Maturity						
	2021	2022	2023	2024	2025	Oltre	Totale
Al 31.12.2020							
Commodity swap							
Valore nozionale su energia	78	65	64	65	53	281	606
Prezzo medio - commodity swap su energia (€/MWh)	40,3	37,9	37,7	37,7	37,6	37,7	
Valore nozionale su carbone/shipping	32	2	-	-	-	-	34
Prezzo medio - commodity swap su carbone/shipping ($/t)	51,2	57,9					
Valore nozionale su gas	-	-	-	-	-	-	-
Prezzo medio - commodity swap su gas (€/MWh)							
Commodity forward/future							
Valore nozionale su energia	1.065	244	246	197	191	741	2.684
Prezzo medio - commodity forward/future su energia (€/MWh)	43,2	25,0	19,1	17,9	17,4	15,2	
Valore nozionale su gas	1.521	973	17	20	20	108	2.659
Prezzo medio - commodity forward/future su gas (€/MWh)	14,3	14,9	15,2	4,9	4,9	2,5	
Valore nozionale su CO_2	317	134	37	-	-	-	488
Prezzo medio - commodity forward/future su CO_2 (€/t)	24,2	26,6	27,9				
Valore nozionale su petrolio	744	413	-	-	-	-	1.157
Prezzo medio - commodity forward/future su petrolio ($/bbl)	45,0	44,3					
Commodity option							
Valore nozionale su energia	-	8	9	9	9	45	80
Prezzo medio - commodity option su energia (€/MWh)		29,7	26,4	26,4	26,4	31,7	

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 2021 e al 31 dicembre 2020 suddivisi per tipologia di commodity.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Derivati								
Cash flow hedge								
Derivati su energia:								
- swap	820	369	640	70	401	236	(263)	(56)
- forward/future	769	2.066	351	361	1.881	571	(598)	(16)
- opzioni	229	70	49	-	-	-	(18)	-
Totale derivati su energia	**1.818**	**2.505**	**1.040**	**431**	**2.282**	**807**	**(879)**	**(72)**
Derivati su carbone/shipping:								
- swap	-	34	-	11	-	-	-	-
- forward/future	14	-	3	-	-	-	-	-
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su carbone/ shipping	**14**	**34**	**3**	**11**	**-**	**-**	**-**	**-**
Derivati su gas e petrolio:								
- swap	669	-	69	-	1.095	-	(99)	-
- forward/future	3.094	1.674	2.557	456	1.932	2.189	(5.150)	(455)
- opzioni	30	11	3	18	70	-	(26)	-
Totale derivati su gas e petrolio	**3.793**	**1.685**	**2.629**	**474**	**3.097**	**2.189**	**(5.275)**	**(455)**
Derivati su CO_2:								
- swap	-	-	-	-	-	-	-	-
- forward/future	537	482	410	139	-	5	-	-
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su CO_2	**537**	**482**	**410**	**139**	**-**	**5**	**-**	**-**
TOTALE DERIVATI SU COMMODITY	**6.162**	**4.706**	**4.082**	**1.055**	**5.379**	**3.001**	**(6.154)**	**(527)**

La tabella espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di prezzo su commodity al 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020, 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 2.629 milioni di euro, a transazioni in derivati su CO_2 per 410 milioni di euro, a transazioni in derivati su energia per 1.040 milioni di euro e, in minor misura, a coperture su acquisti di carbone richieste dalle società di generazione (3 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 5.275 milioni di euro (principalmente per contratti di vendita in hedging) e a contratti derivati su energia per 879 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 31.12.2021	2022	2023	2024	2025	2026	Oltre
Derivati di cash flow hedge su commodity							
Derivati attivi (fair value positivo)	4.082	2.960	720	122	72	45	163
Derivati passivi (fair value negativo)	(6.154)	(4.892)	(858)	(126)	(84)	(58)	(136)

La tabella seguente espone l'impatto dei derivati di cash flow hedge su prezzo su commodity nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020.

Milioni di euro	2021			2020		
	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	1.221	377	377	605	23	23
Swap su carbone/shipping	-	-	-	34	11	11
Swap su gas e petriolio	1.764	(30)	(30)	-	-	-
Forward/future su energia	2.675	(223)	(223)	2.717	375	356
Forward/future su carbone/shipping	14	3	3	-	-	-
Forward/future su gas e petrolio	5.027	(2.592)	(2.592)	3.794	(20)	(20)
Forward/future su CO_2	537	410	410	487	139	139
Option su energia	204	7	7	70	-	-
Option su gas e petrolio	99	(24)	(24)	-	-	-
Totale	**11.541**	**(2.072)**	**(2.072)**	**7.707**	**528**	**509**

La tabella successiva espone l'impatto dell'elemento coperto delle relazioni di cash flow hedge nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020.

Milioni di euro	2021				2020			
	Fair value 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 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	(297)	297	-	(29)	(316)	374	-	24
Transazioni future di carbone/shipping	(3)	3	-	-	(11)	11	-	-
Transazioni future di gas e petrolio	2.751	(2.751)	-	(2)	20	(20)	-	-
Transazioni future di CO_2	(410)	410	-	-	(139)	139	-	-
Totale	**2.041**	**(2.041)**	**-**	**(31)**	**(446)**	**504**	**-**	**24**

Infine, relativamente ai derivati di cash flow hedge su prezzo su commodity, si segnala che nel corso del 2021 l'intero comparto commodity è stato oggetto di importanti oscillazioni di prezzo. In particolare, l'impatto più rilevante in termini di variazione di riserva di cash flow hedge è attribuibile a transazioni future di gas che, tra tutte, è stata la commodity che ha maggiormente risentito di questa alta volatilità.

49.2 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 2021 e al 31 dicembre 2020.

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
DERIVATI FVTPL								
su tasso di interesse:								
- interest rate swap	50	50	1	2	100	100	(71)	(88)
- interest rate option	-	-	-	-	50	50	(2)	(4)
su tasso di cambio:								
- currency forward	2.180	3.501	23	83	3.628	1.012	(62)	(44)
- CCIRS	-	-	-	-	-	-	-	-
su commodity								
Derivati su energia:								
- swap	777	144	(78)	14	1.088	109	(198)	(18)
- forward/future	23.207	5.493	3.368	75	17.970	5.626	(2.927)	(428)
- option	3	137	78	24	113	9	(16)	(12)
Totale derivati su energia	**23.987**	**5.774**	**3.368**	**113**	**19.171**	**5.744**	**(3.141)**	**(458)**
Derivati su carbone:								
- swap	35	47	4	4	133	16	23	(1)
- forward/future	213	200	63	40	455	144	(148)	(27)
- option	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su carbone	**248**	**247**	**67**	**44**	**588**	**160**	**(125)**	**(28)**
Derivati su gas e petrolio:								
- swap	2.904	635	(1.049)	81	4.199	259	1.843	(34)
- forward/future	19.001	13.993	16.706	2.108	16.755	14.121	(17.374)	(1.999)
- option	232	185	268	165	399	170	(402)	(173)
Totale derivati su gas e petrolio	**22.137**	**14.813**	**15.925**	**2.354**	**21.353**	**14.550**	**(15.933)**	**(2.206)**
Derivati su CO_2:								
- swap	-	-	-	-	-	-	-	-
- forward/future	3.079	770	557	209	1.366	290	(530)	(72)
- option	-	-	-	-	-	5	-	(5)
Totale derivati su CO_2	**3.079**	**770**	**557**	**209**	**1.366**	**295**	**(530)**	**(77)**
Derivati su altro:								
- swap	-	-	-	-	1	13	(1)	(7)
- forward/future	-	195	-	9	-	234	-	(1)
- option	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su altro	**-**	**195**	**-**	**9**	**1**	**247**	**(1)**	**(8)**
Derivati embedded	-	4	-	3	-	3	-	(3)
TOTALE	**51.681**	**25.354**	**19.941**	**2.817**	**46.257**	**22.161**	**(19.865)**	**(2.916)**

Al 31 dicembre 2021 l'ammontare del nozionale dei derivati su tasso di interesse di trading è pari a 200 milioni di euro. Il fair value negativo di 72 milioni di euro ha subíto un miglioramento di 18 milioni di euro rispetto all'anno precedente principalmente imputabile all'andamento della curva dei tassi di interesse.

Al 31 dicembre 2021 l'ammontare del nozionale dei derivati su cambi è pari a 5.808 milioni di euro. Il complessivo incremento del loro valore nozionale per 1.295 milioni di euro e la riduzione del fair value netto pari a 78 milioni di euro sono principalmente connessi alla normale operatività e alle dinamiche dei cambi.

Al 31 dicembre 2021 l'ammontare del nozionale dei derivati su commodity è pari a 91.930 milioni di euro. 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 15.925 milioni di euro, delle operazioni in derivati su energia per 3.368 milioni di euro, delle operazioni in derivati su CO_2 per 557 milioni di euro e, in misura inferiore, delle operazioni in derivati su carbone per 67 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 15.933 milioni di euro, a operazioni in derivati su energia per 3.141 milioni di euro e a operazioni in derivati su CO_2 e carbone per rispettivamente 530 e 125 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" sono ricomprese attività di copertura effettuate tramite derivati su indici meteorologici ("Weather Derivatives"). Oltre al rischio prezzo commodity, le società del Gruppo sono infatti esposte anche al rischio volumetrico legato alla variabilità delle condizioni meteorologiche (per es., la temperatura ambientale influisce sui consumi di gas e di energia elettrica).

Valutazione al fair value

50. 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 e criteri di valutazione".

50.1 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 31.12.2021	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value al 31.12.2021	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Partecipazioni in altre imprese FVOCI	28	**41**	4	15	22	**-**	-	-	-
Titoli al FVOCI	28.1, 29.1	**404**	404	-	-	**87**	87	-	-
Titoli al FVTPL	29.1	**-**	-	-	-	**1**	1	-	-
Partecipazioni in altre imprese FVTPL	28	**32**	23	-	9	**-**	-	-	-
Attività finanziarie da accordi per servizi in concessione FVTPL	28	**2.630**	-	2.630	-	**-**	-	-	-
Crediti e altre attività finanziarie valutate al fair value	28	**25**	-	-	25	**140**	140	-	-
Derivati di fair value hedge:									
- tassi	49	**19**	-	19	-	**-**	-	-	-
- cambi	49	**42**	-	42	-	**-**	-	-	-
Derivati di cash flow hedge:									
- tassi	49	**19**	-	19	-	**-**	-	-	-
- cambi	49	**1.356**	-	1.356	-	**104**	-	104	-
- commodity	49	**1.059**	332	387	340	**3.023**	1.066	1.681	276
Derivati di trading:									
- tassi	49	**-**	-	-	-	**1**	-	1	-
- cambi	49	**-**	-	-	-	**23**	-	23	-
- commodity	49	**277**	114	162	1	**19.640**	8.236	11.404	-
Rimanenze valutate al fair value	49	**-**	-	-	-	**55**	53	2	-
Corrispettivi potenziali (contingent consideration)	30, 31	**-**	-	-	-	**15**	-	2	13

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, nonché all'impianto di generazione di PH Chucas in Costa Rica, 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 corrente dei "Crediti e altre attività finanziarie al fair value" è rappresentata essenzialmente da investimenti di liquidità; la valutazione del loro fair value rientra nelle casistiche di Livello 1 in quanto basata su input di mercato.
La quota non corrente dei "Crediti e altre attività finanziarie al fair value" accoglie nel Livello 3 il credito relativo alla cessione di Slovak Power Holding pari a 25 milioni di euro al 31 dicembre 2021, il cui fair value è determinato in base all'applicazione della formula del prezzo prevista contrattualmente.

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.
Marginali eccezioni, sia in CFH sia di trading, sono rappresentate da alcuni contratti derivati relativi a indici meteorologici ("Weather Derivatives" – la cui valutazione è effettuata utilizzando dati storici certificati delle variabili sottostanti) o da alcuni contratti finanziari long term ("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).
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.

50.2 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 31.12.2021				al 31.12.2021			
Investimenti immobiliari	21	**150**	15	-	135	**-**	-	-	-
Rimanenze	32	**-**	-	-	-	**50**	-	1	49

La tabella accoglie il fair value di investimenti immobiliari e rimanenze di immobili non strumentali rispettivamente per 150 milioni di euro e per 50 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.

50.3 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 al 31.12.2021	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value al 31.12.2021	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Derivati di fair value hedge:									
- tassi	49	**5**	-	5	-	**-**	-	-	-
- cambi	49	**-**	-	-	-	**-**	-	-	-
- commodity	49	**-**	-	-	-	**-**	-	-	-
Derivati di cash flow hedge:									
- tassi	49	**620**	-	620	-	**9**	-	9	-
- cambi	49	**1.244**	-	1.244	-	**49**	-	49	-
- commodity	49	**1.301**	416	742	143	**4.853**	2.366	2.480	7
Derivati di trading:									
- tassi	49	**-**	-	-	-	**73**	-	73	-
- cambi	49	**2**	-	2	-	**60**	-	60	-
- commodity	49	**167**	72	95	-	**19.563**	7.628	11.934	1
Corrispettivi potenziali (contingent consideration)	40, 41	**84**	-	-	84	**45**	-	43	2

La voce "Corrispettivi potenziali" fa riferimento prevalentemente ad alcune partecipazioni detenute dal Gruppo in Nord America e in Grecia, il cui fair value è stato determinato sulla base delle condizioni contrattuali presenti negli accordi tra le parti.

50.4 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					
	Note	Fair value al 31.12.2021	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Obbligazioni:					
- a tasso fisso	46.3.1	42.949	39.709	3.240	-
- a tasso variabile	46.3.1	3.273	147	3.126	-
Finanziamenti bancari:					
- a tasso fisso	46.3.1	2.298	-	2.298	-
- a tasso variabile	46.3.1	11.091	-	11.091	-
Debiti verso altri finanziatori:					
- a tasso fisso	46.3.1	3.046	-	3.046	-
- a tasso variabile	46.3.1	95	-	95	-
Totale		**62.752**	**39.856**	**22.896**	**-**

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

51. 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 (ossia, 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; di seguito, rispettivamente "Piano LTI 2019", "Piano LTI 2020", "Piano LTI 2021" 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 (i) per l'Amministratore Delegato/Direttore Generale, fino al 100% del valore base assegnato e (ii) per gli altri destinatari, fino al 50% 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 sarà 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 e al Piano LTI 2021.

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 e 20 maggio 2021.

	Data di assegnazione delle Azioni	Performance period	Verifica raggiungimento obiettivi	Erogazione dell'incentivo
Piano LTI 2019	12.11.2019[28]	2019-2021	2022[29]	2022-2023
Piano LTI 2020	17.09.2020[30]	2020-2022	2023[31]	2023-2024
Piano LTI 2021	16.09.2021[32]	2021-2023	2024[33]	2024-2025

(28) 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).
(29) In occasione dell'approvazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2021, il Consiglio di Amministrazione procederà alla verifica del livello di raggiungimento degli obiettivi di *performance* del Piano LTI 2019.
(30) 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).
(31) In occasione dell'approvazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2022, il Consiglio di Amministrazione procederà alla verifica del livello di raggiungimento degli obiettivi di *performance* del Piano LTI 2020.
(32) 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).
(33) 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.

In attuazione delle autorizzazioni conferite dalle Assemblee degli azionisti tenutesi nelle date sopra richiamate (16 maggio 2019, 14 maggio 2020 e 20 maggio 2021) e nel rispetto dei relativi termini e condizioni, il Consiglio di Amministrazione ha approvato – nelle adunanze del 19 settembre 2019, 29 luglio 2020 e 17 giugno 2021 – l'avvio di programmi di acquisto di Azioni proprie a servizio rispettivamente del Piano LTI 2019, del Piano LTI 2020 e del Piano LTI 2021. 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[34]	6,7779	10.499.999
Piano LTI 2020	1.720.000	1.720.000[35]	7,4366	12.790.870
Piano LTI 2021	1.620.000	1.620.000[36]	7,8737	12.755.459

Per effetto degli acquisti effettuati a servizio del Piano LTI 2019, del Piano LTI 2020 e del Piano LTI 2021, al 31 dicembre 2021 Enel detiene complessivamente n. 4.889.152 Azioni proprie, pari allo 0,048% circa del capitale sociale.

Le seguenti informazioni riguardano gli strumenti rappresentativi di capitale assegnati durante gli esercizi 2019, 2020 e 2021.

	2021			2020			2019		
	Numero azioni assegnate alla data di assegnazione	Fair value per azione alla data di assegnazione	Numero di azioni potenzialmente erogabili	Numero azioni assegnate alla data di assegnazione	Fair value per azione alla data di assegnazione	Numero di azioni potenzialmente erogabili	Numero azioni assegnate alla data di assegnazione	Fair value per azione alla data di assegnazione	Numero di azioni potenzialmente erogabili
Piano LTI 2019			1.529.182			1.529.182	1.538.547	6,983	1.538.547
Piano LTI 2020			1.638.775	1.638.775[37]	7,38	1.638.775[38]			
Piano LTI 2021	1.577.773	7,001	1.577.773						

Il fair value di tali strumenti rappresentativi di capitale è misurato sulla base del prezzo di mercato delle Azioni alla data di assegnazione[39].

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 9 milioni di euro nell'esercizio 2021 (5 milioni di euro nel 2020).

Non ci sono state cancellazioni o modifiche che hanno interessato il Piano LTI 2021 e/o il Piano LTI 2020 e/o il Piano LTI 2019.

(34) Azioni acquistate nel periodo compreso tra il 23 settembre e il 2 dicembre 2019, equivalenti allo 0,015% circa del capitale sociale.
(35) Azioni acquistate nel periodo compreso tra il 3 settembre e il 28 ottobre 2020, equivalenti allo 0,017% circa del capitale sociale.
(36) Azioni acquistate nel periodo compreso tra il 18 giugno e il 21 luglio 2021, equivalenti allo 0,016% circa del capitale sociale.
(37) Il dato ha subíto una rideterminazione rispetto a quello pubblicato nel Bilancio di esercizio relativo all'esercizio 2020.
(38) Il dato ha subíto una rideterminazione rispetto a quello pubblicato nel Bilancio di esercizio relativo all'esercizio 2020.
(39) 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.

52. 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 2021 e al 31 dicembre 2020.

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	GSE	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti[1]	Altre
Rapporti economici					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	-	3.018	275	3.165	210
Altri proventi	-	-	-	5	-
Altri proventi finanziari	-	-	-	15	-
Energia elettrica, gas e combustibile	4.613	6.363	-	2.572	-
Servizi e altri materiali	-	75	3	2.874	57
Altri costi operativi	6	198	-	13	1
Risultati netti da contratti su commodity	-	-	-	13	-
Altri oneri finanziari	-	-	-	10	-

(1) Il dato include Open Fiber SpA che lo scorso anno era considerata società collegata.

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	GSE	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti[1]	Altre
Rapporti patrimoniali					
Altre attività finanziarie non correnti	-	-	-	-	-
Derivati finanziari attivi non correnti	-	-	-	-	-
Altre attività non correnti	-	-	-	119	-
Crediti commerciali	-	469	9	659	36
Derivati finanziari attivi correnti	-	-	-	-	-
Altre attività finanziarie correnti	-	-	-	-	1
Altre attività correnti	-	-	76	21	2
Finanziamenti a lungo termine	-	-	-	536	-
Passività derivanti da contratti con i clienti non correnti	-	-	-	187	7
Derivati finanziari passivi non correnti	-	-	-	-	-
Finanziamenti a breve termine	-	-	-	-	-
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	-	89	-
Debiti commerciali	1.903	641	1	1.466	12
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti	-	-	-	12	-
Altre passività correnti	-	-	-	38	38
Altre informazioni					
Garanzie rilasciate	-	40	-	11	59
Garanzie ricevute	-	-	-	138	36
Impegni	-	-	-	401	-

(1) Il dato include Open Fiber SpA che lo scorso anno era considerata società collegata.

Totale 2021	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale 2021	Totale voce di bilancio	Incidenza %
6.668	342	**7.010**	**84.104**	**8,3%**
5	1	**6**	**3.902**	**0,2%**
15	123	**138**	**1.882**	**7,3%**
13.548	278	**13.826**	**49.093**	**28,2%**
3.009	143	**3.152**	**19.609**	**16,1%**
218	-	**218**	**2.095**	**10,4%**
13	11	**24**	**2.522**	**1,0%**
10	22	**32**	**6.114**	**0,5%**

Totale al 31.12.2021	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 31.12.2021	Totale voce di bilancio	Incidenza %
-	1.120	**1.120**	**5.704**	**19,6%**
-	14	**14**	**2.772**	**0,5%**
119	-	**119**	**3.268**	**3,6%**
1.173	148	**1.321**	**16.076**	**8,2%**
-	32	**32**	**22.791**	**0,1%**
1	156	**157**	**8.645**	**1,8%**
99	24	**123**	**5.002**	**2,5%**
536	344	**880**	**54.500**	**1,6%**
194	-	**194**	**6.214**	**3,1%**
-	1	**1**	**3.339**	**-**
-	6	**6**	**13.306**	**-**
89	20	**109**	**4.031**	**2,7%**
4.023	59	**4.082**	**16.959**	**24,1%**
12	-	**12**	**1.433**	**0,8%**
76	4	**80**	**12.959**	**0,6%**

110	-	**110**		
174	-	**174**		
401	-	**401**		

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	GSE	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	Altre
Rapporti economici					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	-	808	295	2.542	187
Altri proventi	-	-	-	-	1
Altri proventi finanziari	-	-	-	-	-
Energia elettrica, gas e combustibile	2.038	2.059	-	1.122	-
Servizi e altri materiali	-	38	3	2.728	44
Altri costi operativi	6	183	-	9	1
Risultati netti da contratti su commodity	-	-	-	1	-
Altri oneri finanziari	-	-	-	13	-

(1) I dati relativi all'esercizio 2020 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value, alla fine del periodo, dei contratti outstanding per compravendita di commodity regolate con consegna fisica; tale diversa classificazione non ha comportato effetti sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del presente Bilancio consolidato.

(2) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 87 milioni di euro nel 2020, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 del presente Bilancio consolidato.

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	GSE	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	Altre
Rapporti patrimoniali					
Altre attività finanziarie non correnti	-	-	-	-	-
Derivati finanziari attivi non correnti	-	-	-	-	-
Crediti commerciali	-	35	15	569	29
Altre attività finanziarie correnti	-	-	-	-	1
Altre attività correnti	-	9	84	63	2
Finanziamenti a lungo termine	-	-	-	625	-
Passività derivanti da contratti con i clienti non correnti	-	-	-	4	6
Finanziamenti a breve termine	-	-	-	-	-
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	-	89	-
Debiti commerciali	554	83	746	748	5
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti	-	-	-	-	1
Altre passività correnti	-	-	-	15	13
Altre informazioni					
Garanzie rilasciate	-	250	-	13	83
Garanzie ricevute	-	-	-	157	36
Impegni	-	-	-	102	2

Totale 2020	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale 2020	Totale voce di bilancio	Incidenza %
3.832	206	**4.038**	**63.642**[1][2]	**6,3%**
1	9	**10**	**2.362**	**0,4%**
-	62	**62**	**2.676**[2]	**2,3%**
5.219	166	**5.385**	**26.026**[1]	**20,7%**
2.813	145	**2.958**	**18.366**[1]	**16,1%**
199	3	**202**	**2.202**	**9,2%**
1	-	**1**	**(99)**[1]	**-1,0%**
13	58	**71**	**4.485**	**1,6%**

Totale al 31.12.2020	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 31.12.2020	Totale voce di bilancio	Incidenza %
-	1.144	**1.144**	**5.159**	**22,2%**
-	21	**21**	**1.236**	**1,7%**
648	215	**863**	**12.046**	**7,2%**
1	189	**190**	**5.113**	**3,7%**
158	6	**164**	**3.578**	**4,6%**
625	359	**984**	**49.519**	**2,0%**
10	151	**161**	**6.191**	**2,6%**
-	21	**21**	**6.345**	**0,3%**
89	19	**108**	**3.168**	**3,4%**
2.136	69	**2.205**	**12.859**	**17,1%**
1	15	**16**	**1.275**	**1,3%**
28	9	**37**	**11.651**	**0,3%**
346	-	**346**		
193	-	**193**		
104	-	**104**		

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

	2021	2020	2021-2020	
Compensi riferiti ai componenti del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale, al Direttore Generale				
Benefíci a breve termine per i dipendenti	5	6	(1)	-16,7%
Altri benefíci a lungo termine	1	4	(3)	-75,0%
Totale	**6**	**10**	**(4)**	**-40,0%**

Milioni di euro

	2021	2020	2021-2020	
Compensi riferiti ai dirigenti con responsabilità strategiche				
Benefíci a breve termine per i dipendenti	13	13	-	-
Altri benefíci a lungo termine	4	8	(4)	-50,0%
Totale	**17**	**21**	**(4)**	**-19,0%**

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. Tale procedura (reperibile all'indirizzo https://www.enel.com/it/investitori/governance/statuto-regolamenti-politiche sia nella versione vigente sino al 30 giugno 2021 sia nella versione da ultimo modificata dal Consiglio di Amministrazione nel medesimo mese di giugno 2021 e con efficacia dal 1° luglio 2021) 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. Si segnala che nel corso dell'esercizio 2021 non sono state realizzate operazioni con parti correlate per le quali fosse necessario procedere all'inserimento in bilancio dell'informativa richiesta dal Regolamento adottato in materia con delibera CONSOB n. 17221 del 12 marzo 2010 e successive modifiche e integrazioni.

53. 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 2021, 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
Anpal	Enel Green Power Italia Srl	0,02	Tranche di contributo a fondo perduto incassata per la prima istanza FNC-C-05468, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	Enel Green Power Italia Srl	0,05	Tranche di contributo a fondo perduto incassata per la seconda istanza FNC-C-06952, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	Enel Green Power Italia Srl	0,09	Tranche di contributo a fondo perduto incassata per la prima istanza FNC-C-05468, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Invitalia	Enel Green Power Italia Srl	8,44	Tranche di contributo a fondo perduto incassata per il Contratto di Sviluppo 3SUN, finanziato con la Determina Invitalia del 17 novembre 2017
Anpal	Enel Energia SpA	0,03	Tranche di contributo a fondo perduto incassata per la prima istanza FNC-C-05468, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	Enel Energia SpA	0,15	Tranche di contributo a fondo perduto incassata per la seconda istanza FNC-C-06952, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	Enel Energia SpA	0,04	Tranche di contributo a fondo perduto incassata per la prima istanza FNC-C-10223, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	Servizio Elettrico Nazionale SpA	0,03	Tranche di contributo a fondo perduto incassata per la prima istanza FNC-C-05468, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	Servizio Elettrico Nazionale SpA	0,03	Tranche di contributo a fondo perduto incassata per la seconda istanza FNC-C-06952, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	Servizio Elettrico Nazionale SpA	0,02	Tranche di contributo a fondo perduto incassata per la prima istanza FNC-C-10223, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	Enel Global Trading SpA	0,01	Tranche di contributo a fondo perduto incassata per la seconda istanza FNC-C-06952, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	Enel Global Trading SpA	0,01	Tranche di contributo a fondo perduto incassata per la prima istanza FNC-C-10223, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	Enel X Srl	0,01	Tranche di contributo a fondo perduto incassata per la prima istanza FNC-C-05468, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	Enel X Srl	0,03	Tranche di contributo a fondo perduto incassata per la seconda istanza FNC-C-06952, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	Enel X Srl	0,01	Tranche di contributo a fondo perduto incassata per la terza istanza FNC-C-10223, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020

Erogazioni ricevute in milioni di euro

Istituto finanziario/ Ente erogatore	Società beneficiaria	Importo	Note
Anpal	Enel Sole Srl	0,01	Tranche di contributo a fondo perduto incassata per la terza istanza FNC-C-10223, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	Enel Produzione SpA	0,03	Tranche di contributo a fondo perduto incassata per la prima istanza FNC-C-05468, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	Enel Produzione SpA	0,05	Tranche di contributo a fondo perduto incassata per la seconda istanza FNC-C-06952, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	Enel Produzione SpA	0,06	Tranche di contributo a fondo perduto incassata per la terza istanza FNC-C-10223, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	Enel Global Services Srl	0,01	Tranche di contributo a fondo perduto incassata per la prima istanza FNC-C-05468, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	Enel Global Services Srl	0,13	Tranche di contributo a fondo perduto incassata per la seconda istanza FNC-C-06952, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	Enel Global Services Srl	0,02	Tranche di contributo a fondo perduto incassata per la prima istanza FNC-C-10223, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	e-distribuzione SpA	0,44	Tranche di contributo a fondo perduto incassata per la prima istanza FNC-C-05468, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	e-distribuzione SpA	0,19	Tranche di contributo a fondo perduto incassata per la seconda istanza FNC-C-06952, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	e-distribuzione SpA	0,20	Tranche di contributo a fondo perduto incassata per la terza istanza FNC-C-10223, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	Enel Global Infrastructure and Networks Srl	0,09	Tranche di contributo a fondo perduto incassata per la seconda istanza FNC-C-06952, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	Enel Global Infrastructure and Networks Srl	0,07	Tranche di contributo a fondo perduto incassata per la terza istanza FNC-C-10223, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	Enel Italia SpA	0,03	Tranche di contributo a fondo perduto incassata per la prima istanza FNC-C-05468, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	Enel Italia SpA	0,07	Tranche di contributo a fondo perduto incassata per la seconda istanza FNC-C-06952, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	Enel Italia SpA	0,02	Tranche di contributo a fondo perduto incassata per la prima istanza FNC-C-10223, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Ministero dell'Università e della Ricerca	Enel Italia SpA	0,03	Tranche di contributo a fondo perduto incassata per il primo e il secondo SAL del progetto SE4I, finanziato nell'ambito del PON MIUR "R&I" 2014-2020, Decreto Direttoriale del 13 luglio 2017, n. 1735/Ric. "Avviso per la presentazione di progetti di Ricerca Industriale e Sviluppo Sperimentale nelle 12 aree di specializzazione individuate dal PNR 2015-2020"
		10,43	**Totale**

Erogazioni concesse in milioni di euro

Società erogante	Società/Ente beneficiario	Importo	Note
Enel SpA	Enel Cuore Onlus	0,04	Contributo anno 2021
Enel SpA	OECD International Energy Agency (IEA)	0,08	Erogazione liberale 2021
Enel SpA	Ashoka Italia Onlus	0,02	Erogazione liberale 2021
Enel SpA	European University Institute	0,10	Erogazione liberale 2021
Enel SpA	Università Commerciale Luigi Bocconi	0,07	Erogazione liberale a sostegno di borse di studio
Enel X Srl	Enel Cuore Onlus	0,04	Contributo anno 2021
Enel Produzione SpA	Ente della zona industriale di Porto Marghera	0,02	Contributo associativo 2021
Enel Produzione SpA	Assocarboni	0,03	Adesione Enel 2021
Enel Produzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0,09	Acconto 50% contributo liberale 2021
Enel Produzione SpA	Enel Cuore Onlus	0,13	Erogazione saldo contributo 2021
Enel Produzione SpA	Enel Cuore Onlus	0,04	Contributo anno 2021
Enel Produzione SpA	Enel Cuore Onlus	0,03	Contributo straordinario 2021
Enel Produzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0,09	Contributo liberale 2021
Enel Produzione SpA	Assonime	0,03	Quota associativa 2021
Enel Italia SpA	ASES - Agricoltori, Sostenibilità E Sviluppo (Associazione non profit)	0,02	Contributo per il progetto #lanaturanonsiferma
Enel Italia SpA	Comune di Brindisi	0,01	Donazione a sostegno del progetto Brindisi Brilla, patrocinato dal Comune di Brindisi e realizzato in collaborazione con l'Associazione Il Cielo Itinerante. Il progetto ha lo scopo di avvicinare i più giovani alle materie STEM (acronimo di Science, Technology, Engineering e Mathematics)
Enel Italia SpA	Enel Cuore Onlus	0,11	Erogazione liberale al fine di garantire lo svolgimento delle attività istituzionali, finalizzate principalmente a sostenere progetti in coerenza con gli scopi e gli obiettivi dell'associazione
Enel Italia SpA	Fondazione Accademia Nazionale "Santa Cecilia"	1,20	Donazione a sostegno delle attività culturali della Fondazione
Enel Italia SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0,15	Erogazione liberale a sostegno di progetti di ricerca e di alta formazione
Enel Italia SpA	Fondazione Maggio Musicale Fiorentino	0,40	Donazione a sostegno delle attività culturali della Fondazione
Enel Italia SpA	Moige - Movimento italiano genitori Onlus	0,10	Donazione a sostegno della Campagna Giovani Ambasciatori per la cittadinanza digitale per contrastare il fenomeno del cyber risk, del bullismo e del cyberbullismo in tutte le sue manifestazioni
Enel Italia SpA	Società Cooperativa Sociale Camelot Onlus	0,02	Erogazione liberale a sostegno del progetto con la Sustainable Development School per la creazione di percorsi di apprendimento per i docenti con l'obiettivo di promuovere l'educazione alla cittadinanza globale
Enel Italia SpA	Fondazione Teatro alla Scala	0,60	Donazione a sostegno delle attività culturali della Fondazione
e-distribuzione SpA	Enel Cuore Onlus	2,44	80% a saldo contributo liberale 2019
e-distribuzione SpA	Enel Cuore Onlus	0,52	20% contributo liberale 2021
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	1,40	50% a saldo contributo liberale 2020
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	1,41	50% contributo liberale 2021
e-distribuzione SpA	Centro Vaccinale - Varese	0,01	Donazione collegamento alla rete elettrica per strutture sanitarie a contrasto della pandemia COVID-19
Enel Energia SpA	Anigas	0,08	Saldo quota associativa 2020
Enel Energia SpA	Anigas	0,10	Acconto quota associativa 2021
Enel Energia SpA	Anigas	0,10	Saldo adesione 2021
Enel Energia SpA	Confimprese	0,01	Adesione 2021
Enel Energia SpA	Fondazione Centro Studi Enel	1,23	Saldo contributo anno 2020
Enel Energia SpA	Fondazione Centro Studi Enel	1,01	Acconto 50% contributo liberale 2021
Enel Energia SpA	Assonime	0,02	Quota associativa 2021
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	1,26	80% a saldo contributo liberale 2019
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	0,37	50% contributo liberale 2021
Enel Global Trading SpA	Enel Cuore Onlus	0,04	Contributo anno 2021
Enel Global Trading SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0,10	Contributo 2021 finalizzato al sostegno e allo sviluppo dei progetti di ricerca e alta formazione
		13,50	**Totale**

54. 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 31.12.2021	al 31.12.2020	2021-2020
Garanzie prestate:			
- fideiussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	4.937	11.451	(6.514)
Impegni assunti verso fornitori per:			
- acquisti di energia elettrica	71.244	67.400	3.844
- acquisti di combustibili	58.042	41.855	16.187
- forniture varie	1.631	1.511	120
- appalti	4.668	3.604	1.064
- altre tipologie	6.187	4.348	1.839
Totale	**141.772**	**118.718**	**23.054**
TOTALE	**146.709**	**130.169**	**16.540**

Rispetto a quanto rilevato al 31 dicembre 2020, l'incremento degli impegni assunti per gli "acquisti di energia elettrica", pari a 3.844 milioni di euro, è riferibile essenzialmente alle società rientranti nella Regione America Latina, in particolare in Brasile, e risulta principalmente attribuibile all'effetto cambi, ai prezzi più elevati dovuti all'inflazione del periodo, nonché al diverso stato di avanzamento dei contratti in essere.
La variazione in aumento degli impegni per gli "acquisti di combustibili", pari a 16.187 milioni di euro, è riferita principalmente alle forniture di gas, soprattutto in Spagna e in Italia, e ha risentito dell'aumento della domanda di gas naturale e del relativo prezzo, nonché dell'effetto cambi.
Per maggiori dettagli sulla scadenza degli impegni e delle garanzie si rinvia al paragrafo "Impegni per l'acquisto delle commodity" contenuto nella nota 47.

Il Gruppo, attraverso la propria controllata Enel Italia, ha inoltre stipulato due contratti di avvalimento con i quali ha fornito a Open Fiber il requisito del fatturato necessario per partecipare ai due bandi di gara indetti da Infratel (rispettivamente, il 3 giugno 2016 e l'8 agosto 2016) e di cui la stessa Open Fiber non disponeva al momento della partecipazione alle predette gare. Ciononostante, si precisa che, a oggi, la consistenza economico-patrimoniale ormai raggiunta da Open Fiber porta a considerare come remota la possibilità che tale garanzia possa essere attivata.

55. Attività e passività potenziali

Di seguito sono riportate le principali attività e passività potenziali al 31 dicembre 2021 non rilevate in bilancio per assenza dei necessari presupposti previsti dal principio di riferimento IAS 37.

Centrale termoelettrica di Brindisi Sud - "Ceneri" - Italia

Con riferimento all'indagine penale avviata dalla Procura presso il Tribunale di Lecce nel 2017, afferente ai processi di riutilizzo, nell'ambito dell'industria cementiera, delle ceneri cosiddette "leggere", la centrale termoelettrica di Brindisi Sud (Centrale) è stata al centro di un'indagine penale che ha dato luogo a un decreto di sequestro preventivo con facoltà d'uso soggetta a particolari accorgimenti tecnici disponendo, altresì, il sequestro di beni e crediti a danno di Enel Produzione fino alla concorrenza di una somma pari a circa 523 milioni di euro. Il 1° agosto 2018 la Procura di Lecce ha proceduto al dissequestro della Centrale, con la conseguente cessazione della custodia/amministrazione giudiziaria dell'impianto e il riaccredito a Enel Produzione della somma sequestrata. Il dissequestro è stato disposto in conseguenza del fatto che durante le indagini è stato disposto un incidente probatorio a seguito del quale i periti indipendenti nominati dal Giudice per le Indagini Preliminari presso il Tribunale di Lecce hanno elaborato una perizia, depositata il 16 luglio 2018 in forma preliminare e il 10 ottobre 2018 in forma definitiva, che ha confermato la non pericolosità delle ceneri, ritenendole idonee al riutilizzo nel ciclo del cemento, nonché la correttezza dei processi di gestione della Centrale. Fermo il dissequestro, la fase delle indagini preliminari risultava comunque pendente sia nei confronti degli indagati persone fisiche sia della società ai sensi del decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231. All'esito dell'udienza del 22 gennaio 2019 disposta dal Giudice per le Indagini Preliminari, su richiesta della Procura, per l'esame dei periti sulla consulenza depositata, i periti hanno ribadito la correttezza della qualificazione e la non pericolosità delle ceneri prodotte dalla Centrale e la possibilità del loro impiego nella produzione del cemento.

In seguito, nel corso del 2021 si è tenuta l'udienza preliminare, all'esito della quale il Giudice dell'Udienza Preliminare ha accolto la costituzione di parte civile del Comune di Brindisi, che ha quantificato il danno in circa 27 milioni di euro chiedendo una provvisionale di 8 milioni di euro, e della Regione Puglia, che allo stato non ha quantificato il danno. Il Giudice dell'Udienza Preliminare ha infine disposto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati avanti al Tribunale di Brindisi all'udienza del 9 dicembre 2021.

Centrale termoelettrica di Brindisi Sud – Procedimenti penali a carico di dipendenti Enel – Italia

Sempre in relazione alla centrale termoelettrica di Brindisi Sud (Centrale), si è svolto davanti al Tribunale di Brindisi un procedimento penale nei confronti di alcuni dipendenti di Enel Produzione – citata quale responsabile civile – per i reati di danneggiamento e di getto pericoloso di cose in relazione a presunte contaminazioni di polveri di carbone su terreni adiacenti l'area della Centrale, che si sarebbero verificate nel periodo ricompreso tra il 1999 e il 2011. A fine 2013 l'accusa è stata estesa anche ai due anni successivi al 2011. Nell'ambito di detto procedimento sono state presentate le richieste delle parti civili costituite, tra le quali la Provincia e il Comune di Brindisi, per il pagamento di una somma complessiva di circa 1,4 miliardi di euro. Con sentenza del 26 ottobre 2016, il Tribunale di Brindisi ha così disposto nei confronti dei tredici imputati, tutti dipendenti di Enel Produzione: (i) quanto a nove imputati, l'assoluzione per non aver commesso il fatto; (ii) quanto a due imputati, il non doversi procedere per intervenuta prescrizione dei reati contestati; e (iii) per i restanti due imputati, la condanna, con tutti i benefici di legge, a nove mesi di reclusione. Nell'ambito della stessa sentenza, con riferimento alle richieste di risarcimento del danno, il Tribunale ha disposto altresì: (i) il rigetto di tutte le domande delle parti civili pubbliche e delle associazioni costituitesi parte civile; (ii) l'accoglimento della maggior parte delle domande presentate dalle parti private, rinviando queste ultime dinanzi al giudice civile per la quantificazione, senza disporre il riconoscimento di provvisionali. Avverso la sentenza di condanna è stato proposto appello dagli imputati condannati e da Enel Produzione quale responsabile civile; analogo appello è stato proposto da uno dei due dipendenti per il quale era stata dichiarata l'intervenuta prescrizione. Con decisione resa in data 8 febbraio 2019, la Corte d'Appello di Lecce ha: (i) confermato la sentenza di primo grado quanto alle condanne penali per due dirigenti di Enel Produzione; (ii) rigettato le domande di risarcimento del danno di alcune parti private appellanti; (iii) accolto alcune domande di risarcimento danni, in primo grado rigettate, rimettendo le parti – come già fatto per le altre la cui domanda era stata accolta in primo grado – dinanzi al giudice civile per la quantificazione, senza riconoscere provvisionali; (iv) confermato per il resto la sentenza del Tribunale di Brindisi, fatta eccezione per l'estensione delle spese di lite anche alla Provincia di Brindisi, cui non era stato riconosciuto alcun risarcimento del danno né in primo, né in secondo grado.
Con successiva ordinanza, la Corte d'Appello di Lecce ha poi accolto l'istanza di correzione della sentenza proposta dalla Provincia di Brindisi, riconoscendo la sussistenza di un errore materiale e quindi il diritto generico della Provincia al risarcimento dei danni. Avverso la sentenza di appello, le difese hanno depositato ricorso per cassazione. All'esito dell'udienza di discussione tenutasi il 1° ottobre 2020, la Corte di Cassazione ha disposto l'annullamento della sentenza della Corte d'Appello di Lecce, con rinvio ad altra sezione della medesima Corte per la celebrazione di un nuovo giudizio. Il nuovo giudizio si è tenuto dinanzi la Sezione Promiscua Penale della Corte d'Appello di Lecce la quale, all'udienza del 10 novembre 2021, ha pronunciato sentenza di assoluzione nei confronti degli imputati, con formula piena "per non aver commesso il fatto" e ha conseguentemente revocato le statuizioni civili.
In aggiunta al precedente giudizio, alcuni dipendenti di Enel Produzione sono stati coinvolti in due processi penali presso i Tribunali di Reggio Calabria e Vibo Valentia per il reato di illecito smaltimento dei rifiuti a seguito di presunte violazioni commesse in merito allo smaltimento dei rifiuti della Centrale. In questi procedimenti Enel Produzione non è stata citata quale responsabile civile. Entrambi i suddetti processi si sono risolti positivamente per i dipendenti di Enel Produzione: quanto al procedimento dinanzi al Tribunale di Vibo Valentia, all'udienza del 17 giugno 2021 il Tribunale ha dato lettura del dispositivo della sentenza dichiarando non doversi procedere nei confronti degli imputati in ordine ai reati loro ascritti per intervenuta prescrizione, escludendo, inoltre, che fosse applicabile l'aggravante di cui all'art. 434, comma 2 c.p.; quanto al procedimento dinanzi al Tribunale di Reggio Calabria, questo si era già precedentemente concluso, all'udienza del 23 giugno 2016, con l'emissione di sentenza di assoluzione perché il fatto non sussiste per la quasi totalità dei reati più gravi e per prescrizione, per uno dei reati più gravi e per tutti i restanti reati, di minore rilevanza penale.

Procedimento antitrust Enel, Enel Energia e Servizio Elettrico Nazionale

Con provvedimento notificato in data 11 maggio 2017, l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) ha avviato, con contestuale svolgimento di ispezioni, un procedimento per presunto abuso di posizione dominante nei confronti di Enel SpA (Enel), Enel Energia SpA (EE) e Servizio Elettrico Nazionale SpA (SEN). Il procedimento è stato avviato sulla base di segnalazioni effettuate dall'Associazione italiana di Grossisti di Energia e Trader (AIGET), dalla società Green Network SpA (GN), nonché sulla base di alcune segnalazioni di singoli consumatori.

In data 20 dicembre 2018 l'AGCM ha adottato il provvedimento finale del procedimento con il quale ha disposto l'irrogazione di una sanzione amministrativa pecuniaria di euro 93.084.790,50 nei confronti delle società Enel, SEN ed EE, per violazione dell'art. 102 del Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea (TFUE).
La condotta contestata consisterebbe nell'adozione di una strategia volta a escludere i concorrenti dal mercato libero della fornitura retail, realizzata dalle società operative del Gruppo, e in particolare da EE, che si sarebbero avvalse del consenso privacy rilasciato per finalità commerciali per veicolare le proprie offerte in ambito infragruppo, al fine, in particolare, di contattare i clienti di SEN forniti sul mercato tutelato.
Relativamente alle ulteriori contestazioni mosse con il provvedimento di avvio del procedimento, riguardanti l'organizzazione e lo svolgimento delle attività di vendita all'interno dei punti fisici sul territorio (Punti Enel e Punti Enel Negozi Partner) e alle politiche di winback denunciate da GN, l'AGCM è giunta, invece, alla conclusione che le evidenze istruttorie non abbiano fornito un quadro probatorio sufficiente per imputare alle società del Gruppo alcuna condotta abusiva.
Le società coinvolte hanno contestato il provvedimento dell'AGCM e presentato ricorso per l'annullamento avanti al TAR Lazio. La decisione del TAR, depositata in data 17 ottobre 2019, in parziale accoglimento dei ricorsi presentati da SEN ed EE, ha rideterminato il periodo dell'abuso in 1 anno e 9 mesi – in luogo dell'originario periodo di 5 anni e 5 mesi – imponendo all'AGCM di rideterminare la sanzione secondo i criteri specificati in motivazione. Con la medesima decisione il TAR ha invece respinto il ricorso di Enel – volto a contestare la asserita responsabilità solidale della Capogruppo con SEN ed EE. Da tale decisione non sono conseguiti autonomi effetti economici rispetto all'ordine imposto all'AGCM di rideterminare la sanzione. Con provvedimento del 27 novembre 2019 l'AGCM ha rideterminato la sanzione quantificandola in 27.529.786,46 euro.
Le sentenze del TAR sono state impugnate in appello avanti al Consiglio di Stato dalle tre società del Gruppo Enel ed è stata contestualmente presentata istanza cautelare per la sospensione del provvedimento di rideterminazione della sanzione adottato dall'AGCM. Con ordinanza del 20 luglio 2020, il Consiglio di Stato, previa riunione delle tre impugnazioni, ha sospeso il giudizio e disposto il rinvio pregiudiziale dinanzi alla Corte di Giustizia dell'Unione Europea (CGUE) ai sensi dell'art. 267 TFUE, formulando alcuni quesiti volti a chiarire l'interpretazione del concetto di "abuso di posizione dominante" da applicarsi al caso di specie. L'11 e il 18 settembre 2020, la CGUE ha notificato, rispettivamente, a EE e SEN e a Enel, l'avvio del procedimento ai sensi dell'art. 267 TFUE. Le società hanno presentato memorie e, successivamente, EE e SEN hanno partecipato all'udienza dibattimentale tenutasi il 9 settembre 2021. Alla successiva udienza del 9 dicembre 2021 sono state presentate alla CGUE le conclusioni dell'Avvocato Generale.
Nelle more dell'avvio del procedimento avanti alla CGUE, Enel, EE e SEN hanno presentato un'ulteriore istanza cautelare per la sospensione dell'esecutività della sentenza del TAR impugnata e del provvedimento di rideterminazione della sanzione.
Con tre distinte ordinanze di identico testo, pubblicate il 16 novembre 2020, il Consiglio di Stato ha accolto l'istanza di sospensiva delle società Enel richiedendo, a garanzia del pagamento della sanzione per l'ipotesi di eventuale esito sfavorevole del giudizio, il rilascio di una fideiussione a prima richiesta in favore dell'AGCM corrispondente all'importo della sanzione rideterminata e sospesa in via cautelare. La garanzia è stata regolarmente rilasciata.
Con separato provvedimento il Consiglio di Stato aveva altresì fissato per l'11 novembre 2021 la data della discussione finale di merito del ricorso in appello. Tale udienza è stata rinviata in attesa della decisione della CGUE.

Contenzioso BEG – Italia, Francia, Olanda, Lussemburgo

A conclusione di un procedimento arbitrale avviato in Italia dalla società BEG SpA (BEG), Enelpower SpA (Enelpower) ha ottenuto nel 2002 un lodo favorevole, confermato nel 2010 da una pronuncia della 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 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 condanna 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, in virtù di tale decisione, ha chiesto il pagamento a Enel di oltre 430 milioni di euro.
Con sentenza del 16 giugno 2015 si è concluso il primo grado dell'ulteriore giudizio intrapreso da Enel ed Enelpower dinanzi al Tribunale di Roma, teso a ottenere l'accertamento della responsabilità di BEG per avere aggirato la pronuncia del lodo reso in Italia a favore di Enelpower mediante le predette iniziative assunte dalla controllata ABA. Con tale azione, Enelpower ed Enel chiedevano la condanna di BEG a risarcire il danno in misura pari alla somma che Enel ed Enelpower dovessero essere tenute a corrispondere ad ABA in caso di esecuzione della sentenza albanese. Con la suddetta sentenza il Tribunale di Roma ha dichiarato il difetto di legittimazione passiva di BEG ovvero, in via gradata, la inammissibilità della domanda per difetto di interesse ad agire di Enel ed Enelpower, in quanto la sentenza albanese non è ancora stata dichiarata esecutiva

in alcun Paese, con compensazione delle spese del giudizio. Enel ed Enelpower hanno proposto appello avverso la citata sentenza di primo grado avanti alla Corte d'Appello di Roma, chiedendone l'integrale riforma. Il giudizio è in decisione.
Il 5 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.
In data 20 maggio 2021 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 e ha, altresì, rigettato la domanda risarcitoria di BEG per danni patrimoniali pari a circa 1,2 miliardi di euro, per insussistenza del nesso di causalità con la condotta contestata, riconoscendole un risarcimento di soli 15.000,00 euro per danni non patrimoniali.
Ciononostante, il 29 dicembre 2021, BEG, con un'azione che la Società e i suoi legali ritengono infondata e pretestuosa, ha deciso ugualmente 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. L'udienza di prima comparizione è attualmente prevista per il 27 aprile 2022. Enel ed Enelpower stanno predisponendo le proprie difese per la costituzione in giudizio.

Procedimenti intrapresi da Albania BEG Ambient Shpk (ABA) per il riconoscimento della sentenza del Tribunale di Tirana del 24 marzo 2009

Francia

Nel febbraio 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. Enel ed Enelpower si sono costituite in giudizio contestando tale iniziativa.
Successivamente all'instaurazione di tale giudizio, tra il 2012 e il 2013 sono stati altresì notificati a Enel France alcuni provvedimenti di sequestro conservativo presso terzi (*Saisie Conservatoire de Créances*) in favore di ABA di eventuali crediti vantati da Enel nei confronti di Enel France.
Il 29 gennaio 2018 il TGI ha emesso una decisione favorevole a Enel ed Enelpower negando ad ABA il riconoscimento e l'esecuzione in Francia della sentenza del Tribunale di Tirana per insussistenza dei requisiti richiesti dal diritto francese ai fini dell'*exequatur*. In particolare, fra l'altro, 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.
ABA ha proposto appello avverso la citata sentenza. Con sentenza del 4 maggio 2021 la Corte d'Appello di Parigi ha rigettato integralmente il ricorso di ABA, condannandola altresì a rifondere a Enel ed Enelpower 200.000,00 euro ciascuna a titolo di spese legali. In particolare, la Corte d'Appello ha confermato integralmente quanto statuito dal TGI con riguardo all'inconciliabilità della sentenza albanese con il lodo arbitrale del 2002, il quale, avendo valore di cosa giudicata ai sensi del diritto francese, non necessita di un controllo incidentale da parte del giudice.
In data 21 giugno 2021 ABA ha presentato ricorso dinanzi la Cour de Cassation avverso la sentenza della Corte d'Appello di Parigi. Enel ed Enelpower stanno predisponendo le proprie difese per la costituzione in giudizio dinanzi alla Cour de Cassation. Enel ed Enelpower hanno, infine, avviato un separato giudizio volto a ottenere la liberazione dei sequestri conservativi ottenuti da ABA e venuti meno in conseguenza della sentenza di appello.

Olanda

A fine luglio 2014 ABA ha promosso dinanzi al Tribunale di Amsterdam un procedimento per ottenere il riconoscimento e l'esecuzione della decisione albanese in Olanda. Con sentenza del 29 giugno 2016 il Tribunale di primo grado ha riconosciuto la sentenza albanese nei Paesi Bassi e ha pertanto ordinato a Enel ed Enelpower di pagare la somma di 433.091.870,00 euro ad ABA, oltre spese e accessori per 60.673,78 euro. Con il medesimo provvedimento il Tribunale di Amsterdam ha tuttavia respinto la richiesta di ABA di dichiarare la sentenza provvisoriamente esecutiva.
Con una prima decisione del 17 luglio 2018 la Corte d'Appello di Amsterdam ha accolto l'appello proposto da Enel ed Enelpower dichiarando che la sentenza albanese non può essere riconosciuta ed eseguita nei Paesi Bassi, in quanto arbitraria e manifestamente irragionevole, e pertanto contraria all'ordine pubblico olandese.
Il procedimento dinanzi alla Corte d'Appello è proseguito relativamente alla domanda subordinata avanzata da ABA volta a 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 integralmente annullato la sentenza di primo grado del 29 giugno 2016, rigettando ogni pretesa avanzata da ABA. La Corte è giunta a questa conclusione dopo aver affermato la propria giurisdizione sulla do-

manda subordinata di ABA e aver analizzato nuovamente il merito della causa ai sensi del diritto albanese e affermato l'insussistenza di qualsiasi responsabilità extracontrattuale in capo a Enel ed Enelpower. In conseguenza della decisione della Corte d'Appello, Enel ed Enelpower non sono tenute a versare alcuna somma ad ABA che, al contrario, è stata condannata dalla Corte d'Appello 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 grado e di appello.
ABA ha impugnato la sentenza della Corte d'Appello dinanzi alla Corte Suprema olandese. In seguito al deposito del parere dell'Avvocato Generale che ha concluso in favore di Enel ed Enelpower, richiedendo il rigetto del ricorso proposto da ABA, il 16 luglio 2021 la Corte Suprema ha rigettato integralmente le pretese di ABA condannandola a rifondere le spese del giudizio. La decisione della Corte d'Appello è così passata in giudicato e, pertanto, nessun giudizio è più pendente nei Paesi Bassi.

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.
Parallelamente, ABA ha avviato un procedimento volto a riconoscere in Lussemburgo la sentenza del Tribunale di Tirana. Il procedimento si trova ancora in una fase iniziale e nessun provvedimento giudiziario è stato ancora assunto.

USA 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 – Spagna

Con decisione della Commissione Europea del 27 novembre 2017 sul tema degli incentivi ambientali per le centrali termoelettriche (Decisione), la Commissione ha concluso, in via preliminare, che l'incentivo all'investimento ambientale per le centrali a carbone previsto nell'Ordinanza spagnola ITC/3860/2007 costituirebbe un aiuto di Stato ai sensi dell'art. 107 comma 1 del Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea (TFUE), manifestando dubbi sulla compatibilità di tale incentivo con il mercato interno, pur riconoscendo che si tratti di incentivi in linea con la politica ambientale dell'Unione Europea. La Direzione Generale della Concorrenza della Commissione ha avviato un procedimento di indagine formale ai sensi dell'art. 108 comma 2 del TFUE al fine di stabilire se l'incentivo in discussione costituisse aiuto di Stato compatibile con il mercato interno. Il 13 aprile 2018 Endesa Generación SA, nella qualità di terzo interessato, ha presentato alcune osservazioni contrarie a questa interpretazione. Successivamente, il ricorso presentato da Gas Natural (oggi Naturgy) dinanzi alla Corte di Giustizia dell'Unione Europea (CGUE) contro la Decisione è stato rigettato l'8 settembre 2021. Il procedimento investigativo *ex* art. 108 del TFUE risulta ancora aperto.

Bonus Sociale – Spagna

Con sentenze del 24 e 25 ottobre 2016 e del 2 novembre 2016, il Tribunal Supremo ha dichiarato inapplicabile, per incompatibilità con la Direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio 2009/72/CE del 13 luglio 2009, l'art. 45 comma 4 della Legge spagnola del Settore Elettrico n. 24/2013 del 26 dicembre (LSE), in accoglimento dei ricorsi presentati da Endesa contro l'obbligo di finanziare il Bonus Sociale. Il Tribunal Supremo ha riconosciuto il diritto di Endesa di ricevere tutti gli importi che erano stati versati agli utenti, a titolo di Bonus Sociale in forza della legge dichiarata inapplicabile dal Tribunal Supremo, per un totale pari a circa 214 milioni di euro, oltre interessi. L'Amministrazione ha impugnato le citate decisioni del Tribunal Supremo chiedendo che venissero dichiarate nulle, ma i relativi ricorsi sono stati respinti.
Successivamente, l'Amministrazione ha presentato due ricorsi dinanzi alla Corte Costituzionale chiedendo la riapertura dei procedimenti del Tribunal Supremo affinché quest'ultimo sollevasse una questione pregiudiziale dinanzi alla Corte di Giustizia dell'Unione Europea (CGUE). La Corte Costituzionale ha accolto tali ricorsi e, pertanto, il Tribunal Supremo ha sollevato la questione pregiudiziale dinanzi alla CGUE. Tutte le parti, inclusa Endesa, hanno presentato le rispettive conclusioni scritte. Il 14 ottobre 2021, dopo che l'Avvocato Generale aveva reso parere favorevole a Endesa, la CGUE ha risolto la questione pregiudiziale in favore di Endesa, riconoscendo l'incompatibilità dell'art. 45 comma 4 della LSE con la citata Direttiva europea. Il 21 dicembre 2021 il Tribunal Supremo ha emesso la sentenza definitiva con la quale ha confermato quanto già affermato nella precedente sentenza del 24 ottobre 2016. In particolare, il Tribunal Supremo ha dichiarato che il regime di finanziamento del Bonus Sociale previsto dall'art. 45 comma 4 della LSE è inapplicabile in quanto contrario all'art. 3.2 della Direttiva 2009/72/CE, e ha dichiarato la nullità del Regio Decreto 968/2014.

Contenzioso "Relazioni Industriali" Endesa I – Spagna

Dopo una serie di riunioni della *Comisión Negociadora* del

V Convenio Colectivo Marco de Endesa (*Comisión Negociadora*) iniziate a ottobre 2017 e susseguitesi per tutto il 2018, considerata l'impossibilità di raggiungere un accordo tra le Parti Sociali, Endesa ha comunicato ai lavoratori e alle loro rappresentanze sindacali che, con effetto dal 1° gennaio 2019, il IV Contratto Collettivo avrebbe dovuto considerarsi risolto in forza del "contratto quadro di garanzia" e dell'"accordo sulle misure volontarie di sospensione o risoluzione dei contratti di lavoro nel periodo 2013-2018", stabilendo l'applicazione, a partire da tale data, della normativa di diritto comune in materia di lavoro, nonché dei criteri giurisprudenziali a essa applicabili.
Nonostante i negoziati della citata *Comisión Negociadora* fossero stati ripresi a febbraio 2019, le divergenze interpretative tra Endesa e le rappresentanze sindacali circa gli effetti della risoluzione del IV Contratto Collettivo per quanto attiene, in particolare, ai benefici sociali riconosciuti al personale in pensione, ha comportato l'avvio di un'azione giudiziale di interesse collettivo da parte dei sindacati rappresentati in azienda. Il tribunale di primo grado in data 26 marzo 2019 ha emesso una sentenza favorevole a Endesa, ritenendo legittime le argomentazioni della società circa la correttezza dell'abolizione di alcuni benefici sociali al personale in pensione quale conseguenza della risoluzione del *IV Convenio Colectivo Marco de Endesa*. I sindacati hanno impugnato tale decisione dinanzi al Tribunal Supremo, mentre la sentenza di primo grado continuava a essere provvisoriamente esecutiva. Endesa si è costituita in giudizio. A dicembre 2019 il sindacato maggiormente rappresentativo in Endesa ha deciso di rinunciare all'azione pendente dinanzi al Tribunal Supremo per partecipare volontariamente a un arbitrato presso il Servicio Interconfederal de Mediación y Arbitraje (SIMA) allo scopo di risolvere con la società le principali divergenze relative al *V Convenio Colectivo Marco de Endesa*. Le altre organizzazioni sindacali coinvolte hanno rifiutato di aderire all'arbitrato, scegliendo di andare avanti con il procedimento dinanzi al Tribunal Supremo.
Il 21 gennaio 2020 è stato emesso il lodo arbitrale in base al quale sono state modificate alcune parti del *V Convenio Colectivo Marco de Endesa* che è stato successivamente firmato dalle Parti Sociali ed è entrato in vigore il 23 gennaio 2020. In questa stessa data Endesa ha firmato anche due ulteriori contratti collettivi ("contratto quadro di garanzia " e "accordo sulle misure volontarie di sospensione o risoluzione dei contratti di lavoro") con tutte le rappresentanze sindacali presenti in azienda. 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.
In data 7 luglio 2021 il Tribunal Supremo ha emesso una decisione (notificata il 22 luglio 2021) con la quale ha integralmente respinto i ricorsi proposti dai suddetti sindacati, confermando il contenuto della sentenza di primo grado del 26 marzo 2019. In particolare, il Tribunal Supremo ha affermato 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 loro risoluzione (come è avvenuto nel caso del *IV Convenio Colectivo*) 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 alla nuova regolamentazione mediante il *V Convenio Colectivo Marco de Endesa*. In parallelo, sono state avviate numerose azioni individuali da parte di personale ed ex dipendenti che avevano aderito ad accordi di incentivo all'esodo (AVS) per far accertare giudizialmente che la risoluzione del *IV Convenio Colectivo Marco de Endesa* non producesse effetti nei loro confronti. La maggioranza di questi procedimenti era stata sospesa o era in corso di sospensione, nell'attesa della definizione del giudizio collettivo dinanzi al Tribunal Supremo, in quanto la sentenza di quest'ultimo, essendo riferita a un "contenzioso collettivo", ha effetto di cosa giudicata sui singoli giudizi relativi allo stesso oggetto. In conseguenza della sentenza del Tribunal Supremo del 7 luglio 2021, la sospensione di molti di detti giudizi è stata revocata al fine di poter emettere sentenze di rigetto.

Contenzioso "Relazioni Industriali" Endesa II - Spagna

Il 30 dicembre 2020 la Audiencia Nacional ha notificato a Endesa una domanda di "contenzioso collettivo" avviata da tre sindacati con rappresentanza minoritaria, depositata il 16 dicembre 2020, 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 benefici 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 benefici sociali per il personale in pensione . Con sentenza del 15 novembre 2021 sono state respinte le domande dei sindacati attori, con accertamento della legittimità del *V Convenio Colectivo Marco de Endesa*. La sentenza è stata impugnata dai sindacati dinanzi al Tribunal Supremo.

Contenziosi Furnas-Tractebel - Brasile

Nel 1998 la società brasiliana CIEN (oggi Enel CIEN) ha sottoscritto con Tractebel 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 presentato una domanda giudiziale contro Enel CIEN. Enel CIEN ha contestato la pretesa invocando il caso di forza maggiore derivato dalla crisi argentina come argomento principale della sua difesa. Tractebel ha manifestato stragiudizialmente l'intenzione di acquisire il 30% della linea di interconnessione interessata. Il 14 febbraio 2019 Enel CIEN ha ricevuto la notifica di un'ordinanza che ha dato avvio alle operazioni peritali, che risultano attualmente ancora pendenti. Il valore stimato del contenzioso è di circa 118 milioni di real brasiliani (circa 28 milioni di euro), oltre interessi, rivalutazione e 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.

Contenziosi 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 (Ampla)[40] 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, oltre a richieste di indennizzo per danni morali. Il giudice ha disposto una perizia unica per i suddetti procedimenti, il cui esito è stato in parte sfavorevole ad Ampla. 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. L'esito dell'impugnazione è stato favorevole ad Ampla.
La prima domanda, presentata nel 1999 con riferimento agli anni dal 1995 al 1999, è stata decisa con una sentenza di primo grado, emessa a settembre 2014 e che ha disposto la condanna di Ampla al pagamento di circa 200.000 real brasiliani (circa 46.000 euro), oltre a danni da quantificare separatamente. Avverso tale decisione, Ampla ha presentato un ricorso in appello che è stato accolto dal Tribunal de Justiça, rifiutando tutte le richieste di Cibran. Tale decisione è passata in giudicato il 24 agosto 2020.
Con riferimento 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 Ampla al pagamento di danni materiali quantificati in 96.465.103 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 8 luglio 2015, Ampla ha presentato appello avverso tale decisione dinanzi al Tribunal de Justiça di Rio de Janeiro che, in data 6 novembre 2019, ha emesso una decisione che ha accolto nel merito la domanda di Ampla, rigettando tutte le pretese di Cibran. Il 25 novembre 2019 Cibran ha presentato ricorso avverso la decisione del Tribunal de Justiça di Rio de Janeiro, che è stato rigettato preliminarmente per motivi formali in data 10 settembre 2020. In data 29 gennaio 2021 Cibran ha impugnato questa decisione dinanzi al Superior Tribunal de Justiça (STJ) con un ricorso (*agravo de instrumento*) che è stato rigettato in data 8 giugno 2021. In data 22 giugno 2021, Cibran ha presentato ricorso (*agravo interno*) al STJ e il procedimento è pendente.
Con riguardo ai restanti quattro giudizi con riguardo agli anni 2001-2002, si è ancora in attesa di una decisione di primo grado. L'importo di tutte le controversie è stimato in circa 612,1 milioni di real brasiliani (circa 96,02 milioni di euro).

Contenzioso Coperva – Brasile

Nell'ambito del progetto di ampliamento della rete nelle zone rurali del Brasile, la società Companhia Energética do Ceará SA (Coelce)[41], 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 Coelce, che avrebbe dovuto inoltre provvedere alla manutenzione delle reti.
Tali contratti, sottoscritti tra cooperative costituite in circostanze particolari e l'allora società pubblica, non identificavano con esattezza le reti oggetto dei contratti e ciò ha portato alcune di queste cooperative a promuovere azioni nei confronti di Coelce per chiedere, tra l'altro, la revisione del canone pattuito nel contratto.
Tra questi procedimenti si evidenzia l'azione di Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acarau Ltda (Coperva) con un valore di circa 374 milioni di real brasiliani (circa 59,3 milioni di euro). Coelce ha ottenuto decisioni favorevoli in primo grado e in appello ma Coperva ha presentato un ulteriore ricorso (*Embargo de Declaração*), vertente su questioni procedurali, che è stato anch'esso 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 Superior Tribunal de

(40) La denominazione commerciale della società Ampla è Enel Distribuição Rio de Janeiro.
(41) La denominazione commerciale della società Coelce è Enel Distribuição Ceará.

Justiça (STJ), impugnando la decisione di secondo grado anche nel merito. Il ricorso di Coperva è stato accolto, il 5 novembre 2018, limitatamente alla decisione emessa dal giudice di secondo grado sul precedente ricorso (*Embargo de Declaração*). Il 3 dicembre 2018 Coelce ha presentato ricorso (*agravo interno*) avverso questa decisione al STJ. Il procedimento è attualmente pendente.

Contenziosi AGM - Brasile

Nel 1993, Celg-D[42], l'Associazione dei comuni di Goiás (AGM), lo Stato di Goiás e la Banca di Goiás hanno stipulato un accordo (*convenio*) per il pagamento di debiti delle amministrazioni comunali nei confronti di Celg-D tramite la riscossione di quote dell'ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*, imposta sulla circolazione di beni e servizi), che lo Stato avrebbe dovuto cedere alle suddette amministrazioni. Nel 2001 le parti dell'accordo sono state convenute in giudizio dalle singole amministrazioni comunali al fine di dichiarare l'invalidità dell'accordo che è stata poi accertata dal Tribunale Supremo Federale in ragione della mancata partecipazione delle amministrazioni nella formazione dello stesso. A settembre 2004 Celg-D ha quindi raggiunto un accordo transattivo con 23 comuni. Tra il 2007 e il 2008 Celg-D è stata nuovamente convenuta in diversi giudizi da alcune amministrazioni comunali (attualmente si tratta di 65 procedimenti pendenti) aventi a oggetto la restituzione delle somme finora ricevute in forza dell'accordo. Nonostante la nullità dell'accordo, la posizione di Celg-D è quella di considerare legittimo il pagamento dei debiti da parte delle amministrazioni, in quanto le forniture sono state correttamente erogate e, pertanto, le richieste di restituzione delle somme pagate non dovrebbero essere accolte.
Tra i giudizi pendenti dinanzi al Tribunale dello Stato di Goiás, si evidenziano: (i) l'azione del Municipio de Aparecida de Goiânia pendente in primo grado e attualmente in fase istruttoria, per un importo di circa 726 milioni di real brasiliani (circa 113,4 milioni di euro); (ii) l'azione del Municipio de Quirinópolis, anch'essa pendente in primo grado e in fase istruttoria per un importo di circa 388 milioni di real brasiliani (circa 61,48 milioni di euro); (iii) l'azione del Municipio de Anápolis, rimessa dinanzi al giudice di primo grado a seguito del fallimento di un tentativo di conciliazione tra le parti e pendente in fase istruttoria, per un importo di circa 368,7 milioni di real brasiliani (circa 54,4 milioni di euro).
Il valore totale dei contenziosi è pari a circa 3,92 miliardi di real brasiliani (circa 621,5 milioni di euro). La passività potenziale derivante dal presente contenzioso è coperta dal fondo cosiddetto "Funac", costituito nell'ambito del processo di privatizzazione di Celg-D.

Contenzioso ANEEL - Brasile

Nel 2014, Eletropaulo[43] 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 Eletropaulo di includere nella tariffa ulteriori componenti. Tale provvedimento amministrativo dell'ANEEL è stato impugnato e in data 9 settembre 2014 ne è stata disposta in via cautelare la sospensione. Il procedimento di primo grado è ancora nelle sue fasi preliminari e il valore della causa è pari a circa 1.288 milioni di real brasiliani (circa 204,1 milioni di euro).

El Quimbo - Colombia

In relazione al progetto El Quimbo per la costruzione da parte di Emgesa di un impianto idroelettrico 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, tra agosto 2011 e dicembre 2012, da abitanti e società/associazioni dei cinque comuni del Huila per presunti danni in relazione alla chiusura di un ponte (Paso El Colegio). 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 sfavorevole a Emgesa condannandola ad adempiere agli obblighi già previsti dalla licenza ambientale. L'ANLA ha presentato una richiesta di chiarimento della sentenza.
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). Successi-

(42) La denominazione commerciale della società Celg-D è Enel Distribuição Goiás.
(43) La denominazione commerciale della società Eletropaulo è Enel Distribuição São Paulo.

vamente, 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. Dopo il deposito delle memorie difensive delle parti, in data 12 gennaio 2021 si è appresa la notizia dell'emissione della sentenza di primo grado da parte del Tribunale del Huila (successivamente notificata alla società in data 1° febbraio 2021) 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 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. Il procedimento si trova attualmente nella fase istruttoria. Il valore stimato del procedimento è di circa 337 miliardi di pesos colombiani (circa 96 milioni di euro).

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 subito dal PPO.
In parallelo all'azione del PPO, anche VV ha iniziato diverse azioni e in particolare ha richiesto di dichiarare il VEG Operating Agreement nullo.
Il 12 dicembre 2014 VV ha effettuato il recesso unilaterale dal VEG Operating Agreement, comunicando, in data 9 marzo 2015, 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, in contrasto con la decisione del giudice di primo grado, ha dichiarato la nullità dello stesso contratto nell'ambito dell'azione promossa dal PPO. SE ha presentato ricorso straordinario avverso la decisione stessa alla Corte Suprema. All'udienza del 29 giugno 2016 è stata letta la decisione sul ricorso straordinario e la Corte Suprema ha rigettato tale richiesta. SE ha presentato ricorso dinanzi alla Corte Costituzionale che è stato rigettato con sentenza del 18 gennaio 2017.
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 ha diritto a essere indennizzata in caso di interruzione anticipata del VEG Operating Agreement per motivi non imputabili a SE. Il Tribunale arbitrale ha rigettato l'eccezione di giurisdizione sollevata dai convenuti e il procedimento è proseguito per l'esame della domanda nel merito relativamente all'*an*, rinviando a un eventuale giudizio successivo per la pronuncia sul *quantum*. In data 30 giugno 2017 il Tribunale arbitrale ha emesso la propria decisione con la quale è stata rigettata la domanda di SE.

Parallelamente al procedimento arbitrale avviato da SE, sia VV sia MHM hanno avviato due procedimenti dinanzi ai tribunali slovacchi volti ad accertare e dichiarare l'invalidità del VEG Indemnity Agreement a causa dell'asserito collegamento di quest'ultimo con il VEG Operating Agreement. Tali procedimenti sono stati riuniti e, il 27 settembre 2017, si è tenuta un'udienza dinanzi al Tribunale di Bratislava nella quale il giudice ha rigettato le richieste delle parti attrici per ragioni processuali. Sia VV che MHM hanno presentato appello avverso tale decisione. L'appello presentato da MHM è stato respinto dalla Corte d'Appello di Bratislava in data 8 giugno 2019, confermando la decisione di primo grado a favore di SE. Allo stesso modo, l'appello presentato da VV è stato rigettato, confermando la decisione di primo grado a favore di SE. Avverso questa decisione, VV ha presentato un ulteriore ricorso (*dovolanie*) dinanzi alla Corte Suprema in data 9 marzo 2020 al quale SE ha risposto con una memoria presentata l'8 giugno 2020. 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 di Bratislava. Il 21 luglio 2021 SE ha presentato un ricorso davanti alla Corte Costituzionale slovacca, che è stato rigettato il 29 luglio 2021 e il procedimento è attualmente pendente dinanzi alla Corte d'Appello di Bratislava.
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 domande riconvenzionali in tutti i menzionati procedimenti. In relazione a tali procedimenti si osserva quanto segue:

- con riguardo agli anni 2006-2008, all'udienza del 26 giugno 2019 il Tribunale di Bratislava ha rigettato le richieste di entrambe le parti per ragioni processuali. La sentenza di primo grado è stata appellata sia da VV sia da SE e i procedimenti d'appello relativi agli anni 2006 e 2008 sono pendenti. Quanto al procedimento d'appello relativo all'anno 2007, a novembre 2019 SE aveva sollevato una questione pregiudiziale che è stata rigettata dalla Corte d'Appello il 15 gennaio 2020. Il 18 agosto 2020 SE ha impugnato tale decisione di fronte alla Corte Costituzionale e il ricorso è stato rigettato il 18 settembre 2021. Il procedimento prosegue pertanto nel merito dinanzi alla Corte d'Appello;
- i procedimenti relativi agli anni dal 2009 al 2011 e dal 2013 al 2015 sono tutti pendenti in primo grado; in alcuni sono state scambiate delle memorie. Per tutti i procedimenti la fissazione dell'udienza di primo grado, a seguito di alcuni rinvii a data fissa, è stata successivamente rinviata a data da destinarsi a causa della situazione di emergenza epidemiologica in corso;
- il procedimento relativo all'anno 2012 è pendente in grado di appello a seguito dell'impugnazione di VV della sentenza di primo grado, favorevole a SE.

Infine, in un altro procedimento pendente innanzi il Tribunale di Bratislava, 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. Le parti hanno effettuato lo scambio di memorie. All'udienza del 19 novembre 2019, il Tribunale ha emesso una decisione preliminare sul caso nella quale ha rilevato la carenza di legittimazione attiva di VV. All'udienza del 1° ottobre 2020 le parti hanno depositato le memorie conclusionali e il Tribunale ha emesso, in data 18 dicembre 2020, una decisione favorevole a SE, rigettando le pretese di VV. Il 4 gennaio 2021 VV ha proposto appello avverso tale decisione, e il procedimento è pendente.

Arbitrato Chucas – Costa Rica

PH Chucas SA (Chucas) è una società di progetto costituita da Enel Green Power Costa Rica SA a seguito dell'aggiudicazione di una gara bandita nel 2007 dall'Instituto Costarricence de Electricidad (ICE) per la realizzazione di un impianto idroelettrico da 50 MW e la vendita dell'energia prodotta dalla centrale allo stesso ICE in base a un contratto Build, Operation and Transfer (BOT).
In data 27 maggio 2015 Chucas ha avviato un procedimento arbitrale di fronte alla Cámara Costarricense-Norteamericana de Comercio (AMCHAM CICA) al fine di ottenere il riconoscimento dei maggiori costi sostenuti per la costruzione dell'impianto e dei ritardi nella realizzazione del progetto e l'annullamento della multa comminata dall'ICE per un presunto ritardo nella finalizzazione delle opere. Con decisione emessa a novembre 2017 il Tribunale arbitrale ha riconosciuto a favore di Chucas i maggiori costi sostenuti nella misura di circa 113 milioni di dollari statunitensi (circa 91 milioni di euro) e le spese legali, e ha ritenuto che Chucas non dovesse corrispondere le multe all'ICE. L'ICE ha impugnato il lodo davanti alla Corte Suprema e, in data 5 settembre 2019, è stata notificata a Chucas la sentenza con la quale è stato parzialmente accolto il ricorso di nullità di ICE, limitatamente ad alcuni motivi formali del procedimento arbitrale e, pertanto, è stata dichiarata la nullità del lodo. In data 11 settembre 2019 Chucas ha presentato un *recurso de aclaración y adición* davanti alla stessa Corte che è stato parzialmente accolto in data 8 giugno 2020. Con tale decisione, la Corte Suprema ha integrato il dispositivo della sentenza del 5 settembre 2019 con alcune informazioni relative all'ammissione di elementi probatori depositati da Chucas senza, tuttavia, modificare la decisio-

ne in merito alla nullità del lodo arbitrale. In data 14 luglio 2020 Chucas ha presentato una nuova domanda di arbitrato presso l'AMCHAM CICA stimata in via preliminare in circa 240 milioni di dollari statunitensi. Il 14 agosto 2020 ICE ha depositato la propria risposta, chiedendo l'archiviazione del procedimento sul presupposto di un difetto di giurisdizione del Tribunale arbitrale. L'istanza di archiviazione è stata respinta dall'AMCHAM CICA. In parallelo, ICE ha presentato alcuni ricorsi cautelari al Tribunal Contencioso Administrativo contro Chucas e l'AMCHAM CICA al fine di sospendere il procedimento arbitrale. Anche tali ricorsi, accolti in via preliminare, sono stati successivamente respinti. Successivamente, a maggio 2021, Chucas ha depositato la propria domanda arbitrale completa di richieste istruttorie, quantificando il valore della propria pretesa in circa 362 milioni di dollari statunitensi (circa 305 milioni di euro). A giugno 2021 ICE ha depositato le proprie difese, insistendo nell'eccezione del difetto di giurisdizione. ICE non ha formulato domanda riconvenzionale. In data 4 agosto 2021 il Tribunale arbitrale ha rigettato l'eccezione di difetto di giurisdizione di ICE. La questione è stata ora sottoposta al vaglio della Prima Sezione della Corte Suprema. Il procedimento arbitrale rimane sospeso in attesa della decisione della Corte Suprema sulla giurisdizione.

GasAtacama Chile – Cile

In data 4 agosto 2016 la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) ha sanzionato GasAtacama Chile (oggi Enel Generación Chile) con una multa di 8,3 milioni di dollari (circa 5,8 miliardi di pesos cileni) avente a oggetto le informazioni fornite da quest'ultima al CDEC-SING (Centro de Despacho Económico de Carga) tra il 1° gennaio 2011 e il 29 ottobre 2015, relativamente alle variabili del Minimo Tecnico e del Tempo Minimo di Operazione nella centrale di Atacama.
Avverso tale provvedimento Enel Generación Chile ha presentato ricorso dinanzi alla stessa SEC che lo ha rigettato in data 2 novembre 2016. Enel Generación Chile ha impugnato questa decisione dinanzi alla Corte d'Appello di Santiago che, in data 9 aprile 2019, ha emesso una sentenza che ha ridotto l'importo della multa irrogata a circa 432.000 dollari statunitensi (circa 290 milioni di pesos cileni). Sia Enel Generación Chile sia la SEC hanno impugnato questa decisione dinanzi alla Corte Suprema del Cile. Il 28 giugno 2019 si è tenuta un'udienza nella quale sono state ascoltate entrambe le parti e, il 15 gennaio 2020, la Corte Suprema del Cile ha emesso una sentenza con la quale ha confermato la decisione della Corte d'Appello di Santiago, lasciando invariata la riduzione dell'importo della multa come da quest'ultima definito. La multa, così rideterminata, è stata pagata in data 12 marzo 2020.
In parallelo, Enel Generación Chile aveva anche presentato ricorso dinanzi alla Corte Costituzionale, sostenendo che le disposizioni giuridiche in forza delle quali la SEC ha irrogato la multa erano state abrogate alla data in cui la sanzione era stata emessa. Tale ricorso è stato rigettato dalla Corte Costituzionale il 17 luglio 2018.
In relazione con la questione sopra menzionata, alcuni operatori del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), tra i quali Aes Gener SA, Eléctrica Angamos SA ed Engie Energía Chile SA, hanno convenuto in giudizio Enel Generación Chile al fine di ottenere il risarcimento dei danni, per un importo di circa 58 milioni di euro, la prima, e circa 141 milioni di euro, i secondi. I suddetti contenziosi sono stati in parte riuniti in un unico procedimento e sono attualmente pendenti. Dopo un periodo di sospensione del procedimento a causa dello stato di emergenza nazionale indetto a causa della pandemia da COVID-19, l'attore ha chiesto la riassunzione del procedimento, che è stata concessa dal tribunale. Il tribunale ha disposto la notifica del provvedimento che determina i fatti sostanziali, pertinenti e controversi del giudizio. La fase istruttoria non è ancora iniziata.

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 – la quale è garante delle obbligazioni assunte da Kino Contractor e Kino Facilities in forza dei predetti contratti – è stata altresì chiamata in arbitrato, ma senza che siano state avanzate – per il momento – 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 Québec) e CKD Infraestructura México SA de Cv. Dopo la domanda di arbitrato e la relativa risposta dei convenuti, le parti si sono scambiate ulteriori memorie introduttive, nell'ambito delle quali la pretesa economica delle controparti è stata quantificata in circa 140 milioni di dollari statunitensi, mentre Kino Facilities ha quantificato la propria domanda riconvenzionale in circa 3,3 milioni di dollari statunitensi. Attualmente è in corso la fase di produzione documentale.

Contenziosi fiscali in Brasile

Whithholding Tax – Ampla

Nel 1998 Ampla Energia 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 ha prodotto l'ulteriore documentazione probatoria richiesta e attende di conoscere l'esito della valutazione del Giudice in merito agli argomenti e ai documenti presentati dalle parti.

Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2021 è di circa 211 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 2021 è di circa 110 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 2021 è di circa 106 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 Energia e Serviços SA (per i periodi 1996-1999 e 2007-2017), alla società Companhia Energética do Ceará SA (Coelce) (per i periodi 2003, 2004, 2006-2012, 2015 e 2016) e alla società Eletropaulo (per il periodo 2008-2020), 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 2021 è di circa 79 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 una mancata applicazione di ritenute sul pagamento di presunti maggiori dividendi attribuibili 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 della corretta applicazione dei principi 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 condivisa dall'Auditor esterno e altresì confermata 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 2021 è di circa 58 milioni di euro.

ICMS - Coelce

Lo Stato di Ceará ha notificato nel tempo diversi atti impositivi alla società Companhia Energética do Ceará SA (Coelce) (per il periodo 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 2021 è di circa 40 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 2021 è di circa 39 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 2021 è di circa 37 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 2012 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.
In relazione alle contestazioni in materia di imposta sui redditi delle società, il contenzioso valutato con esito possibile ammonta a circa 155 milioni di euro al 31 dicembre 2021:

- Enel Iberia difende la correttezza del criterio adottato per la determinazione della deducibilità di minusvalenze derivanti da vendite azionarie (circa 106 milioni di euro) e di alcuni oneri finanziari (circa 18 milioni di euro);
- 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 232 milioni di euro al 31 dicembre 2021 (Enel Iberia 219 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 2021 è di circa 98 milioni di euro.

Contenziosi fiscali in Italia

Withholding Tax – Enel Servizio Elettrico Nazionale
In esito a una verifica fiscale avviata nel marzo 2018 e in seguito a una successiva attività istruttoria condotta mediante l'invio di questionari alle banche intervenute in qualità di cessionarie in talune operazioni di acquisto dei crediti della Società Servizio Elettrico Nazionale SpA (SEN) verso i clienti mass market oggetto di un accordo quadro, in data 19 dicembre 2018 l'Agenzia delle Entrate – Direzione Regionale del Lazio – Ufficio Grandi Contribuenti ha notificato alla società un avviso di accertamento con il quale è stata contestata la presunta violazione degli obblighi di sostituto di imposta, relativamente alle somme corrisposte alle banche nell'ambito delle già menzionate operazioni di cessione intervenute nell'anno 2013.
In particolare, tale contestazione scaturisce da una valutazione dell'Ufficio che ha: (i) riqualificato, ai soli fini fiscali, la cessione dei crediti in una operazione di finanziamento; (ii) ipotizzato un presunto obbligo di ritenuta in capo alla società da commisurarsi sul costo dell'operazione (come differenza tra il valore nominale dei crediti ceduti e il prezzo di cessione), ricostruendo le vicende successive dei crediti oggetto di cessione (cessioni ulteriori e/o cartolarizzazione con soggetti non residenti effettuate dalle banche), alle quali la società è estranea.
Nei primi gradi del giudizio, scaturito in seguito alla impugnazione da parte di SEN dell'avviso di accertamento, non hanno trovato accoglimento le eccezioni della società sulla illegittimità della contestazione per l'erronea riqualificazione, ai fini fiscali, dell'operazione e, conseguentemente, dei flussi di pagamento operata dall'Ufficio e nonostante la violazione di rilevanti aspetti procedurali nell'attività di accertamento.
La società, ritenendo che sussistano validi elementi di diritto per la prosecuzione del giudizio, ha notificato ricorso in Corte di Cassazione al fine di far valere l'illegittimità della pretesa impositiva per violazione e falsa applicazione delle norme che, ad avviso dei giudici di merito, consentono di qualificare il reddito riveniente dalla cessione dei crediti come "reddito di capitale" e che, di conseguenza, avrebbero imposto a SEN l'applicazione della ritenuta.
Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2021 è di circa 81 milioni di euro.

56. 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 2021.

- "*Amendments to IAS 1 - Classification of Liabilities as Current or Non-current*", emesso a gennaio 2020. Le modifiche interessano 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 di una società a differire il regolamento e che tale diritto deve esistere alla fine dell'esercizio;
  - che la classificazione non è influenzata dalle intenzioni o aspettative del management su quando una società eserciterà il suo diritto di differire il regolamento di una passività;
  - che esiste un diritto di differire solo se la società soddisfa le condizioni specificate nel contratto di prestito alla fine dell'esercizio, anche se il creditore non verifica la conformità 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 saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2023 o successivamente. È consentita un'applicazione anticipata.
- "*Amendments to IFRS 3 - Reference to the Conceptual Framework*", emesso a maggio 2020. Le modifiche intendono sostituire un riferimento alle definizioni di attività e passività fornite dal *Revised Conceptual Framework for Financial Reporting* emesso a marzo 2018 (*Conceptual Framework*) senza modificare in modo significativo le sue disposizioni.

  Le modifiche hanno anche aggiunto all'IFRS 3 una disposizione in base alla quale, relativamente alle operazioni e altri eventi che rientrano nell'ambito di applicazione dello "IAS 37 - Accantonamenti, passività e attività potenziali" o "IFRIC 21 - Tributi", un acquirente applica i suddetti princípi, invece del *Conceptual Framework*, per identificare le passività che ha assunto in un'aggregazione aziendale.

  Infine, le modifiche chiariscono le linee guida esistenti nell'IFRS 3 per le attività potenziali acquisite in un'aggregazione aziendale, specificando che, se non è sicuro che un'attività esista alla data di acquisizione, la possibile attività non si qualifica per la rilevazione contabile.

  Le modifiche saranno applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2022 o successivamente.
- "*Amendments to IAS 16 - Property, Plant and Equipment: Proceeds before Intended Use*", emesso a maggio 2020. Le modifiche vietano alle società di dedurre dal costo di un elemento di immobili, impianti e macchinari qualsiasi provento derivante dalla vendita di elementi prodotti mentre si porta tale bene nel luogo e nelle condizioni necessarie al funzionamento nel modo inteso dalla direzione aziendale. Al contrario, una società deve rilevare i proventi derivanti dalla vendita di tali elementi e i costi relativi alla loro produzione a Conto economico. Le modifiche saranno applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2022 o successivamente. È consentita un'applicazione anticipata.
- "*Amendments to IAS 37 - Onerous Contracts - Costs of Fulfilling a Contract*", emesso a maggio 2020. Le modifiche specificano quali costi una società include nella determinazione del costo necessario all'adempimento di un contratto al fine di valutare se il contratto è oneroso. A tal fine, il "costo necessario all'adempimento" di un contratto comprende i costi che si riferiscono direttamente al contratto; questi ultimi possono essere o costi incrementali necessari per l'adempimento di tale contratto oppure una ripartizione di altri costi direttamente correlati all'adempimento del contratto. Le modifiche saranno applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2022 o successivamente. È consentita un'applicazione anticipata.
- "*Annual improvements to IFRS Standards 2018-2020*", emesso a maggio 2020. Il documento apporta principalmente modifiche ai seguenti princípi:
  - "*IFRS 1 - Prima Adozione degli International Financial Reporting Standards*"; la modifica semplifica l'applicazione dell'IFRS 1 per una società partecipata (controllata, collegata e joint venture) che diventa neo-utilizzatrice degli IFRS dopo la sua controllante/partecipante. In particolare, se la società partecipata adotta gli IFRS dopo la sua controllante/partecipante e applica l'IFRS 1.D16 (a), allora tale società partecipata può scegliere di misurare le differenze cumulative di conversione per tutte le gestioni estere agli importi inclusi nel bilancio consolidato della controllante/partecipante, basato sulla data di transizione di quest'ultima agli IFRS;
  - "*IFRS 9 - Strumenti Finanziari*"; con riferimento alle commissioni incluse nel test del "10 per cento" per la derecognition delle passività finanziarie, la modifica chiarisce quali sono le commissioni che una società include nel valutare se i termini di una passività finanziaria (nuova o modificata) siano sostanzialmente diversi dai termini della passività finanziaria originaria. Nel determinare tali commissioni pagate al netto delle commissioni ricevute, il debitore include soltanto le commissioni pagate o ricevute tra il debitore e il creditore, comprese le commissioni pagate o ricevute dal debitore o dal creditore per conto dell'altra parte;
  - "*IFRS 16 - Leasing*"; l'International Accounting Standards Board ha modificato l'*Esempio illustrativo 13*

che accompagna l'"IFRS 16 - Leasing". In particolare, la modifica elimina la probabile confusione nell'applicazione dell'IFRS 16 per il modo in cui l'*Esempio illustrativo 13* aveva illustrato i requisiti per gli incentivi al leasing. In effetti, l'esempio includeva un rimborso per migliorie su beni di terzi senza fornire una spiegazione sul fatto che il rimborso soddisfacesse la definizione di incentivo al leasing. La modifica rimuove dall'esempio l'illustrazione del rimborso relativa a migliorie su beni di terzi;

- *"IAS 41 - Agricoltura"*; la modifica rimuove la disposizione di escludere i flussi di cassa dalla tassazione quando si valuta il fair value. Pertanto, la società deve utilizzare flussi finanziari al netto delle imposte e un'aliquota al netto delle imposte per attualizzare tali flussi finanziari.

Le modifiche devono essere applicate prospetticamente a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2022 o successivamente. È consentita un'applicazione anticipata.

- "*Amendments to IAS 1 and IFRS Practice Statement 2 - Disclosure of Accounting Policies*", emesso a febbraio 2021. Le modifiche hanno lo scopo di supportare le società nel decidere quali princípi contabili illustrare in bilancio. Le modifiche allo IAS 1 richiedono alle società di fornire informazioni sui princípi contabili rilevanti, piuttosto che su quelli significativi. Una guida su come applicare il concetto di materialità all'informativa sui princípi contabili è fornita dalle modifiche all'IFRS Practice Statement 2. Le modifiche saranno applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2023 o successivamente. È consentita un'applicazione anticipata.
- *"Amendments to IAS 8 - Definition of Accounting Estimates"*, emesso a febbraio 2021. Le modifiche hanno lo scopo di supportare le società nel distinguere tra cambiamenti nei princípi contabili e cambiamenti nelle stime contabili; la definizione di cambiamenti nelle stime contabili è sostituita con una definizione di stime contabili come "importi monetari che in bilancio sono soggetti a incertezza nella misurazione". Le modifiche saranno applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2023 o successivamente. È consentita un'applicazione anticipata.
- *"Amendments to IAS 12 Income Taxes: Deferred Tax related to Assets and Liabilities arising from a Single Transaction"*, emesso a maggio 2021. Le modifiche richiedono alle società di rilevare fiscalità differita sulle transazioni che, alla rilevazione iniziale, danno origine a differenze temporanee imponibili e deducibili di uguale ammontare. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2023 o successivamente. È consentita un'applicazione anticipata.
- *"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.
- *"IFRS 17 - Insurance Contracts"*, emesso a maggio 2017. Il principio sarà applicabile a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2023 o successivamente. È consentita un'applicazione anticipata.

Il Gruppo sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.

57. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Enel perfeziona l'acquisizione di 527 MW di impianti idroelettrici da ERG

In data 3 gennaio 2022 Enel Produzione SpA ha perfezionato l'acquisizione dell'intero capitale sociale di ERG Hydro Srl da ERG Power Generation SpA. Enel Produzione ha riconosciuto un corrispettivo di circa 1.039 milioni di euro, cui si è aggiunto al closing un primo aggiustamento prezzo di circa 226 milioni di euro concernente la valorizzazione del mark to market di alcuni derivati di copertura di ERG Power Generation relativi a parte dell'energia prodotta in futuro dagli impianti di ERG Hydro. L'accordo di compravendita prevede inoltre un ulteriore aggiustamento del corrispettivo nei mesi successivi, che sarà effettuato principalmente in base alla variazione di capitale circolante netto e posizione finanziaria netta di ERG Hydro e all'effettivo livello delle riserve d'acqua di alcuni bacini inclusi nel perimetro. Gli impianti detenuti da ERG Hydro, situati tra Umbria, Lazio e Marche, hanno una capacità installata di 527 MW e una produzione media annua di circa 1,5 TWh.

Enel colloca un "Sustainability-Linked Bond" da 2,75 miliardi di euro in tre tranche sul mercato Eurobond

In data 10 gennaio 2022 Enel Finance International NV, la società finanziaria di diritto olandese controllata da Enel SpA, ha collocato un "Sustainability-Linked Bond" da 2,75 miliardi di euro in tre tranche, legato al raggiungimento dell'obiettivo di sostenibilità di Enel relativo alla riduzione di emissioni dirette di gas serra (Scope 1), contribuendo all'Obiettivo di Sviluppo Sostenibile 13 delle Nazioni Unite ("Climate Action") e in conformità con il "Sustainability-Linked Financing Framework" del Gruppo.

Fitch rivede il rating di Enel a lungo termine a "BBB+" e conferma il rating a breve termine a "F-2". Outlook stabile

L'agenzia Fitch Ratings ha comunicato in data 4 febbraio 2022 di aver rivisto il rating a lungo termine di Enel SpA portandolo a "BBB+" dal precedente livello di "A-". La stessa agenzia ha altresì confermato a "F-2" il rating a breve termine di Enel. L'outlook resta stabile.
Stando a quanto comunicato dall'agenzia, la modifica del rating di Enel riflette principalmente il previsto aumento della leva finanziaria nel medio termine, dovuto alle opportunità di investimento che hanno portato Enel a espandere progressivamente il suo piano di Capex nel contesto della transizione energetica.

Conflitto Russia-Ucraina

Il 24 febbraio 2022 il Presidente russo ha annunciato "un'operazione militare speciale" in territorio ucraìno che ha determinato lo scoppio del conflitto tra i due Paesi.
Nelle settimane precedenti erano stati compiuti vari tentativi per una soluzione diplomatica della tensione tra Russia e Ucraìna che, in seguito a vaste e prolungate manovre militari delle forze armate russe lungo il confine ucraìno, perdurava già da tempo. Con il passare dei giorni, si è assistito a un'escalation delle ostilità, con un intensificarsi degli scontri.
L'intervento militare russo in Ucraìna ha determinato pronte reazioni da parte di diversi Stati e Organizzazioni sovranazionali. In particolare, il Consiglio Europeo si è espresso affinché la Russia cessi immediatamente le ostilità e ritiri le sue forze armate dall'Ucraìna nel rispetto del diritto internazionale; anche l'Assemblea Generale delle Nazioni Unite, con una sessione di emergenza, ha approvato una risoluzione per condannare l'azione militare russa in Ucraìna e per chiedere alla Russia di ritirare l'esercito.
Allo stesso tempo, la Commissione Europea sta fronteggiando la crisi umanitaria generata dal conflitto in Ucraìna con aiuti umanitari e con programmi di aiuti di emergenza, anche tramite un maggiore sostegno finanziario al Paese.
Sono in corso negoziazioni tra le parti coinvolte al fine di individuare le soluzioni diplomatiche più appropriate per scongiurare che questa situazione si trasformi in una minaccia alla pace e alla sicurezza internazionale.
L'Unione Europea e altri Paesi (per es., Stati Uniti, Regno Unito, Australia, Giappone, Svizzera ecc.) hanno imposto severe misure sanzionatorie alla Russia che, seppur con diversi termini di efficacia, colpiscono i settori strategici dell'economia del Paese, il settore finanziario e impongono restrizioni personali al Presidente russo e ad altre figure politiche e imprenditoriali. Le principali sanzioni europee riguardano:

- il congelamento degli asset russi nell'Eurozona;
- il blocco dell'accesso delle banche russe ai mercati finanziari europei;
- le misure di controllo delle esportazioni (incluso il divieto di esportazione di beni verso la Russia e la Bielorussia nei settori aeronautico, marittimo, spaziale, tecnologico e dei beni "a duplice uso");
- il blocco delle transazioni commerciali con le regioni ucraìne di Donetsk e Luhansk;
- l'esclusione delle principali banche russe dal sistema internazionale di transazioni SWIFT;
- il blocco dei conti correnti con il gruppo bancario Sberbank;
- la chiusura dello spazio aereo ai voli russi;
- il congelamento dei patrimoni personali del Presidente russo e di oligarchi, politici e alti dirigenti delle società russe che lo sostengono.

Tali sanzioni hanno prodotto i primi impatti sull'andamento del tasso di cambio della divisa (il rublo si è fortemente deprezzato nei confronti dell'euro e del dollaro statunitense), sui tassi di interesse locali (aumentati al 20% dalla Banca Centrale russa) e sul corso dei valori azionari delle società quotate alla Borsa di Mosca (con una flessione importante registrata nel mese di marzo).
Alle difficoltà finanziarie si è associato anche un aumentato livello dei rischi informatici, cui sono esposte imprese e amministrazioni, che sta rendendo necessario adottare adeguate misure di difesa e massimi controlli interni per la protezione delle proprie infrastrutture digitali.
Considerato lo scenario di riferimento, il Gruppo Enel ha attivato una Task Force allo scopo di monitorare attentamente lo status e l'evoluzione dell'attuale situazione generata dalla crisi e gestire potenzialmente i rischi.
Attualmente il Gruppo Enel è presente in Russia attraverso alcune società di cui detiene il controllo o il controllo congiunto con altri investitori. Nel dettaglio, il Gruppo Enel controlla:

- Enel Russia PJSC (partecipata di Enel SpA al 56,43%), società quotata presso la Borsa di Mosca che svolge attività di generazione di energia elettrica principalmente attraverso tre impianti di generazione termoelettrica e detiene partecipazioni totalitarie in tre società di generazione da fonti rinnovabili;
- Enel Green Power Rus LLC (partecipata indiretta di Enel SpA al 100%), società che presta servizi allo sviluppo di progetti rinnovabili e che detiene partecipazioni totalitarie in quattro società di generazione da fonti rinnovabili;
- Enel X Rus LLC (partecipata indiretta di Enel SpA al 99%).

Inoltre, Enel SpA detiene direttamente una partecipazione, pari al 49,5%, in una società a controllo congiunto (Rusenergosbyt LLC) operante nella Linea di Business Mercati finali.
A fine 2021, i tre impianti di generazione termoelettrica operanti in Russia hanno una capacità installata pari a 5.276 MW, mentre la capacità installata rinnovabile eolica è pari a 228 MW (inclusi 138 MW di capacità addizionale parziale dell'impianto Murmansk Kolskaya Wind Farm in fase di costruzione).
Il contributo delle società operanti in Russia ai principa-

li indicatori economici consolidati nel 2021 (considerando il tasso di cambio medio 2021 euro/rublo di 87,18) non è significativo e si sostanzia in ricavi per 564 milioni di euro (0,6% sul totale dei ricavi consolidati del Gruppo Enel), risultato operativo per 51 milioni di euro (0,7% sul totale del risultato operativo del Gruppo Enel) e in una contribuzione all'utile netto di Gruppo per 64 milioni di euro (2,0% sull'utile del Gruppo Enel).
Al 31 dicembre 2021, considerando il tasso di cambio euro/rublo di fine 2021 di 85,35, le principali voci patrimoniali relative alle società del Gruppo Enel operanti in Russia riguardano:

- nell'ambito delle attività: immobili, impianti e macchinari (846 milioni di euro), imposte differite attive (47 milioni di euro), crediti commerciali (44 milioni di euro) e disponibilità liquide e mezzi equivalenti (123 milioni di euro);
- nell'ambito delle passività: finanziamenti (428 milioni di euro), imposte differite passive (54 milioni di euro) e debiti commerciali (93 milioni di euro).

Il Gruppo Enel monitora costantemente i riflessi della crisi internazionale sulle proprie attività di business in Russia (in particolare, in termini di approvvigionamento dei materiali, dei servizi e della manodopera), valutando anche l'evoluzione delle variabili di mercato (per es., tassi di cambio, tassi di interesse) e tenendo soprattutto in considerazione i potenziali impatti economici e patrimoniali causati dall'effetto cambio negativo relativo al deprezzamento del rublo nei confronti dell'euro. Inoltre, il Gruppo Enel tiene conto degli sviluppi connessi alle contro-sanzioni previste dalla Russia aventi per oggetto gli investimenti detenuti nel Paese.

Il Gruppo Enel ha avviato alcune analisi volte alla valutazione degli impatti indiretti della guerra in Ucraìna sulle attività di business, sulla situazione finanziaria e sulla performance economica nei principali Paesi dell'Eurozona in cui è presente, con particolare riferimento alla minore disponibilità di approvvigionamento di materie prime dalle aree interessate dal conflitto e all'incremento generalizzato dei prezzi delle commodity.
Il Gruppo Enel non ha contratti di approvvigionamento gas (pipeline e LNG) con la Russia, ma in Italia, a livello normativo e regolatorio, si stanno valutando le misure per ridurre il fabbisogno di gas e per contenerne la volatilità di prezzo sui mercati di riferimento; mentre in Spagna (dove il Gruppo Enel è presente con la sua controllata Endesa SA), oltre al contesto regolatorio, il Gruppo Enel sta altresì analizzando gli effetti sugli ordini di combustibile nucleare dalla Russia.

Particolare attenzione viene altresì prestata agli impatti della guerra sulle attività in Slovacchia, dove il Gruppo Enel è presente con la società a controllo congiunto Slovenské elektrárne AS (SE), di cui Enel SpA detiene indirettamente il 33% del capitale, operante nella generazione di energia elettrica da fonte nucleare, termica e idroelettrica con una capacità installata di 4 GW. Con riferimento agli impianti nucleari, sussistono correlazioni con la Russia in termini di attività tecnico-operative (fornitura del combustibile nucleare e della tecnologia), di investimenti (fornitori russi coinvolti nella costruzione dell'impianto MO3/4, al momento non interessati dalle sanzioni) e di finanziamenti (esposizione debitoria di SE con la banca Sberbank).
In uno scenario in continua evoluzione, caratterizzato da una notevole incertezza regolatoria e da un contesto di prezzi elevati e volatili, è attivo da parte del Gruppo Enel un monitoraggio costante delle variabili macroeconomiche e di business per avere disponibile in tempo reale la miglior stima dei potenziali impatti connessi ai cambi regolatori, alle sanzioni e alle restrizioni sugli asset detenuti, nonché sui fornitori e sui contratti applicabili al Gruppo Enel, tenendo anche in considerazione le diverse raccomandazioni degli organismi di vigilanza nazionali e sovranazionali[44] sul tema.

Enel finalizza il rinnovo della sua partnership con Cinven in Ufinet Latam

In data 24 marzo 2022 Enel X International Srl (Enel X International), società interamente controllata da Enel X Srl (Enel X), ha finalizzato l'accordo siglato lo scorso 21 dicembre 2021 con una holding controllata da Sixth Cinven Fund e con una holding controllata da Seventh Cinven Fund tramite cui ha acquisito in via indiretta, per il tramite di una holding, il 79% circa del capitale sociale di Ufinet Latam SLU ("Ufinet" o la "Società") da Sixth Cinven Fund e ha contestualmente venduto l'80,5% del capitale sociale della Società a Seventh Cinven Fund. Di conseguenza, Enel X International detiene ora una partecipazione indiretta del 19,5% nel capitale di Ufinet, rinnovando la partnership nella Società con Cinven.
In particolare, Enel X International, che in precedenza deteneva indirettamente il 21% circa del capitale della Società, ha esercitato l'opzione call per acquistare il 79% circa del capitale di Ufinet a fronte di un corrispettivo di 1.320 milioni di euro. Enel X International ha ricevuto contestualmente circa 207 milioni di euro a titolo di distribuzione di riserve disponibili di Ufinet e, allo stesso tempo, ha venduto l'80,5% del capitale della Società a Seventh Cinven Fund per un corrispettivo di circa 1.186 milioni di euro.
In base a tale accordo, oltre alla partecipazione indiretta del 19,5% nel capitale di Ufinet, Enel X International mantiene una rappresentanza nei consigli di amministrazione di quest'ultima e della sua holding, conservando diritti standard quale azionista di minoranza.

(44) ESMA n. 71-99-1864 del 14 marzo 2022; Richiamo di Attenzione CONSOB del notiziario settimanale 9-14 marzo 2022.

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari relativa al Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2021, 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 Francesco Starace e Alberto De Paoli, 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 2021 e il 31 dicembre 2021.

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 2021:
   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 2021, 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, 17 marzo 2022

Francesco Starace
Amministratore Delegato di Enel SpA

STARACE/FRANCESCO/2016130577A37
Firmato digitalmente da STARACE/FRANCESCO/2016130577A37
Data: 2022.03.17 08:51:56 +01'00'

Alberto De Paoli
Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel SpA

ALBERTO MARIA GIUSEPPE DE PAOLI
Firmato digitalmente da ALBERTO MARIA GIUSEPPE DE PAOLI
ND: dnQualifier=2017503298228, c=IT, o=GRUPPO ENEL/00811720580, serialNumber=TINIT-DPLLRT65R01G388C, title=GRUPPO ENEL, sn=DE PAOLI, givenName=ALBERTO MARIA GIUSEPPE, cn=ALBERTO MARIA GIUSEPPE DE PAOLI
Data: 2022.03.17 08:05:16 +01'00'

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 2021

(ai sensi dell'art. 153 del Decreto Legislativo n. 58/1998)

Signori Azionisti,

nel corso dell'esercizio che si è chiuso il 31 dicembre 2021 abbiamo svolto nell'ambito di Enel S.p.A. (nel prosieguo indicata anche come "Enel" o la "Società") 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 princìpi di corretta amministrazione nello svolgimento delle attività sociali;
- il processo di informativa finanziaria e l'adeguatezza del sistema amministrativo-contabile della Società, nonché sull'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 ha aderito nel corso dell'esercizio 2021 ([1]);
- 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 particolari criticità.

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:

([1]) Nel mese di marzo 2021 il Consiglio di Amministrazione ha difatti completato l'adozione delle misure intese ad assicurare il recepimento da parte di Enel delle novità contenute nel Codice di *Corporate Governance*. Fino a tale momento la Società ha aderito alle regole di governo societario previste dalla edizione 2018 del Codice di Autodisciplina delle società quotate.

- 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. Possiamo dare atto che le azioni deliberate e poste in essere sono state conformi alla legge e allo statuto e non sono state 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 2021 (nell'ambito del capitolo "Fatti di rilievo del 2021");
- 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 2021 della Società, gli Amministratori indicano adeguatamente 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 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 2021. Le operazioni con parti correlate riportate nelle note di commento al Bilancio dell'esercizio 2021 della Società sono 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 2021 – al pari di quello dell'esercizio precedente – in conformità ai princìpi 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 2021, nonché in base a quanto disposto dal

Decreto Legislativo 28 febbraio 2005, n. 38 e ai relativi provvedimenti attuativi. Il Bilancio individuale dell'esercizio 2021 della Società, inoltre, è redatto nella prospettiva della continuità aziendale e applicando il metodo del costo storico, ad eccezione delle voci che secondo gli IFRS-EU sono rilevate al *fair value*, come indicato nei criteri di valutazione delle singole voci del Bilancio stesso. 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 2021 che, secondo quanto ivi indicato, non hanno comportato impatti significativi nell'esercizio di riferimento.

- Il Bilancio individuale 2021 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:
  - una illustrazione degli aspetti chiave della revisione contabile del Bilancio individuale; e
  - 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 2021 del Gruppo Enel – al pari di quello dell'esercizio precedente – in conformità ai princìpi 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 2021, nonché in base a quanto disposto dal Decreto Legislativo 28 febbraio 2005, n. 38 e ai relativi provvedimenti attuativi. Il Bilancio consolidato dell'esercizio 2021 del Gruppo Enel è redatto nella prospettiva della continuità aziendale e applicando il metodo del costo storico, ad eccezione delle voci che secondo gli IFRS-EU sono rilevate al *fair value* (come indicato nei criteri di valutazione delle singole voci) e delle attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come possedute per la vendita, che sono valutate al minore tra il valore contabile e il *fair value* al netto dei costi di vendita. 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 2021 che, secondo quanto ivi indicato, non hanno comportato impatti significativi nell'esercizio di riferimento. Si rappresenta inoltre, che, a partire dall'esercizio 2021, in linea con quanto previsto dal Regolamento

Delegato (UE) 2019/815 del 17 dicembre 2018 (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 sulla 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 2021 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 2021 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;
- tenuto conto delle raccomandazioni formulate dall'Autorità Europea degli Strumenti Finanziari e dei Mercati ("ESMA") in data 21 gennaio 2013 (confermate, da ultimo, nel *Public Statement* del 29 ottobre 2021), 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 2022, in data anteriore rispetto a quella di approvazione dei documenti di Bilancio relativi al 2021;

- abbiamo esaminato la proposta del Consiglio di Amministrazione di destinazione dell'utile dell'esercizio 2021 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 e di codesto Collegio Sindacale nel mese di marzo 2022, ha attestato in sede di approvazione del Bilancio dell'esercizio 2021 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, 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 ovvero 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 la struttura organizzativa del Gruppo Enel è basata, a partire dalla seconda metà dell'esercizio 2014, su una matrice *Global Business Lines*/Geografie e – tenuto conto delle modifiche intervenute da ultimo nel corso del 2021 e nei primi mesi del 2022 – si articola in: (i) *Global Business Lines*, 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. Le *Global Business Lines* sono suddivise in: *Enel Green Power and Thermal Generation*, *Global Energy and Commodity Management*, *Global Infrastructure and Networks*, Enel X *Global Retail* e *Global E-Mobility*; (ii) Paesi e Regioni, cui è affidato, nell'ambito di ciascuna area geografica di presenza del Gruppo, il compito di gestire le relazioni con organi istituzionali, autorità regolatorie, *media* e altri *stakeholder* locali, nonché di ottimizzare il

5

portafoglio clienti e gli *asset* di generazione perseguendo il miglior margine integrato, fornendo altresì supporto in termini di attività di *staff* e altri servizi alle *Global Business Lines* e adottando adeguati *standard* in materia di *security*, *safety* e ambientale. Paesi e Regioni sono suddivisi in: Italia, Iberia, Europa, America Latina, Nord America, nonché Africa, Asia e Oceania; (iii) Funzioni Globali di Servizio, cui è affidato il compito di gestire le attività di *information and communication technology* (*Global Digital Solution*), gli acquisti a livello di Gruppo (*Global Procurement*) e i processi di fatturazione, credito e *customer care* (*Global Customer Operations*); (iv) Funzioni di *Holding*, cui è affidato tra l'altro il compito di gestire i processi di *governance* a livello di Gruppo, così suddivise: Amministrazione, Finanza e Controllo, Personale e Organizzazione, Comunicazione, Affari Legali e Societari, *Audit*, Innovazione e Sostenibilità. Riteniamo che il modello organizzativo sopra descritto sia adeguato a supportare lo sviluppo strategico della Società e del Gruppo Enel e risulti altresì coerente con le esigenze di controllo;

- nel corso degli incontri con i Collegi Sindacali ovvero con gli equivalenti organismi di controllo di alcune delle principali società del Gruppo Enel, italiane ed estere, non sono emerse risultanze di significatività tale da dovere essere riportate 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 ritiene che non esistano 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 2021, 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 2021;

- 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 principi 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 2021 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 2021;

- abbiamo vigilato sull'adeguatezza ed efficacia del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, principalmente mediante la costante 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, si ha motivo di ritenere che il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi sia adeguato ed efficace; si segnala che il Consiglio di Amministrazione della Società, nel mese di febbraio 2022, ha espresso una valutazione conforme sul punto e ha altresì riconosciuto, nel mese di novembre 2021, la compatibilità dei principali rischi connessi agli obiettivi strategici indicati nel Piano industriale 2022-2024 con una gestione dell'impresa coerente con i medesimi obiettivi;
- nel corso del 2021 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 2021.

  Nel mese di giugno 2021 abbiamo avuto modo di verificare che il Consiglio di Amministrazione, 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 2021.

  Per quanto riguarda la c.d. "autovalutazione" dell'indipendenza dei propri componenti, il Collegio Sindacale nei mesi di giugno 2021 e di febbraio 2022 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 2021 e durante i primi due mesi del 2022 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 2021 sono dettagliatamente descritte nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari per l'esercizio 2021 unitamente ai relativi esiti, che rivelano unanimità di giudizi espressi dai Sindaci riguardo ad una piena adeguatezza della dimensione, della composizione e del funzionamento del Collegio Sindacale. Rispetto alle risultanze emerse nel 2020, risulta confermato che l'organo di controllo ha saputo adottare modalità di funzionamento efficaci ed efficienti nonché allineate al quadro normativo di riferimento.

Si segnala inoltre che, in base agli esiti della "*board review*" e tenuto conto di quanto previsto nella Politica in materia di diversità dei propri componenti (approvata in data 29 gennaio 2018), il Collegio Sindacale – in vista del rinnovo dell'organo di controllo per scadenza del termine del mandato, previsto in occasione dell'Assemblea chiamata ad approvare il Bilancio individuale della Società per l'esercizio 2021 – ha condiviso appositi "Orientamenti" indirizzati agli Azionisti (e consultabili sul sito internet aziendale) circa i vari profili la cui presenza nel nuovo Collegio è ritenuta opportuna;

- nel corso del 2021 il Collegio Sindacale ha avuto, inoltre, modo di partecipare ad un apposito programma di "*induction*", caratterizzato da specifici approfondimenti intesi ad aggiornare gli Amministratori e i Sindaci in materia di *corporate governance* e di cambiamento climatico, con il proposito a tale ultimo riguardo di svilupparne ulteriormente le competenze anche grazie al contributo di un qualificato esperto esterno;
- 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 2021, 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 (ma di fatto penale) 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 2021. 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, nominato nel mese di luglio 2020, continua ad essere composto da tre membri 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 2021 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 2021 il Collegio Sindacale ha rilasciato un parere favorevole (nella riunione del 3 febbraio 2021) in merito al Piano di *Audit* 2021, secondo quanto previsto dall'art. 7.C.1, lett. c) del Codice di Autodisciplina delle società quotate (cui la Società ancora aderiva a tale data);
- apposita informativa sugli emolumenti fissi e variabili maturati nel corso dell'esercizio 2021, 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 2022 e sui compensi corrisposti nel 2021 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 6 aprile 2022 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. 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 2021 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 2022 – 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.

  Come segnalato nella prima sezione della Relazione sulla remunerazione, nel corso della predisposizione della politica in materia di remunerazione per il 2022 il Collegio Sindacale – tenuto anche conto di quanto raccomandato in proposito dal Codice di

E-MARKET SDIR CERTIFIED

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 effettuata sulla base dei dati riportati nella documentazione pubblicata in occasione della stagione assembleare 2021 dagli emittenti facenti parte di un *peer group* composto – a differenza di quello utilizzato per l'analoga analisi relativa al Consiglio di Amministrazione – esclusivamente da società italiane appartenenti all'indice FTSE MIB ([2]); le funzioni che l'ordinamento italiano attribuisce al Collegio Sindacale differenziano infatti quest'ultimo dagli organi con funzioni di controllo previsti dai sistemi di *governance* monistico e dualistico comunemente adottati in altri Paesi. Ai fini della individuazione del *peer group* il consulente, d'intesa con il Collegio Sindacale, ha ritenuto di escludere alcune società industriali appartenenti all'indice FTSE MIB caratterizzate da assetti proprietari concentrati, valutando al contempo alcune società dell'indice FTSE MIB appartenenti al mondo dei *financial services*.

L'analisi in questione ha evidenziato che, sulla base dei dati al 31 dicembre 2020, Enel si colloca rispetto al *peer group* sopra i riferimenti massimi per quanto riguarda la capitalizzazione, sopra il nono decile per quanto riguarda i ricavi e al di sotto del nono decile per quanto concerne il numero di dipendenti.

Dall'analisi medesima è emerso che – a fronte, quindi, di un posizionamento assai elevato di Enel rispetto alle società ricomprese nel *panel* in termini di capitalizzazione, ricavi e numero di dipendenti – la remunerazione del Presidente del Collegio Sindacale e degli altri Sindaci effettivi di Enel si colloca poco al di sotto della mediana per il Presidente e in linea con i riferimenti mediani di mercato per gli altri Sindaci effettivi. L'analisi in questione ha inoltre evidenziato che nel corso del 2020 mediamente i collegi sindacali delle società appartenenti al *panel* sono risultati composti da quattro sindaci effettivi a fronte dei tre membri effettivi del Collegio Sindacale di Enel, e hanno svolto 25 riunioni a fronte delle 27 riunioni tenute dal Collegio Sindacale di Enel.

Sulla base dell'analisi in questione, è quindi emerso che il livello di competitività dei compensi previsti per il Presidente e gli altri membri effettivi del Collegio Sindacale di Enel risulta analogo al posizionamento degli Amministratori non esecutivi della stessa Enel, con riferimento all'emolumento loro riconosciuto in qualità di Consigliere (al netto dei gettoni di presenza, non previsti in ambito Enel per la partecipazione alle riunioni consiliari ma riconosciuti da alcune delle società del *peer group* utilizzato

([2]) Di tale *peer group* fanno parte le seguenti 19 società: A2A, Assicurazioni Generali, Atlantia, Banco BPM, BPER Banca, Eni, Hera, Leonardo, Mediobanca, Nexi, Pirelli, Poste Italiane, Prysmian, Saipem, Snam, Terna, TIM, Unicredit e Unipol.

ai fini dell'elaborazione della politica in materia di remunerazione degli Amministratori per il 2022).

È stato tuttavia evidenziato da parte del consulente che per un corretto apprezzamento circa l'adeguatezza dei compensi previsti per i membri del Collegio Sindacale sarebbe opportuno valutarne l'ammontare alla luce dell'*effort* complessivo richiesto dall'incarico, tenendo quindi in considerazione che i membri del Collegio Sindacale partecipano anche alle riunioni dei Comitati consiliari (prassi che risulta funzionale all'espletamento dei compiti di vigilanza sulle modalità di concreta attuazione in ambito Enel delle raccomandazioni del Codice di *Corporate Governance*) non percependo alcun compenso aggiuntivo per tale attività.

Si segnala, infine, che dall'analisi di *benchmark* è emersa un'evidente correlazione tra la competitività dei compensi offerti dalle società del *peer group* ai rispettivi collegi sindacali e il differente impegno lavorativo loro richiesto, quale risulta dal numero di riunioni svolte nel corso del 2020; coerentemente, l'analisi medesima ha evidenziato che le società appartenenti al mondo dei *financial services* offrono dei compensi mediamente più competitivi al presidente e ai membri effettivi dei propri collegi sindacali, tenuto conto del maggiore numero di riunioni svolte. L'analisi ha infine sottolineato che il posizionamento del trattamento retributivo riconosciuto al Presidente e ai membri effettivi del Collegio Sindacale di Enel risulta sostanzialmente in linea con quanto attualmente previsto dalle società del *peer group* di maggiori dimensioni tra quelle con una significativa partecipazione, diretta e/o indiretta, del Ministero dell'Economia e delle Finanze.

L'attività di vigilanza è stata svolta dal Collegio Sindacale nell'esercizio 2021 nel corso di 28 riunioni, nonché con la partecipazione alle 16 riunioni del Consiglio di Amministrazione e all'Assemblea annuale degli Azionisti e – per il tramite del Presidente o di uno o più dei suoi membri – alle 17 riunioni del Comitato Controllo e Rischi (16 delle quali tenute in forma congiunta con il Collegio Sindacale), alle 12 riunioni del Comitato per le nomine e le remunerazioni, alle 7 riunioni del Comitato parti correlate e alle 5 riunioni del Comitato per la *corporate governance* e la sostenibilità, per un totale di 86 riunioni. Alle riunioni del Collegio Sindacale, così 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 rileva, infine, che nel corso dell'esercizio 2021 e sino alla data del 31 marzo 2022 è perdurata la situazione di emergenza sanitaria sul territorio nazionale

13

dovuta alla pandemia da COVID-19. Le Autorità italiane, sino a tale data, hanno mantenuto alcune limitazioni alla libertà di circolazione all'interno del territorio nazionale per contenere il contagio, disponendo tra l'altro divieti di assembramento.

In tale contesto il Collegio Sindacale, alla luce delle misure di contenimento della pandemia da COVID-19, ha tenuto nel corso dell'esercizio 2021 buona parte delle proprie riunioni esclusivamente mediante l'utilizzo di sistemi di audio/video conferenza da parte di tutti i partecipanti, che hanno comunque assicurato l'identificazione degli stessi e lo scambio di documentazione – secondo quanto previsto dall'art. 25.4 dello Statuto sociale – e, più in generale, il corretto espletamento delle funzioni da parte dell'organo di controllo.

Il Collegio Sindacale segnala altresì che il Consiglio di Amministrazione della Società ha convocato l'Assemblea ordinaria degli Azionisti per il 19 maggio 2022 in unica convocazione, prevedendo che – alla luce degli incerti sviluppi della pandemia da COVID-19 e tenuto quindi conto del perdurare dell'esigenza di ridurre al minimo gli spostamenti e i rischi connessi ad una partecipazione in presenza e considerato quanto previsto in materia di svolgimento delle assemblee di società dall'art. 106, comma 4, del Decreto Legge 17 marzo 2020, n. 18, convertito con modificazioni dalla Legge 24 aprile 2020, n. 27 ([3]) – essa si svolga secondo modalità che consentano ai Soci di intervenirvi esclusivamente tramite il rappresentante designato dalla Società di cui all'art. 135-*undecies* del Testo Unico sulla Finanza, al quale gli Azionisti potranno conferire anche deleghe o subdeleghe ai sensi dell'art. 135-*novies* del medesimo Testo Unico, in deroga rispetto a quanto previsto dall'art. 135-*undecies*, comma 4, dello stesso Testo Unico. Il Collegio Sindacale vigilerà affinché in occasione dell'indicata Assemblea i diritti dei Soci possano essere regolarmente esercitati – così come avvenuto in occasione delle Assemblee degli Azionisti Enel svoltesi con modalità analoghe in data 14 maggio 2020 e 20 maggio 2021 – nei limiti consentiti dalle peculiari modalità previste per il relativo svolgimento.

Il Collegio Sindacale continuerà a svolgere fino alla scadenza del proprio mandato l'attività di vigilanza in stretto coordinamento con il Consiglio di Amministrazione e con la Società di revisione, per vigilare sugli impatti – anche di carattere economico-finanziario – per la Società e il Gruppo Enel determinati dalla pandemia da COVID-19 e, più di recente, dal delicato contesto geopolitico in atto. A tale ultimo riguardo si segnala che il Collegio Sindacale, nello svolgimento delle attività di vigilanza previste dalla legge, ha tenuto in adeguato conto le indicazioni contenute nel comunicato stampa congiunto Banca d'Italia – Consob – IVASS – UIF del 7 marzo 2022, nonché nel richiamo di

([3]) La cui applicabilità è stata da ultimo prorogata fino al 31 luglio 2022 dall'articolo 3, comma 1, del Decreto Legge 30 dicembre 2021, n. 228, convertito con modificazioni con Legge 25 febbraio 2022, n. 15.

attenzione della Consob del 18 marzo 2022 circa i possibili impatti del conflitto russo-ucraino attualmente in corso sulle attività delle società con azioni quotate.

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 2021 in conformità a quanto proposto dal Consiglio di Amministrazione.

Roma, 14 aprile 2022

Il Collegio Sindacale

Dott.ssa Barbara Tadolini - Presidente

Avv. Romina Guglielmetti - Sindaco

Prof. Claudio Sottoriva - 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 2021, 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 anche la sintesi dei più significativi 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 2021, 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.

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

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.

Rilevazione dei ricavi di vendita di energia elettrica e gas non ancora fatturati

Note di commento al bilancio: note n. 2.1 "Uso di stime e giudizi del management – Ricavi provenienti da contratti con clienti", n. 2.2. "Principi contabili significativi – Ricavi provenienti da contratti con i clienti", n.10.a "Ricavi delle vendite e delle prestazioni" e n. 33 "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 giornaliero 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 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 relative misure di salvaguardia.

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, 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 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.

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 2021, 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 2021 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 2021 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, 14 aprile 2022

KPMG S.p.A.

Renato Naschi
Socio

E-MARKET
SDIR
CERTIFIED



Allegati

Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2021

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 2021, 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 è 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
	Infrastrutture e Reti
	Enel X
	Mercati finali
	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	10.166.679.946,00	EUR		Holding			100,00%
Controllate									
25 Mile Creek Windfarm LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
400 Manley Solar LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Finance Partner LLC	100,00%	100,00%
4814 Investments LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
ABC Solar 11 SpA	Santiago del Cile	CL	1.000.000,00	CLP		Equity	Enel Green Power Chile SA	100,00%	64,93%
ABC Solar 3 SpA	Santiago del Cile	CL	1.000.000,00	CLP		Equity	Enel Green Power Chile SA	100,00%	64,93%
Abu Renewables India Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Aced Renewables Hidden Valley (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		AFS	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	55,00%	55,00%
Acefat AIE	Barcellona	ES	793.340,00	EUR		-	Edistribución Redes Digitales SL (Sociedad Unipersonal)	14,29%	10,02%
Adams Solar PV Project Two (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	10.000.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
Adria Link Srl	Gorizia	IT	300.297,00	EUR		Equity	Enel Produzione SpA	50,00%	50,00%
Aero-Tanna Srl	Roma	IT	15.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Agassiz Beach LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Agatos Green Power Trino Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Solar Energy Srl	100,00%	100,00%
Aguilón 20 SA	Saragozza	ES	2.682.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	51,00%	35,76%
Alba Energia Ltda	Rio de Janeiro	BR	16.045.169,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Albany Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Alliance SA	Managua	NI	6.180.150,00	NIO		Equity	Ufinet Latam SLU	49,90%	10,28%
Alpe Adria Energia Srl	Udine	IT	900.000,00	EUR		Equity	Enel Produzione SpA	50,00%	50,00%
Alta Farms Azure Ranchland Holdings LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Alta Farms Wind Project II LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Green Power Azure Ranchland 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
Alvorada Energia SA	Niterói	BR	22.317.415,92	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Ampla Energia e Serviços SA	Rio de Janeiro	BR	2.498.230.386,65	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,73%	82,05%
Annandale Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Apiacás Energia SA	Rio de Janeiro	BR	14.216.846,33	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Aquilla Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Aragonesa de Actividades Energéticas SA	Teruel	ES	60.100,00	EUR		Integrale	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	100,00%	70,11%
Aranort Desarrollos SL	Madrid	ES	3.010,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Aravalli Surya (Project 1) Private Limited	Gurugram	IN	8.100.000,00	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 Power Solar 11 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Arena Power Solar 12 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Arena Power Solar 13 SLU	Siviglia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Arena Power Solar 20 SLU	Siviglia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Arena Power Solar 33 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Arena Power Solar 34 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Arena Power Solar 35 SLU	Siviglia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II AIE	Tarragona	ES	19.232.400,00	EUR		Proporzionale	Endesa Generación SA	85,41%	59,88%
Ateca Renovables SL	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Equity	Baylio Solar SLU	19,72%	35,06%
							Dehesa de los Guadalupes Solar SLU	14,93%	
							Seguidores Solares Planta 2 SL (Sociedad Unipersonal)	15,35%	
Athonet France SASU	Parigi	FR	50.000,00	EUR		-	Athonet Srl	100,00%	16,00%
Athonet Srl	Trieste	IT	68.927,57	EUR		-	Enel X Srl	16,00%	16,00%
Athonet UK Ltd	Battle, East Sussex	GB	250.001,00	GBP		-	Athonet Srl	100,00%	16,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Athonet USA Inc.	Wilmington	US	1,00	USD		-	Athonet Srl	100,00%	16,00%
Atlántico Photovoltaic SAS ESP	Barranquilla	CO	2.000.000,00	COP		Integrale	Enel Green Power Colombia SAS ESP	100,00%	82,27%
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	1,00	USD		Integrale	Aurora Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Autumn Hills LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Avikiran Energy India Private Limited	Gurugram	IN	73.300.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Avikiran Solar India Private Limited	New Delhi	IN	253.659.580,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Avikiran Surya India Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Avikiran Vayu India Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Azure Blue Jay Holdings LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Azure Blue Jay Solar Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Green Power Azure Blue Jay Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Azure Sky Solar Project LLC	Andover	US	1,00	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	1,00	USD		Integrale	Enel Green Power Azure Ranchland Holdings LLC	100,00%	100,00%
Azure Sky Wind Storage LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Baikal Enterprise SL	Palma de Mallorca	ES	3.006,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Baleares Energy SL	Palma de Mallorca	ES	4.509,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Barnwell County Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Baylio Solar SLU	Siviglia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Beaver Falls Water Power Company	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Beaver Valley Holdings LLC	67,50%	67,50%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Beaver Valley Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Belomechetskaya WPS	Mosca	RU	3.010.000,00	RUB		Integrale	Enel Green Power Rus Limited Liability Company	100,00%	100,00%
Bijou Hills Wind LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Bioenergy Casei Gerola Srl	Roma	IT	100.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	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	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Blue Jay Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Azure Blue Jay Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Blue Jay Solar II LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Blue Star Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
BluRe MA	San José	LU	7.092.970,00	EUR		-	Slovenské elektrárne AS	5,00%	1,65%
Bogaris PV1 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Bogotá ZE SAS	Bogotà	CO	503.609.700,00	COP		Integrale	Codensa SA ESP	62,99%	39,74%
							Enel X Colombia SAS	37,01%	
Boiro Energía SA	Boiro	ES	601.010,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	40,00%	28,04%
Bondia Energia Ltda	Niterói	BR	2.950.888,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Boone Stephens Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Bosa del Ebro SL	Saragozza	ES	3.010,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	51,00%	35,75%
Bottom Grass Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Boujdour Wind Farm	Casablanca	MA	300.000,00	MAD		Equity	Nareva Enel Green Power Morocco SA	90,00%	45,00%
Bouldercombe Solar Farm Trust	Sydney	AU	10,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Bouldercombe Trust	100,00%	100,00%
Bouldercombe Solar (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Bouldercombe Holding (Pty) Ltd	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%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Brandonville Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Bravo Dome Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
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	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Brush County Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Buckshutem Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Buckshutem Solar II LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Buffalo Dunes Wind Project LLC	Topeka	US	-	USD		Integrale	EGPNA Development Holdings LLC	75,00%	75,00%
Buffalo Jump LP	Alberta	CA	10,00	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	100,00%
Buffalo Spirit Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Bungala One Finco (Pty) Ltd	Sydney	AU	1.000,00	AUD		Integrale	Bungala One Property (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala One Operation Holding Trust	Sydney	AU	100,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50,00%	50,00%
Bungala One Operations Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	51,00%	51,00%
Bungala One Operations (Pty) Ltd	Sydney	AU	1.000,00	AUD		Integrale	Bungala One Operations Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala One Operations Trust	Sydney	AU	-	AUD		Integrale	Bungala One Operations Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala One Property Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	51,00%	51,00%
Bungala One Property Holding Trust	Sydney	AU	100,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50,00%	50,00%
Bungala One Property (Pty) Ltd	Sydney	AU	1.000,00	AUD		Integrale	Bungala One Property Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala One Property Trust	Sydney	AU	-	AUD		Integrale	Bungala One Property Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala Two Finco (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		Integrale	Bungala Two Property (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala Two Operations Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		Integrale	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	51,00%	51,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Bungala Two Operations Holding Trust	Sydney	AU	-	AUD		Integrale	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50,00%	50,00%
Bungala Two Operations (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		Integrale	Bungala Two Operations Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala Two Operations Trust	Sydney	AU	-	AUD		Integrale	Bungala Two Operations Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala Two Property Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		Integrale	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	51,00%	51,00%
Bungala Two Property Holding Trust	Sydney	AU	-	AUD		Integrale	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50,00%	50,00%
Bungala Two Property (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		Integrale	Bungala Two Property Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala Two Property Trust	Sydney	AU	1,00	AUD		Integrale	Bungala Two Property Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Business Venture Investments 1468 (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	100,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Butterfly Meadows Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
C&C Castelvetere Srl	Roma	IT	100.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
C&C Uno Energy Srl	Roma	IT	118.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
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%	20,00%
Castiblanco Solar SL	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
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 SCR SA	Barcellona	ES	30.862.800,00	EUR		-	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	0,94%	0,66%
CCPRO Bucharest SA	Bucarest	RO	79.800.000,00	RON		-	Enel Romania SA	9,52%	9,52%
Cdec - Sic Ltda	Santiago del Cile	CL	709.783.206,00	CLP		-	Enel Green Power Chile SA	6,00%	3,90%
Cedar Run Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Celg Distribuição SA - Celg D	Goiás	BR	5.664.951.979,22	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,96%	82,24%
Central Dock Sud SA	Buenos Aires	AR	1.231.270.567,54	ARS		Integrale	Enel Argentina SA Inversora Dock Sud SA	0,24% 71,78%	33,94%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Central Geradora Fotovoltaica Bom Nome Ltda	Salvador	BR	4.979.739,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Central Geradora Fotovoltaica São Francisco Ltda	Niterói	BR	113.749.250,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	0,00%	82,27%
							Enel X Brasil SA	100,00%	
Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	Fortaleza	BR	151.935.779,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Central Hidráulica Güejar-Sierra SL	Siviglia	ES	364.213,34	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	33,30%	23,35%
Central Térmica de Anllares AIE	Madrid	ES	595.000,00	EUR		Equity	Endesa Generación SA	33,33%	23,37%
Central Vuelta de Obligado SA	Buenos Aires	AR	500.000,00	ARS		Equity	Central Dock Sud SA	6,40%	20,93%
							Enel Generación Costanera SA	1,30%	
							Enel Generación El Chocón SA	33,20%	
Centrales Nucleares Almaraz-Trillo AIE	Madrid	ES	-	EUR		Equity	Endesa Generación SA	24,18%	16,95%
Centrum Pre Vedu A Vyskum SRO	Kalná Nad Hronom	SK	6.639,00	EUR		Equity	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
CESI - Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano Giacinto Motta SpA	Milano	IT	8.550.000,00	EUR		Equity	Enel SpA	42,70%	42,70%
Champagne Storage LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Cheyenne Ridge II Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Cheyenne Ridge Wind Project LLC	Andover	US	1,00	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	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Power Inc.	Naples	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Power Marketing Inc.	Wilmington	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi West LLC	San Francisco	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Chinango SAC	San Miguel	PE	295.249.298,00	PEN		Integrale	Enel Generación Perú SAA	80,00%	55,02%
Chisago 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
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%	20,00%
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	1,00	USD		Integrale	Enel Green Power Cimarron Bend Wind Holdings III 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%
Cimarron Bend Wind Holdings II LLC	Dover	US	100,00	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	Enel Green Power North America Inc.	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%
Cipher Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
CityPoste Payment Digital Srl	Teramo	IT	10.000,00	EUR		AFS	CityPoste Payment SpA	100,00%	100,00%
CityPoste Payment SpA	Teramo	IT	-	EUR		AFS	Enel X Srl	100,00%	100,00%
CivDrone	Haifa	IL	1.093.350,00	ILS		-	Enel Global Infrastructure and Networks Srl	4,27%	4,27%
Clear Sky Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Clinton Farms Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Cloudwalker Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Codensa SA ESP	Bogotà	CO	13.487.545.000,00	COP		Integrale	Enel Américas SA	48,30%	39,74%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Cogein Sannio Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Cogeneración El Salto SL	Saragozza	ES	36.060,73	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	20,00%	14,02%
Cogenio Srl	Roma	IT	2.310.000,00	EUR		Equity	Enel X Italia Srl	20,00%	20,00%
Cohuna Solar Farm (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Cohuna Holdings (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Cohuna Solar Farm Trust	Sydney	AU	1,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Cohuna Trust	100,00%	100,00%
Comanche Crest Ranch LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Comercializadora Eléctrica de Cádiz SA	Cadice	ES	600.000,00	EUR		Equity	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	33,50%	23,49%
Compagnia Porto di Civitavecchia SpA in liquidazione	Roma	IT	14.730.800,00	EUR		Equity	Enel Produzione SpA	25,00%	25,00%
Companhia Energética do Ceará - Coelce	Fortaleza	BR	914.346.885,76	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	74,05%	60,92%
Compañía de Trasmisión del Mercosur SA - CTM	Buenos Aires	AR	2.025.191.313,00	ARS		Integrale	Enel Brasil SA Enel CIEN SA Enel SpA	74,15% 25,85% 0,00%	82,27%
Compañía Energética Veracruz SAC	San Miguel	PE	2.886.000,00	PEN		Integrale	Enel Perú SAC	100,00%	82,27%
Compañía Eólica Tierras Altas SA	Soria	ES	13.222.000,00	EUR		Equity	Compañía Eólica Tierras Altas SA Enel Green Power España SLU	5,00% 35,63%	26,29%
Concert Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Global Thermal Generation Srl	100,00%	100,00%
Concho Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Consolidated Hydro New Hampshire LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	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	550.000,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	81,83%	81,83%
Conza Green Energy Srl	Roma	IT	73.000,00	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	44.538.000,00	EUR		-	Endesa SA	1,01%	0,71%
Corporación Eólica de Zaragoza SL	La Puebla de Alfinden	ES	271.652,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	25,00%	17,53%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Country Roads Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Cow Creek Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Crockett Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Cross Trails Energy Storage Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Dairy Meadows Wind Project 1 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Dairy Meadows Wind Project 2 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Dairy Meadows Wind Project 3 LLC	Andover	US	1,00	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	100,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Dara Solar Investment Srl	Bucarest	RO	592.400,00	RON		Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Dauphin Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
De Rock Int'l Srl	Bucarest	RO	5.629.000,00	RON		Integrale	Enel Green Power Romania Srl Enel Green Power SpA	100,00% 0,00%	100,00%
Dehesa de los Guadalupes Solar SLU	Siviglia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Dehesa PV Farm 03 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Dehesa PV Farm 04 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Depuración Destilación Reciclaje SL	Boiro	ES	600.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	40,00%	28,04%
Derivex SA	Bogotà	CO	715.292.000,00	COP		-	Emgesa SA ESP	5,00%	1,99%
Desarrollo de Fuerzas Renovables S de RL de Cv	Città del Messico	MX	33.101.350,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	99,99% 0,01%	100,00%
DI.T.N.E. - Distretto Tecnologico Nazionale sull'Energia - Società Consortile a Responsabilità Limitata	Roma	IT	436.535,29	EUR		-	Enel Produzione SpA	1,76%	1,76%
Diamond Vista Holdings LLC	Wilmington	US	1,00	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
Distribuidora de Energía Eléctrica del Bages SA	Barcellona	ES	108.240,00	EUR		Integrale	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	55,00%	70,11%
							Hidroeléctrica de Catalunya SL	45,00%	
Distribuidora Eléctrica del Puerto de la Cruz SA	Santa Cruz de Tenerife	ES	12.621.210,00	EUR		Integrale	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	100,00%	70,11%
Distrilec Inversora SA	Buenos Aires	AR	497.612.021,00	ARS		Integrale	Enel Américas SA	51,50%	42,37%
Dmd Holding AS in liquidazione	Trenčín-Zlatovce	SK	199.543.284,87	EUR		-	Slovenské elektrárne AS	2,94%	0,97%
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	200,00	MXN		Integrale	Enel Rinnovabile SA de Cv	99,00%	100,00%
							Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	1,00%	
Dominica Energía Limpia SA de Cv	Città del Messico	MX	2.070.600.646,00	MXN		Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Dorset Ridge Wind Project LLC	Andover	US	1,00	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%
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	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
E.S.CO. Comuni Srl	Bergamo	IT	1.000.000,00	EUR		Integrale	Enel X Italia Srl	60,00%	60,00%
Eastwood Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Ebenezer Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Edgartown Depot Solar 1 LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X MA Holdings LLC	100,00%	100,00%
Edistribución Redes Digitales SL (Sociedad Unipersonal)	Madrid	ES	1.204.540.060,00	EUR		Integrale	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	100,00%	70,11%
E-Distribuţie Banat SA	Timisoara	RO	382.158.580,00	RON		Integrale	Enel SpA	51,00%	51,00%
E-Distribuţie Dobrogea SA	Constanţa	RO	280.285.560,00	RON		Integrale	Enel SpA	51,00%	51,00%
E-Distribuţie Muntenia SA	Bucarest	RO	271.635.250,00	RON		Integrale	Enel SpA	78,00%	78,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
e-distribuzione SpA	Roma	IT	2.600.000.000,00	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
EF Divesture LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Efficientya Srl	Bergamo	IT	100.000,00	EUR		Equity	Enel X Italia Srl	50,00%	50,00%
EGP Australia (Pty) Ltd	Sydney	AU	10.000,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
EGP Bioenergy Srl	Roma	IT	1.000.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Puglia Srl	100,00%	100,00%
EGP Fotovoltaica La Loma SAS in liquidazione	Bogotà	CO	8.000.000,00	COP		Integrale	Enel Green Power Colombia SAS ESP	100,00%	82,27%
EGP Geronimo Holding Company Inc.	Wilmington	US	1.000,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	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%
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%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
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	691.771.740,00	MXN		Integrale	Enel Rinnovabile SA de Cv	99,00%	100,00%
							Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	1,00%	
EGP Matimba NewCo 1 Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
EGP Matimba NewCo 2 Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
EGP Nevada Power LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	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	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
EGP Stillwater Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Stillwater LLC	100,00%	100,00%
EGP Stillwater Solar PV II LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Stillwater Woods Hill Holdings LLC	100,00%	100,00%
EGP Timber Hills Project LLC	Los Angeles	US	-	USD		Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 1 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 10 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 11 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 12 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 13 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 14 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 15 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 16 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 17 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 18 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 19 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 2 LLC	Andover	US	1,00	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 20 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 21 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 22 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 23 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 24 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 25 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 26 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 27 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 28 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 29 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 3 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 30 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 4 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 5 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 6 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 7 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 8 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 9 LLC	Andover	US	1,00	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	100,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA Project HoldCo 2 LLC	Dover	US	100,00	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
EGPNA Project HoldCo 5 LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Project HoldCo 6 LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Project HoldCo 7 LLC	Dover	US	100,00	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	20,00%	20,00%
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%	20,00%
EGPNA Wind Holdings 1 LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00%	20,00%
EGPNA-SP Seven Cowboy Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Elcogas SA in liquidazione	Puertollano (Ciudad Real)	ES	809.690,40	EUR		Equity	Endesa Generación SA Enel SpA	40,99% 4,32%	33,06%
Elcomex Solar Energy Srl	Bucarest	RO	4.590.000,00	RON		Integrale	Enel Green Power Romania Srl Enel Green Power SpA	100,00% 0,00%	100,00%
Elecgas SA	Pego	PT	50.000,00	EUR		Equity	Endesa Generación Portugal SA	50,00%	35,06%
Electra Capital (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	10.000.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
Eléctrica de Jafre SA	Barcellona	ES	165.876,00	EUR		Integrale	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal) Hidroeléctrica de Catalunya SL	52,54% 47,46%	70,11%
Eléctrica de Lijar SL	Cadice	ES	1.081.821,79	EUR		Equity	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	50,00%	35,06%
Eléctrica del Ebro SA (Sociedad Unipersonal)	Barcellona	ES	500.000,00	EUR		Integrale	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	100,00%	70,11%
Electricidad de Puerto Real SA	Cadice	ES	4.960.246,40	EUR		Equity	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	50,00%	35,06%
Electrometalúrgica del Ebro SL	Barcellona	ES	2.906.862,00	EUR		-	Enel Green Power España SLU	0,18%	0,12%
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA	São Paulo	BR	3.079.524.934,33	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Elini	Antwerpen	BE	76.273.810,00	EUR		-	Slovenské elektrárne AS	4,00%	1,32%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Emerging Networks El Salvador SA de Cv	San Salvador	SV	2.000,00	USD		Equity	Livister Guatemala SA	1,00%	20,60%
							Livister Latam SLU	99,00%	
Emerging Networks Latam Inc.	Wilmington	US	100,00	USD		Equity	Ifx Networks Ltd	100,00%	20,60%
Emerging Networks Panama SA	Panama City	PA	300,00	USD		Equity	Ifx/eni - Spc Panama Inc.	100,00%	20,60%
Emgesa SA ESP	Bogotà	CO	655.222.312.800,00	COP		Integrale	Enel Américas SA	48,48%	39,89%
Emintegral Cycle SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Empresa Carbonífera del Sur SA	Madrid	ES	18.030.000,00	EUR		Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	70,11%
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución SA (Sociedad Unipersonal)	Ceuta	ES	9.335.000,00	EUR		Integrale	Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta SA	100,00%	67,59%
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta SA	Ceuta	ES	16.562.250,00	EUR		Integrale	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	96,41%	67,59%
Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos SA	San Miguel	PE	7.928.044,00	PEN		Integrale	Enel Green Power Perú SAC	100,00%	82,27%
							Energética Monzón SAC	0,00%	
Empresa de Generación Eléctrica Marcona SAC	San Miguel	PE	3.368.424,00	PEN		Integrale	Enel Green Power Perú SAC	100,00%	82,27%
							Energética Monzón SAC	0,00%	
Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur	Buenos Aires	AR	898.585.028,00	ARS		Integrale	Distrilec Inversora SA	56,36%	59,33%
							Enel Argentina SA	43,10%	
Empresa Eléctrica Pehuenche SA	Santiago del Cile	CL	175.774.920.733,00	CLP		Integrale	Enel Generación Chile SA	92,65%	56,27%
Empresa Propietaria de la Red SA	Panama City	PA	58.500.000,00	USD		-	Enel SpA	11,11%	11,11%
Endesa Capital SA	Madrid	ES	60.200,00	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,11%
Endesa Comercialização de Energia SA	Porto	PT	250.000,00	EUR		Integrale	Endesa Energía SA	100,00%	70,11%
Endesa Energía Renovable SL (Sociedad Unipersonal)	Madrid	ES	100.000,00	EUR		Integrale	Endesa Energía SA	100,00%	70,11%
Endesa Energía SA	Madrid	ES	14.445.575,90	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,11%
Endesa Financiación Filiales SA	Madrid	ES	4.621.003.006,00	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,11%
Endesa Generación II SA	Siviglia	ES	63.107,00	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,11%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Endesa Generación Nuclear SA	Siviglia	ES	60.000,00	EUR		Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	70,11%
Endesa Generación Portugal SA	Lisbona	PT	50.000,00	EUR		Integrale	Endesa Energía SA	0,20%	70,11%
							Endesa Generación SA	99,20%	
							Enel Green Power España SLU	0,60%	
Endesa Generación SA	Siviglia	ES	1.940.379.735,35	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,11%
Endesa Ingeniería SLU	Siviglia	ES	965.305,00	EUR		Integrale	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	100,00%	70,11%
Endesa Medios y Sistemas SL (Sociedad Unipersonal)	Madrid	ES	89.999.790,00	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,11%
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales SL	Madrid	ES	10.138.580,00	EUR		Integrale	Endesa Energía SA	100,00%	70,11%
Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	Madrid	ES	719.901.723,26	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,11%
Endesa SA	Madrid	ES	1.270.502.540,40	EUR		Integrale	Endesa SA	0,02%	70,11%
							Enel Iberia Srl	70,10%	
Endesa Soluciones SL	Madrid	ES	2.874.621,80	EUR		Equity	Endesa X Servicios SLU	20,00%	14,02%
Endesa X Servicios SLU	Madrid	ES	60.000,00	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,11%
Enel Alberta Wind Inc.	Alberta	CA	16.251.021,00	CAD		Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	100,00%
Enel Américas SA	Santiago del Cile	CL	15.799.498.544,85	USD		Integrale	Enel Américas SA	0,00%	82,27%
							Enel SpA	82,27%	
Enel and Shikun & Binui Innovation Infralab Ltd	Airport City	IL	38.000,00	ILS		Equity	Enel Global Infrastructure and Networks Srl	50,00%	50,00%
Enel Argentina SA	Buenos Aires	AR	2.297.711.908,00	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 Central SA	Rio de Janeiro	BR	10.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Brasil SA	Niterói	BR	32.387.634.190,06	BRL		Integrale	Enel Américas SA	99,50%	82,27%
							Enel Brasil SA	0,50%	
							Energía y Servicios South America SpA	0,00%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Chile SA	Santiago del Cile	CL	3.882.103.470.184,00	CLP		Integrale	Enel SpA	64,93%	64,93%
Enel CIEN SA	Rio de Janeiro	BR	285.044.682,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Colina SA	Santiago del Cile	CL	82.222.000,00	CLP		Integrale	Enel Chile SA	0,00%	64,34%
							Enel Distribución Chile SA	100,00%	
Enel Cove Fort II LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Cove Fort LLC	Beaver	US	-	USD		Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%
Enel Distribución Chile SA	Santiago del Cile	CL	177.568.664.063,00	CLP		Integrale	Enel Chile SA	99,09%	64,34%
Enel Distribución Perú SAA	San Miguel	PE	638.563.900,00	PEN		Integrale	Enel Perú SAC	83,15%	68,41%
Enel Energia SpA	Roma	IT	302.039,00	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel Energía SA de Cv	Città del Messico	MX	25.000.100,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	100,00%	100,00%
							Energía Nueva de Iguu S de RL de Cv	0,00%	
Enel Energie Muntenia SA	Bucarest	RO	37.004.350,00	RON		Integrale	Enel SpA	78,00%	78,00%
Enel Energie SA	Bucarest	RO	140.000.000,00	RON		Integrale	Enel SpA	51,00%	51,00%
Enel Energy Australia (Pty) Ltd	Sydney	AU	200.100,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel Energy South Africa	Wilmington	ZA	100,00	ZAR		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	Andover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Finance America LLC	Wilmington	US	200.000.000,00	USD		Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Finance International NV	Amsterdam	NL	1.478.810.371,00	EUR		Integrale	Enel Holding Finance Srl	75,00%	100,00%
							Enel SpA	25,00%	
Enel Fortuna SA	Panama City	PA	100.000.000,00	USD		Integrale	Enel Green Power Panamá Srl	50,06%	41,18%
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%

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 #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%
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	552.777.320.871,00	CLP		Integrale	Enel Chile SA	93,55%	60,74%
Enel Generación Costanera SA	Buenos Aires	AR	701.988.378,00	ARS		Integrale	Enel Argentina SA	75,68%	62,25%
Enel Generación El Chocón SA	Buenos Aires	AR	18.321.776.559,00	ARS		Integrale	Enel Argentina SA Hidroinvest SA	8,67% 59,00%	54,07%
Enel Generación Perú SAA	San Miguel	PE	2.108.101.266,48	PEN		Integrale	Enel Perú SAC	83,60%	68,78%
Enel Generación Piura SA	San Miguel	PE	73.982.594,00	PEN		Integrale	Enel Perú SAC	96,50%	79,39%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Generación SA de Cv	Città del Messico	MX	7.100.100,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	100,00%	100,00%
							Energía Nueva de Iguu S de RL de Cv	0,00%	
Enel Geothermal LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Global Infrastructure and Networks Srl	Roma	IT	10.100.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Global Services Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Global Thermal Generation Srl	Roma	IT	1.000.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Global Trading SpA	Roma	IT	90.885.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Argentina SA	Buenos Aires	AR	463.577.761,00	ARS		Integrale	Enel Américas SA	99,86%	82,27%
							Enel Green Power SpA	0,00%	
							Energía y Servicios South America SpA	0,14%	
Enel Green Power Aroeira 01 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Aroeira 02 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Aroeira 03 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Aroeira 04 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Aroeira 05 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Aroeira 06 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Aroeira 07 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	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 Aroeira 08 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Aroeira 09 SA (ex Enel Green Power São Gonçalo Participações SA)	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Australia Trust	Sydney	AU	100,00	AUD		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Azure Blue Jay Solar Holdings LLC	Andover	US	1,00	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 Boa Vista 01 Ltda	Salvador	BR	3.554.607,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Boa Vista Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	104.890.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Bouldercombe Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel Green Power Bouldercombe Trust	Sydney	AU	10,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Australia Trust	100,00%	100,00%
Enel Green Power Brejolândia Solar SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel Green Power Bungala Trust	Sydney	AU	-	AUD		Integrale	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel Green Power Cabeça de Boi SA	Niterói	BR	270.114.539,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Cachoeira Dourada SA	Cachoeira Dourada	BR	64.339.835,85	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Cachoeira Dourada SA	99,61% 0,15%	82,07%
Enel Green Power Calabria Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Enel Green Power Canada Inc.	Montreal	CA	85.681.857,00	CAD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Green Power Cerrado Solar SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	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 Chile SA	Santiago del Cile	CL	842.121.530,67	USD		Integrale	Enel Chile SA Enel SpA	99,99% 0,01%	64,93%
Enel Green Power Cimarron Bend Wind Holdings III LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Cohuna Holdings (Pty) Ltd	Sydney	AU	3.419.700,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel Green Power Cohuna Trust	Sydney	AU	-	AUD		Integrale	Enel Green Power Australia Trust	100,00%	100,00%
Enel Green Power Colombia SAS ESP	Bogotà	CO	13.849.425.000,00	COP		Integrale	Enel Américas SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Costa Rica SA	San José	CR	27.500.000,00	USD		Integrale	ESSA2 SpA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Cove Fort Solar LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Cremzow GmbH & Co. Kg	Schenkenberg	DE	1.000,00	EUR		Integrale	Enel X Germany GmbH	90,00%	90,00%
Enel Green Power Cremzow Verwaltungs GmbH	Schenkenberg	DE	25.000,00	EUR		Integrale	Enel X Germany GmbH	90,00%	90,00%
Enel Green Power Cristal Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	144.784.899,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Cristal Eólica SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,17% 0,00% 0,83%	82,27%
Enel Green Power Cumaru 01 SA	Niterói	BR	204.653.590,90	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Cumaru 02 SA	Niterói	BR	210.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Cumaru 03 SA	Rio de Janeiro	BR	200.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Cumaru 04 SA	Rio de Janeiro	BR	200.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Cumaru 05 SA	Rio de Janeiro	BR	180.208.000,90	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	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 Cumaru Participações SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	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	1.000,00	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	1.000,00	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	83.709.003,00	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	549.062.483,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Delfina B Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	93.068.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Delfina C Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	31.105.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Delfina D Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	105.864.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Delfina E Eólica SA	Niterói	BR	105.936.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	Rio de Janeiro	BR	46.617.590,35	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Energía y Servicios South America SpA	0,00%	
Enel Green Power Development Srl	Roma	IT	20.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Diamond Vista Wind Project LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Diamond Vista Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Dois Riachos Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	130.354.009,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Egypt SAE	Cairo	EG	250.000,00	EGP		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power El Salvador SA de Cv	El Salvador	SV	22.860,00	USD		Integrale	Enel Green Power SpA	99,96%	99,99%
							Energía y Servicios South America SpA	0,04%	
Enel Green Power Elkwater Wind Limited Partnership	Alberta	CA	1.000,00	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc.	1,00%	100,00%
							Enel Green Power Canada Inc.	99,00%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Elmsthorpe Wind LP	Calgary	CA	1.000,00	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	100,00%
Enel Green Power Emiliana Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	135.191.530,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Green Power Emiliana Eólica SA	98,81% 1,19% 0,00%	82,27%
Enel Green Power España SLU	Siviglia	ES	11.152,74	EUR		Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	70,11%
Enel Green Power Esperança Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	129.418.174,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,14% 0,86%	82,27%
Enel Green Power Esperança Solar SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Fazenda SA	Niterói	BR	264.141.174,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Fontes dos Ventos 2 SA	Rio de Janeiro	BR	283.315.219,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Fontes dos Ventos 3 SA	Rio de Janeiro	BR	221.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Fontes II Participações SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Fontes Solar SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power France SAS	Parigi	FR	100.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Germany GmbH	Berlino	DE	25.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Girgarre Holdings (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel Green Power Girgarre Trust	Sydney	AU	10,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Australia Trust	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 Global Investment BV	Amsterdam	NL	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Guatemala SA	Città del Guatemala	GT	67.208.000,00	GTQ		Integrale	Enel Américas SA	0,00%	82,27%
							ESSA2 SpA	100,00%	
Enel Green Power Hadros Wind Limited Partnership	-	CA	1.000,00	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc.	1,00%	100,00%
							Enel Green Power Canada Inc.	99,00%	
Enel Green Power Hellas SA	Maroussi	GR	159.187.850,00	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Hellas Supply Single Member SA	Maroussi	GR	600.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	Maroussi	GR	141.569.641,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Hilltopper Wind LLC (ex Hilltopper Wind Power LLC)	Dover	US	1,00	USD		Integrale	Hilltopper Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Horizonte Mp Solar SA	Rio de Janeiro	BR	431.566.053,00	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0,01%	82,27%
							Enel Brasil SA	99,99%	
Enel Green Power India Private Limited	New Delhi	IN	113.504.823,00	INR		Integrale	Enel Green Power Development Srl	100,00%	100,00%
Enel Green Power Italia Srl	Roma	IT	272.000.000,00	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Ituverava Norte Solar SA	Rio de Janeiro	BR	210.706.645,67	BRL		Integrale	Bondia Energia Ltda	0,09%	82,27%
							Enel Brasil SA	99,91%	
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ituverava Solar SA	Rio de Janeiro	BR	219.235.933,00	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	407.279.143,00	BRL		Integrale	Bondia Energia Ltda	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	100,00%	
Enel Green Power Joana Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	130.259.530,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	98,84%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,16%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Kenya Limited	Nairobi	KE	100.000,00	KES		Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd Enel Green Power SpA	1,00% 99,00%	100,00%
Enel Green Power Korea LLC	Seoul	KR	4.350.000.000,00	KRW		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Lagoa do Sol 01 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Lagoa do Sol 02 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Lagoa do Sol 03 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Lagoa do Sol 04 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Lagoa do Sol 05 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Lagoa do Sol 06 SA	Teresina	BR	1.000.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Lagoa do Sol 07 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Lagoa do Sol 08 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Lagoa do Sol 09 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Lagoa II Participações SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	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 Lagoa III Participações SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	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	1.000,00	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	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Maniçoba Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	90.722.530,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,20%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,80%	
Enel Green Power Matimba Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power SpA	50,00%	50,00%
Enel Green Power Metehara Solar Private Limited Company	-	ET	5.600.000,00	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	662.949.966,00	MXN		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	0,00%	
Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	132.642.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	107.742.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Morocco SARLAU	Casablanca	MA	480.000.000,00	MAD		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Morro do Chapéu I Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	248.138.287,11	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Morro do Chapéu II Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	206.050.114,05	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	1.000,00	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	25.600.100,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Namibia (Pty) Ltd	Windhoek	NA	10.000,00	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%
Enel Green Power North America Inc.	Andover	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 Nova Olinda 01 SA	Teresina	BR	1.000,00	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	1.000,00	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	1.000,00	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	1.000,00	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	1.000,00	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	1.000,00	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	1.000,00	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	1.000,00	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	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Novo Lapa 01 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	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	1.000,00	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 03 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Novo Lapa 04 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	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	1.000,00	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	1.000,00	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	1.000,00	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	1.000,00	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 Panamá Srl	Panama City	PA	3.001,00	USD		Integrale	Enel Américas SA	0,03%	82,27%
							ESSA2 SpA	99,97%	
Enel Green Power Paranapanema SA	Niterói	BR	162.567.500,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Pau Ferro Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	125.124.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	98,77%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,23%	
							Enel Green Power Pau Ferro Eólica SA	0,00%	
Enel Green Power Pedra do Gerônimo Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	184.319.527,57	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	98,86%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,14%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Perú SAC	San Miguel	PE	973.213.507,00	PEN		Integrale	Enel Américas SA	100,00%	82,27%
							Energía y Servicios South America SpA	0,00%	
Enel Green Power Primavera Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	143.674.900,01	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,00%	
Enel Green Power Puglia Srl	Roma	IT	1.000.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Enel Green Power RA SAE in liquidazione	Cairo	EG	15.000.000,00	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	1,00	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%
Enel Green Power Roadrunner Solar Project II LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Roadrunner Solar Project Holdings II LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Rockhaven Ranchland Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Romania Srl	Bucarest	RO	2.430.631.000,00	RON		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Roseland Solar LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		Integrale	EGP Matimba NewCo 1 Srl	100,00%	100,00%
Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	120,00	ZAR		AFS	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel Green Power Rus Limited Liability Company	Mosca	RU	60.500.000,00	RUB		Integrale	Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	1,00%	100,00%
							Enel Green Power SpA	99,00%	
Enel Green Power SpA	Roma	IT	272.000.000,00	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	274.420.832,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Sannio Srl	Roma	IT	750.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Enel Green Power São Abraão Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	91.300.000,00	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 01 SA (ex Enel Green Power Projetos 10)	Teresina	BR	105.245.553,82	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda Enel Brasil SA	0,00% 100,00%	82,27%
Enel Green Power São Gonçalo 02 SA (ex Enel Green Power Projetos 11)	Teresina	BR	129.213.750,53	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda Enel Brasil SA	0,00% 100,00%	82,27%
Enel Green Power São Gonçalo 07 SA (ex Enel Green Power Projetos 42 SA)	Teresina	BR	142.249.180,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power São Gonçalo 08 SA (ex Enel Green Power Projetos 43 SA)	Teresina	BR	77.008.993,34	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power São Gonçalo 10 SA (ex Enel Green Power Projetos 15)	Teresina	BR	124.817.216,25	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda Enel Brasil SA	0,00% 100,00%	82,27%
Enel Green Power São Gonçalo 11 SA (ex Enel Green Power Projetos 44 SA)	Teresina	BR	82.202.330,00	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	75.750.090,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power São Gonçalo 14	Teresina	BR	210.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power São Gonçalo 15	Teresina	BR	180.779.180,90	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power São Gonçalo 17 SA	Teresina	BR	175.728.754,90	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power São Gonçalo 18 SA (ex Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 13 SA)	Teresina	BR	177.703.455,40	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power São Gonçalo 19 SA	Teresina	BR	174.189.501,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	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 São Gonçalo 21 SA (ex Enel Green Power Projetos 16)	Teresina	BR	139.939.932,22	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	100,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 22 SA (ex Enel Green Power Projetos 30)	Teresina	BR	138.733.692,21	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	216.609.843,02	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	124.870.989,57	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 14)	Teresina	BR	123.176.257,11	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	180.887.848,28	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	100,00%	
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,00%	
Enel Green Power São Judas Eólica SA	Niterói	BR	143.674.900,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,00%	
Enel Green Power São Micael 01 SA (ex Enel Green Power São Gonçalo 9 SA)	Teresina	BR	1.000,00	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	1.000,00	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	1.000,00	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	1.000,00	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 São Micael 05 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Services LLC	Wilmington	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Green Power Shu SAE in liquidazione	Cairo	EG	15.000.000,00	EGP		Integrale	Enel Green Power Egypt SAE	100,00%	100,00%
Enel Green Power Singapore Pte Ltd	Singapore	SG	6.100.000,00	SGD		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Solar Energy Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Enel Green Power Solar Metehara SpA	Roma	IT	50.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Solar Ngonye SpA (ex Enel Green Power Africa Srl)	Roma	IT	50.000,00	EUR		AFS	EGP Matimba NewCo 2 Srl	100,00%	100,00%
Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power South Africa 3 (Pty) Ltd	Gauteng	ZA	1.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Swift Wind LP	Calgary	CA	1.000,00	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc.	0,10%	100,00%
							Enel Green Power Canada Inc.	99,90%	
Enel Green Power Tacaicó Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	86.034.360,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	98,76%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,24%	
Enel Green Power Tefnut SAE in liquidazione	Cairo	EG	15.000.000,00	EGP		Integrale	Enel Green Power Egypt SAE	100,00%	100,00%
Enel Green Power Turkey Enerjí Yatirimlari Anoním Şírketí	Istanbul	TR	65.654.658,00	TRY		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power UB33 GmbH & Co. Kg	Berlino	DE	75.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Germany GmbH	100,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 1 SA	Teresina	BR	132.001.000,00	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 10 SA (ex Enel Green Power Projetos 21)	Teresina	BR	171.001.000,00	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 11 SA (ex Enel Green Power Projetos 23)	Teresina	BR	185.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	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 Ângela 14 SA (ex Enel Green Power Projetos 24)	Teresina	BR	241.769.350,00	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 15 SA (ex Enel Green Power Projetos 25)	Teresina	BR	182.001.000,00	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 17 SA (ex Enel Green Power Projetos 26)	Teresina	BR	198.001.000,00	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 19 SA (ex Enel Green Power Projetos 27)	Teresina	BR	126.001.000,00	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 2 SA	Teresina	BR	249.650.000,00	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 20 SA (ex Enel Green Power Projetos 28)	Teresina	BR	126.001.000,00	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 21 SA (ex Enel Green Power Projetos 29)	Teresina	BR	113.001.000,00	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 3 SA (ex Enel Green Power Projetos 4)	Teresina	BR	132.001.000,00	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	132.001.000,00	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	132.001.000,00	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	132.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	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 Ângela 7 SA (ex Enel Green Power Projetos 9)	Teresina	BR	106.001.000,00	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	132.001.000,00	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	185.001.000,00	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	125.853.581,00	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	115.001.000,00	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	128.700.091,00	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	128.279.231,00	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	110.200.000,00	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	1.000,00	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	147.000.000,00	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	202.100.000,00	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 16 SA (ex Enel Green Power Projetos 35 SA)	Rio de Janeiro	BR	183.700.000,00	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	183.700.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 21 SA (ex Enel Green Power Projetos 37 SA)	Rio de Janeiro	BR	202.100.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							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	202.100.000,00	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	110.200.000,00	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	202.100.000,00	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)	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 3 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	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	1.000,00	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	1.000,00	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	1.000,00	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 Ventos de Santo Orestes 2 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Ventos de São Roque 01 SA	Teresina	BR	313.963.791,98	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de São Roque 02 SA	Teresina	BR	300.285.891,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de São Roque 03 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Ventos de São Roque 04 SA	Teresina	BR	270.507.771,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de São Roque 05 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Ventos de São Roque 06 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Ventos de São Roque 07 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Ventos de São Roque 08 SA	Teresina	BR	138.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de São Roque 11 SA	Teresina	BR	301.267.691,98	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de São Roque 13 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	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 São Roque 16 SA	Teresina	BR	283.811.791,98	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de São Roque 17 SA	Teresina	BR	138.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de São Roque 18 SA	Teresina	BR	138.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de São Roque 19 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Ventos de São Roque 22 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Ventos de São Roque 26 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Ventos de São Roque 29 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Verwaltungs GmbH	Berlino	DE	25.000,00	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	231.933,00	USD		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Villoresi Srl	Roma	IT	1.200.000,00	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	565.756.528,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Zambia Limited	Lusaka	ZM	15.000,00	ZMW		Integrale	Enel Green Power Development Srl Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	1,00% 99,00%	100,00%
Enel Green Power Zeus II - Delfina 8 SA	Rio de Janeiro	BR	129.639.980,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Zeus Sul 1 Ltda	Rio de Janeiro	BR	6.986.993,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	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 Zeus Sul 2 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Holding Finance Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Iberia Srl	Madrid	ES	336.142.500,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Innovation Hubs Srl	Roma	IT	1.100.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Insurance NV	Amsterdam	NL	60.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Investment Holding BV	Amsterdam	NL	1.000.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Italia SpA	Roma	IT	100.000.000,00	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	1.000.000,00	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 Nevkan Inc.	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel North America Inc.	Andover	US	50,00	USD		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Operations Canada Ltd	Alberta	CA	1.000,00	CAD		Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	100,00%
Enel Perú SAC	San Miguel	PE	5.361.789.105,00	PEN		Integrale	Enel Américas SA	100,00%	82,27%
Enel Produzione SpA	Roma	IT	1.800.000.000,00	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel Rinnovabile SA de Cv	Città del Messico	MX	100,00	MXN		Integrale	Enel Green Power Global Investment BV	99,00%	100,00%
							Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	1,00%	
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	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power Roadrunner Solar Project Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel Romania SA	Buftea	RO	200.000,00	RON		Integrale	Enel SpA	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 Rus Finance LLC	Konakovo	RU	10.000,00	RUB		Integrale	Enel Russia PJSC	100,00%	56,43%
Enel Rus Wind Azov LLC	Mosca	RU	200.000.000,00	RUB		Integrale	Enel Russia PJSC	100,00%	56,43%
Enel Rus Wind Kola LLC	Murmansk City	RU	10.000,00	RUB		Integrale	Enel Russia PJSC	100,00%	56,43%
Enel Rus Wind Stavropolye LLC	Regione di Stavropol	RU	350.000,00	RUB		Integrale	Enel Russia PJSC	100,00%	56,43%
Enel Russia PJSC	Yekaterinburg	RU	35.371.898.370,00	RUB		Integrale	Enel SpA	56,43%	56,43%
Enel Salt Wells LLC	Fallon	US	-	USD		Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%
Enel Saudi Arabia Limited	Al Khobar	SA	1.000.000,00	SAR		Integrale	e-distribuzione SpA	60,00%	60,00%
Enel Servicii Comune SA	Bucarest	RO	33.000.000,00	RON		Integrale	E-Distribuţie Banat SA	50,00%	51,00%
							E-Distribuţie Dobrogea SA	50,00%	
Enel Solar Srl	Panama City	PA	10.100,00	USD		Integrale	Enel Green Power Panamá Srl	99,01%	82,27%
							ESSA2 SpA	0,99%	
Enel Sole Srl	Roma	IT	4.600.000,00	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel Soluções Energéticas Ltda	Rio de Janeiro	BR	42.863.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
							Enel Soluções Energéticas Ltda	0,00%	
Enel Stillwater LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%
Enel Surprise Valley LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Texkan Inc.	Wilmington	US	100,00	USD		Integrale	Chi Power Inc.	100,00%	100,00%
Enel Trade Energy Srl	Bucarest	RO	2.437.050,00	RON		Integrale	Enel Romania SA	100,00%	100,00%
Enel Trade Serbia doo	Belgrado	RS	300.000,00	EUR		Integrale	Enel Global Trading SpA	100,00%	100,00%
Enel Trading Argentina Srl	Buenos Aires	AR	14.011.100,00	ARS		Integrale	Enel Américas SA	55,00%	82,26%
							Enel Argentina SA	45,00%	
Enel Trading Brasil SA	Rio de Janeiro	BR	5.280.312,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Trading North America LLC	Wilmington	US	10.000.000,00	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 Transmisión Chile SA	Santiago del Cile	CL	52.569.315.875,00	CLP		Integrale	Enel Chile SA	99,09%	64,34%
Enel Uruguay SA	Montevideo	UY	20.000,00	UYU		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Vayu (Project 2) Private Limited	Gurugram	IN	45.000.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Enel Wind Project (Amberi) Private Limited	New Delhi	IN	5.000.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Enel X AMPCI Ebus Chile SpA	Santiago del Cile	CL	18.000.000,00	USD		Equity	Enel X Chile SpA	20,00%	12,99%
Enel X AMPCI L1 Holdings SpA	Santiago del Cile	CL	18.000.000,00	USD		Equity	Enel X AMPCI Ebus Chile SpA	100,00%	12,99%
Enel X AMPCI L1 SpA	Santiago del Cile	CL	18.000.000,00	USD		Equity	Enel X AMPCI L1 Holdings SpA	100,00%	12,99%
Enel X Arecibo LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Pr Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel X Argentina SAU	Buenos Aires	AR	127.800.000,00	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	21.224.578,00	AUD		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Australia (Pty) Ltd	Melbourne	AU	9.880,00	AUD		Integrale	Energy Response Holdings (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel X Battery Storage Limited Partnership	Oakville	CA	10.000,00	CAD		Integrale	Enel X Canada Holding Inc. Enel X Canada Ltd	0,01% 99,99%	100,00%
Enel X Brasil Gerenciamento de Energia Ltda	Sorocaba	BR	5.538.403,00	BRL		Integrale	Enel X Ireland Limited EnerNOC UK II Limited	0,00% 100,00%	100,00%
Enel X Brasil SA	Niterói	BR	324.725.892,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel X Canada Holding Inc.	Oakville	CA	1.000,00	CAD		Integrale	Enel X Canada Ltd	100,00%	100,00%
Enel X Canada Ltd	Mississauga	CA	1.000,00	CAD		Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel X Chile SpA	Santiago del Cile	CL	3.800.000.000,00	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	Bogotà	CO	5.186.737.000,00	COP		Integrale	Codensa SA ESP	100,00%	39,74%
Enel X Energy (Shanghai) Co. Ltd	Shanghai	CN	3.500.000,00	USD		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Federal LLC	Boston	US	5.000,00	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel X Finance Partner LLC	Boston	US	100,00	USD		Integrale	Enel X 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 Financial Services Srl	Roma	IT	1.000.000,00	EUR	X	AFS	Enel X Srl	100,00%	100,00%
Enel X France SAS	Parigi	FR	2.901.000,00	EUR	X	Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Germany GmbH	Berlino	DE	25.000,00	EUR	X	Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Hayden Rowe St. Project LLC	Boston	US	100,00	USD	X	Integrale	Enel X MA Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel X International Srl	Roma	IT	100.000,00	EUR	X	Integrale	Enel X Srl	100,00%	100,00%
Enel X Ireland Limited	Dublino	IE	10.841,00	EUR	X	Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Italia Srl	Roma	IT	200.000,00	EUR	X	Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel X Japan KK	Tokyo	JP	655.000.000,00	JPY	X	Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X KOMIPO Solar Limited	Seoul	KR	8.472.600.000,00	KRW	X	Integrale	Enel X Korea Limited	80,00%	80,00%
Enel X Korea Limited	Seoul	KR	11.800.000.000,00	KRW	X	Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Las Piedras LLC	Boston	US	-	USD	X	Integrale	Enel X Pr Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel X MA Holdings LLC	Boston	US	100,00	USD	X	Integrale	Enel X Finance Partner LLC	100,00%	100,00%
Enel X MA PV Portfolio 1 LLC	Boston	US	-	USD	X	Integrale	Enel X MA Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel X MA PV Portfolio 2 LLC	Boston	US	-	USD	X	Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel X MA PV Portfolio 3 LLC	Boston	US	-	USD	X	Integrale	Enel X Finance Partner LLC	100,00%	100,00%
Enel X Mobility HPC Srl	Roma	IT	1.000.000,00	EUR	X	Equity	Enel X Srl	50,00%	50,00%
Enel X Mobility Romania Srl	Bucarest	RO	6.937.800,00	RON	X	Integrale	Enel X International Srl Enel X Srl	99,86% 0,14%	100,00%
Enel X Mobility Srl	Roma	IT	100.000,00	EUR	X	Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel X Morrissey Blvd. Project LLC	Boston	US	100,00	USD	X	Integrale	Enel X MA Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel X New Zealand Limited	Wellington	NZ	313.606,00	AUD	X	Integrale	Energy Response Holdings (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel X North America Inc.	Boston	US	1.000,00	USD	X	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel X Norway AS	Porsgrunn	NO	1.000.000,00	NOK	X	Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Perú SAC	San Miguel	PE	12.005.000,00	PEN	X	Integrale	Enel Perú SAC	100,00%	82,27%
Enel X Polska Sp. zo.o.	Varsavia	PL	12.275.150,00	PLN	X	Integrale	Enel X Ireland 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
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 Romania Srl	Bucarest	RO	7.044.450,00	RON		Integrale	Enel X International Srl	99,97%	100,00%
							Enel X Srl	0,03%	
Enel X Rus LLC	Mosca	RU	8.000.000,00	RUB		Integrale	Enel X International Srl	99,00%	99,00%
Enel X Srl	Roma	IT	1.050.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel X Services India Private Limited	Mumbai City	IN	45.000,00	INR		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
							Enel X North America Inc.	0,00%	
Enel X Singapore Pte Ltd	Singapore	SG	1.212.000,00	SGD		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Sweden AB	Stoccolma	SE	50.000,00	SEK		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Taiwan Co. Ltd	Taipei City	TW	70.000.000,00	TWD		Integrale	Enel X Ireland Limited	100,00%	100,00%
Enel X UK Limited	Londra	GB	32.626,00	GBP		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Wood St. Project LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Finance Partner LLC	100,00%	100,00%
Enelco SA	Maroussi	GR	60.108,80	EUR		Integrale	Enel Investment Holding BV	75,00%	75,00%
Enelpower Contractor and Development Saudi Arabia Ltd	Riyadh	SA	5.000.000,00	SAR		Integrale	Enelpower SpA	51,00%	51,00%
Enelpower do Brasil Ltda	Rio de Janeiro	BR	5.689.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Energía y Servicios South America SpA	0,00%	
Enelpower SpA	Milano	IT	2.000.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Energética Monzón SAC	San Miguel	PE	6.463.000,00	PEN		Integrale	Enel Green Power Perú SAC	100,00%	82,27%
							Energía y Servicios South America SpA	0,00%	
Energía Base Natural SLU	Valencia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Energía Ceuta XXI Comercializadora de Referencia SA	Ceuta	ES	65.000,00	EUR		Integrale	Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta SA	100,00%	67,59%
Energía Eólica Ábrego SLU	Valencia	ES	3.576,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Energía Eólica Galerna SLU	Madrid	ES	3.413,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Energía Eólica Gregal SLU	Madrid	ES	3.250,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Energia Eolica Srl in sigla EN.EO. Srl	Roma	IT	4.840.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Energía Global de México (Enermex) SA de Cv	Città del Messico	MX	50.000,00	MXN		Integrale	Enel Green Power SpA	99,00%	99,00%
Energía Global Operaciones Srl	San José	CR	10.000,00	CRC		Integrale	Enel Green Power Costa Rica SA	100,00%	82,27%
Energía Limpia de Amistad SA de Cv	Città del Messico	MX	33.452.769,00	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	673.583.489,00	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	2.953.980,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Rinnovabile SA de Cv	0,01% 99,99%	100,00%
Energía Marina SpA	Santiago del Cile	CL	2.404.240.000,00	CLP		Equity	Enel Green Power Chile SA	25,00%	16,23%
Energía Neta Sa Caseta Llucmajor SL (Sociedad Unipersonal)	Palma de Mallorca	ES	9.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Energía Nueva de Iguu S de RL de Cv	Città del Messico	MX	51.879.307,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	99,90% 0,01%	99,91%
Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	Città del Messico	MX	5.339.650,00	MXN		Integrale	Enel Green Power Guatemala SA Enel Green Power SpA	0,04% 99,96%	99,99%
Energía XXI Comercializadora de Referencia SL	Madrid	ES	2.000.000,00	EUR		Integrale	Endesa Energía SA	100,00%	70,11%
Energía y Naturaleza SLU	Valencia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Energía y Servicios South America SpA	Santiago del Cile	CL	12.120.575,70	USD		Integrale	Enel Américas SA	100,00%	82,27%
Energías Alternativas del Sur SL	Las Palmas de Gran Canaria	ES	546.919,10	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	54,95%	38,52%
Energías de Aragón I SL	Saragozza	ES	3.200.000,00	EUR		Integrale	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	100,00%	70,11%
Energías de Graus SL	Barcellona	ES	1.298.160,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	66,67%	46,74%
Energías Especiales de Careón SA	Santiago de Compostela	ES	270.450,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	77,00%	53,99%
Energías Especiales de Peña Armada SA	Madrid	ES	963.300,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	80,00%	56,09%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Energías Especiales del Alto Ulla SA	Madrid	ES	19.594.860,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Energías Especiales del Bierzo SA	Torre del Bierzo	ES	1.635.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	50,00%	35,06%
Energías Renovables La Mata SA de Cv	Città del Messico	MX	656.615.400,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,00%	100,00%
							Energía Nueva de Iguu S de RL de Cv	1,00%	
Energie Electrique de Tahaddart SA	Tangeri	MA	510.270.000,00	MAD		Equity	Endesa Generación SA	32,00%	22,44%
Energo Sonne Srl	Bucarest	RO	31.520,00	RON		Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Energotel AS	Bratislava	SK	2.191.200,00	EUR		Equity	Slovenské elektrárne AS	20,00%	6,60%
Energy Hydro Piave Srl in liquidazione	Belluno	IT	800.000,00	EUR		Integrale	Enel Produzione SpA	100,00%	100,00%
Energy Response Holdings (Pty) Ltd	Melbourne	AU	630.451,00	AUD		Integrale	Enel X Australia Holding (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enerlive Srl	Roma	IT	6.520.000,00	EUR		Integrale	Maicor Wind Srl	100,00%	100,00%
EnerNOC GmbH	Monaco	DE	25.000,00	EUR		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
EnerNOC Ireland Limited	Dublino	IE	10.535,00	EUR		Integrale	Enel X Ireland Limited	100,00%	100,00%
EnerNOC UK II Limited	Londra	GB	21.000,00	GBP		Integrale	Enel X UK Limited	100,00%	100,00%
Entech (China) Information Technology Co. Ltd	Shenzhen	CN	140.000,00	USD		Equity	EnerNOC UK II Limited	50,00%	50,00%
Entech Utility Service Bureau Inc.	Lutherville	US	1.500,00	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Envatios Promoción I SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Envatios Promoción II SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Envatios Promoción III SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Envatios Promoción XX SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Eólica Valle del Ebro SA	Saragozza	ES	3.561.342,50	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	50,50%	35,40%
Eólica Zopiloapan SA de Cv	Città del Messico	MX	1.877.201,54	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	56,98%	96,48%
							Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	39,50%	
Eólicas de Agaete SL	Las Palmas de Gran Canaria	ES	240.400,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	80,00%	56,09%
Eólicas de Fuencaliente SA	Las Palmas de Gran Canaria	ES	216.360,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	55,00%	38,56%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Eólicas de Fuerteventura AIE	Puerto del Rosario	ES	-	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	40,00%	28,04%
Eólicas de la Patagonia SA	Buenos Aires	AR	480.930,00	ARS		Equity	Enel Green Power España SLU	50,00%	35,06%
Eólicas de Lanzarote SL	Las Palmas de Gran Canaria	ES	1.758.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	40,00%	28,04%
Eólicas de Tenerife AIE	Santa Cruz de Tenerife	ES	420.708,40	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	50,00%	35,06%
Eólicas de Tirajana SL	Las Palmas de Gran Canaria	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	60,00%	42,07%
Epresa Energía SA	Cadice	ES	2.500.000,00	EUR		Equity	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	50,00%	35,06%
E-Solar Srl	Roma	IT	2.500,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
ESSA2 SpA	Santiago del Cile	CL	701.166.335,30	USD		Integrale	Enel Américas SA	100,00%	82,27%
Essaouira Wind Farm	Casablanca	MA	300.000,00	MAD		Equity	Nareva Enel Green Power Morocco SA	70,00%	35,00%
European Energy Exchange AG	Leipzig	DE	40.050.000,00	EUR		-	Enel Global Trading SpA	2,38%	2,38%
Expedition Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Explorer Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Explotaciones Eólicas de Escucha SA	Saragozza	ES	3.505.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	70,00%	49,08%
Explotaciones Eólicas El Puerto SA	Saragozza	ES	3.230.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	73,60%	51,60%
Explotaciones Eólicas Santo Domingo de Luna SA	Saragozza	ES	100.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	51,00%	35,76%
Explotaciones Eólicas Saso Plano SA	Saragozza	ES	5.488.500,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	65,00%	45,57%
Explotaciones Eólicas Sierra Costera SA	Saragozza	ES	8.046.800,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	90,00%	63,10%
Explotaciones Eólicas Sierra La Virgen SA	Saragozza	ES	4.200.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	90,00%	63,10%
Fayette Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Fazenda Aroeira Empreendimento de Energia Ltda	Rio de Janeiro	BR	2.362.045,90	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Fence Post Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Fenner Wind Holdings LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Finsec Lab Ltd	Tel Aviv	IL	100,00	ILS		Equity	Enel X Srl	30,00%	30,00%
Flagpay Srl	Milano	IT	10.000,00	EUR		AFS	PayTipper SpA	100,00%	55,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Flat Rock Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
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	51,00%	51,00%
Flowing Spring Farms LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Fontibon ZE SAS	Bogotà	CO	392.420.000,00	COP		Integrale	Bogotá ZE SAS	100,00%	39,74%
Fótons de Santo Anchieta Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	577.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Fotovoltaica Yunclillos SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Fourmile Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Franklintown Farm LLC	Andover	US	1,00	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	9.000,00	EUR		Equity	Endesa Generación SA	61,37%	43,03%
Frontiersman Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
FRV Corchitos I SLU	Madrid	ES	75.800,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
FRV Corchitos II SOLAR SLU	Madrid	ES	22.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
FRV Gibalbín - Jerez SLU	Madrid	ES	23.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
FRV Tarifa SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
FRV Villalobillos SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
FRV Zamora Solar 1 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
FRV Zamora Solar 3 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Fundamental Recognized Systems SLU	Rivas-Vaciamadrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Furatena Solar 1 SLU	Siviglia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Galaxy Wind Project LLC	Andover	US	1,00	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
Ganado Solar LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Ganado Storage LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Garob Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	100,00	ZAR		AFS	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	55,00%	55,00%
Gas y Electricidad Generación SAU	Palma de Mallorca	ES	213.775.700,00	EUR		Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	70,11%
Gauley Hydro LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	GRPP Holdings LLC	100,00%	50,00%
Gauley River Management LLC	Willison	US	1,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Generadora de Occidente Ltda	Città del Guatemala	GT	16.261.697,33	GTQ		Integrale	Enel Green Power Guatemala SA ESSA2 SpA	1,00% 99,00%	82,27%
Generadora Eólica Alto Pacora Srl	Panama City	PA	10.100,00	USD		Integrale	Enel Green Power Panamá Srl ESSA2 SpA	99,01% 0,99%	82,27%
Generadora Montecristo SA	Città del Guatemala	GT	3.820.000,00	GTQ		Integrale	Enel Green Power Guatemala SA ESSA2 SpA	0,00% 100,00%	82,27%
Generadora Solar Austral SA	Chiriquí	PA	10.000,00	USD		Integrale	Enel Green Power Panamá Srl	100,00%	82,27%
Generadora Solar de Occidente SA	Panama City	PA	10.000,00	USD		Integrale	Enel Green Power Panamá Srl	100,00%	82,27%
Generadora Solar El Puerto SA	Chiriquí	PA	10.000,00	USD		Integrale	Enel Green Power Panamá Srl	100,00%	82,27%
Generadora Solar Tolé Srl	Panama City	PA	10.100,00	USD		Integrale	Enel Green Power Panamá Srl ESSA2 SpA	99,01% 0,99%	82,27%
Geotérmica del Norte SA	Santiago del Cile	CL	326.577.419.702,00	CLP		Integrale	Enel Green Power Chile SA	84,59%	54,92%
Gibson Bay Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
Girgarre Solar Farm (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		Integrale	Enel Green Power Girgarre Holdings (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Girgarre Solar Farm Trust	Sydney	AU	10,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Girgarre Trust	100,00%	100,00%
Global Commodities Holdings Limited	Londra	GB	4.042.375,00	GBP		-	Enel Global Trading SpA	4,68%	4,68%
Globyte SA	San José	CR	900.000,00	CRC		-	Enel Green Power Costa Rica SA	10,00%	8,23%
Gloucester Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar 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
Gnl Chile SA	Santiago del Cile	CL	3.026.160,00	USD		Equity	Enel Generación Chile SA	33,33%	20,25%
Goodwell Wind Project LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	Origin Goodwell Holdings LLC	100,00%	20,00%
Gorona del Viento El Hierro SA	Santa Cruz de Tenerife	ES	30.936.736,00	EUR		Equity	Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	23,21%	16,27%
Grand Prairie Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Gridspertise Latam SA	São Paulo	BR	2.010.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	0,00%	100,00%
							Gridspertise Srl	100,00%	
Gridspertise Srl	Roma	IT	7.500.000,00	EUR		Integrale	Enel Global Infrastructure and Networks Srl	100,00%	100,00%
GRPP Holdings LLC	Andover	US	2,00	USD		Equity	EGPNA REP Holdings LLC	50,00%	50,00%
Guadarranque Solar 4 SLU	Siviglia	ES	3.006,00	EUR		Integrale	Endesa Generación II SA	100,00%	70,11%
Guayepo Solar SAS	Bogotà	CO	1.000.000,00	COP		Integrale	Enel Green Power Colombia SAS ESP	100,00%	82,27%
Gusty Hill Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
GV Energie Rigenerabili ITAL-RO Srl	Bucarest	RO	1.145.400,00	RON		Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
							Enel Green Power SpA	0,00%	
Hadley Ridge LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Hamilton County Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	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	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Harvest Ridge Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Harvest Ridge Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Hastings Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Hatch Data Inc.	San Francisco	US	10.000,00	USD		-	Enel X North America Inc.	5,00%	5,00%
Heartland Farms Wind Project LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Hidroeléctrica de Catalunya SL	Barcellona	ES	126.210,00	EUR		Integrale	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	100,00%	70,11%
Hidroeléctrica de Ourol SL	Lugo	ES	1.608.200,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	30,00%	21,03%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	Colima	MX	30.890.736,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,99%	99,99%
Hidroflamicell SL	Barcellona	ES	78.120,00	EUR		Integrale	Hidroeléctrica de Catalunya SL	75,00%	52,58%
Hidroinvest SA	Buenos Aires	AR	55.312.093,00	ARS		Integrale	Enel Américas SA Enel Argentina SA	41,94% 54,76%	79,55%
HIF H2 SpA	Santiago del Cile	CL	6.303.000,00	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	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
High Lonesome Wind Holdings LLC	Wilmington	US	100,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
High Lonesome Wind Power LLC	Boston	US	100,00	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%
High Street Corporation (Pty) Ltd	Melbourne	AU	2,00	AUD		Integrale	Energy Response Holdings (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Hilltopper Wind Holdings LLC	Wilmington	US	1.000,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Hispano Generación de Energía Solar SL	Jerez de los Caballeros	ES	3.500,00	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	51,00%	51,00%
Hope Ridge Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Horse Run Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Horse Wrangler Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Hubject eRoaming Technology (Shanghai) Co. Ltd	Shangai	CN	12.668.015,70	CNY		-	Hubject GmbH	100,00%	12,50%
Hubject GmbH	Berlino	DE	65.943,00	EUR		-	Enel X International Srl	12,50%	12,50%
Hubject Inc.	Santa Monica	US	100.000,00	USD		-	Hubject GmbH	100,00%	12,50%
Hydro Energies Corporation	Willison	US	5.000,00	USD		AFS	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Idalia Park 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
Idrosicilia SpA	Milano	IT	22.520.000,00	EUR		Equity	Enel SpA	1,00%	1,00%
Ifx Networks Argentina Srl	Buenos Aires	AR	2.260.551,00	ARS		Equity	Ifx/eni - Spc V Inc. Minority Stock Holding Corp.	99,85% 0,15%	20,60%
Ifx Networks Chile SA	Santiago del Cile	CL	6.235.913.725,00	CLP		Equity	Ifx/eni - Spc IV Inc. Servicios de Internet Eni Chile Ltda	41,20% 58,80%	20,60%
Ifx Networks Colombia SAS	Bogotà	CO	15.734.959.000,00	COP		Equity	Ifx Networks Panama SA Ifx/eni - Spc III Inc.	58,33% 41,67%	20,60%
Ifx Networks LLC	Wilmington	US	80.848.653,00	USD		Equity	Ufinet Latam SLU	100,00%	20,60%
Ifx Networks Ltd	Tortola	VG	50.001,00	USD		Equity	Ifx Networks LLC	100,00%	20,60%
Ifx Networks Panama SA	Panama City	PA	21.000,00	USD		Equity	Ifx/eni - Spc Panama Inc.	100,00%	20,60%
Ifx/eni - Spc III Inc.	Tortola	VG	100,00	USD		Equity	Ifx Networks Ltd	100,00%	20,60%
Ifx/eni - Spc IV Inc.	Tortola	VG	100,00	USD		Equity	Ifx Networks Ltd	100,00%	20,60%
Ifx/eni - Spc Panama Inc.	Tortola	VG	100,00	USD		Equity	Ifx Networks Ltd	100,00%	20,60%
Ifx/eni - Spc V Inc.	Tortola	VG	100,00	USD		Equity	Ifx Networks Ltd	100,00%	20,60%
Infraestructuras Puerto Santa María 220 SL	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Puerto Santa María Energía I SLU Puerto Santa María Energía II SLU	50,00% 50,00%	70,11%
Infraestructuras San Serván 220 SL	Madrid	ES	12.000,00	EUR		Equity	Castiblanco Solar SL Navalvillar Solar SL Valdecaballero Solar SL	10,20% 10,30% 10,30%	21,59%
Inkolan Información y Coordinación de obras AIE	Bilbao	ES	84.141,68	EUR		-	Edistribución Redes Digitales SL (Sociedad Unipersonal)	14,29%	10,02%
International Multimedia University Srl in fallimento	-	IT	24.000,00	EUR		-	Enel Italia SpA	13,04%	13,04%
Inversora Codensa SAS	Bogotà	CO	6.500.000,00	COP		Integrale	Codensa SA ESP	100,00%	39,74%
Inversora Dock Sud SA	Buenos Aires	AR	828.941.660,00	ARS		Integrale	Enel Américas SA	57,14%	47,01%
Isamu Ikeda Energia SA	Niterói	BR	45.474.475,77	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
Italgest Energy (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Jack River LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Jade Energia Ltda	Rio de Janeiro	BR	4.107.097,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Jaguito Solar 10 MW SA	Panama City	PA	10.000,00	USD		Integrale	Enel Green Power Panamá Srl	100,00%	82,27%
Jessica Mills LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
JuiceNet GmbH	Berlino	DE	25.000,00	EUR		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
JuiceNet Ltd	Londra	GB	1,00	GBP		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Julia Hills LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Juna Renewable Energy Private Limited	Gurugram	IN	36.600.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Junia Insurance Srl	Mosciano Sant'Angelo (TE)	IT	100,00	EUR		Integrale	Enel X Srl	100,00%	100,00%
Keeneys Creek Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Kelley's Falls LLC	Wilmington	US	-	USD		AFS	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Ken Renewables India Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Khaba Renewable Energy Private Limited	Gurugram	IN	10.100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Khidrat Renewable Energy Private Limited	Gurugram	IN	38.100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
King Branch Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Kings River Hydro Company Inc.	Wilmington	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	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	100,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,00%	100,00%
							Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	1,00%	
Kino Facilities Manager SA de Cv	Città del Messico	MX	100,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,00%	100,00%
							Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	1,00%	
Kongul Enerjí Sanayí Ve Tícaret Anoním Şírketí	Istanbul	TR	125.000.000,00	TRY		Integrale	Enel Green Power Turkey Enerjí Yatirimlari Anoním Şírketí	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
Koporie WPS LLC	Regione di Leningrado	RU	21.000.000,00	RUB		Integrale	Enel Green Power Rus Limited Liability Company	100,00%	100,00%
Korea Line Corporation	Seoul	KR	122.132.520.000,00	KRW		-	Enel Global Trading SpA	0,25%	0,25%
Kromschroeder SA	Barcellona	ES	627.126,00	EUR		Equity	Endesa Medios y Sistemas SL (Sociedad Unipersonal)	29,26%	20,51%
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 Wind Project LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Sundance Wind Project LLC	100,00%	100,00%
Lantern Trail Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Latamsolar Fotovoltaica Fundación SAS	Bogotà	CO	8.000.000,00	COP		Integrale	Enel Green Power Colombia SAS ESP	100,00%	82,27%
Lathrop Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Lava Solar Project LLC	Andover	US	1,00	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%
Lebanon Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Lemonade Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	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%
Libyan Italian Joint Company - Azienda Libico-Italiana (A.L.I)	Tripoli	LY	1.350.000,00	EUR		-	Enelpower SpA	0,33%	0,33%
Lily Solar Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Green Power Lily Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Lily Solar LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas Development 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%
Littleville Power Company Inc.	Boston	US	100,00	USD		AFS	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
Litus Energy Storage LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Livister Guatemala SA	Città del Guatemala	GT	742.000,00	GTQ		Equity	Livister Latam SLU	99,99%	20,60%
							Ufinet Guatema SA	0,01%	
Livister Latam SLU	Madrid	ES	2.442.066,00	EUR		Equity	Ufinet Latam SLU	100,00%	20,60%
Llano Sánchez Solar Power One Srl	Panama City	PA	10.020,00	USD		Integrale	Enel Green Power Panamá Srl	99,80%	82,27%
							ESSA2 SpA	0,20%	
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%
Lower Valley LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Lucas Sostenible SL	Madrid	ES	1.099.775,00	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	4.062.085,00	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	51,00%	41,96%
Luz de Macapá Energia SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Equity	Enel X Brasil SA	51,00%	41,96%
Maicor Wind Srl	Roma	IT	20.850.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Malaspina Energy Scarl in liquidazione	Bergamo	IT	100.000,00	EUR		Integrale	Enel X Italia Srl	100,00%	100,00%
Maple Canada Solutions Holdings Ltd	-	CA	-	CAD		Equity	Enel X Canada Ltd	20,00%	20,00%
Maple Energy Solutions LP	-	CA	-	CAD		Equity	Enel X Canada Holding Inc.	20,00%	20,00%
Marengo Solar LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Marte Srl	Roma	IT	6.100.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Marudhar Wind Energy Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Más Energía S de RL de Cv	Città del Messico	MX	61.872.926,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,99%	100,00%
							Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	0,01%	
Mason Mountain Wind Project LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	100,00%
Matrigenix (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power RSA (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
Maty Energia Srl	Roma	IT	10.000,00	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	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Medidas Ambientales SL	Burgos	ES	60.100,00	EUR		Equity	Tecnatom SA	50,00%	15,78%
Merit Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Metro Wind LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro S de RL de Cv	Città del Messico	MX	181.728.901,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,99%	99,99%
Mibgas SA	Madrid	ES	3.000.000,00	EUR		-	Endesa SA	1,35%	0,95%
Midelt Wind Farm SA	Casablanca	MA	145.000.000,00	MAD		Equity	Nareva Enel Green Power Morocco SA	70,00%	35,00%
Minglanilla Renovables 400 kV AIE	Valencia	ES	-	EUR		Proporzionale	Energía Base Natural SLU	4,79%	25,35%
							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	3.346.993,04	EUR		-	Enel Green Power España SLU	5,39%	3,78%
Minicentrales del Canal de las Bárdenas AIE	Saragozza	ES	1.202.000,00	EUR		-	Enel Green Power España SLU	15,00%	10,52%
Minicentrales del Canal Imperial-Gallur SL	Saragozza	ES	1.820.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	36,50%	25,59%
Minority Stock Holding Corp.	Tortola	VG	100,00	USD		Equity	Ifx Networks Ltd	100,00%	20,60%
Mira Energy (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	100,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Miranda Plataforma Logística SA	Burgos	ES	1.800.000,00	EUR		-	Nuclenor SA	0,22%	0,08%
Moebius Tecnologia em Informática SA	Rio de Janeiro	BR	150.000,00	BRL		Equity	Ufinet Brasil Telecomunicação Ltda	70,00%	35,00%
Monte Reina Renovables SL	Madrid	ES	4.000,00	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	1,00	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
Morgan Branch Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Mountrail Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
MPG Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Mucho Viento Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Muskegon County Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Muskegon Green Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Mustang Run Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Nabb Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Napolean Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Nareva Enel Green Power Morocco SA	Casablanca	MA	98.750.000,00	MAD		Equity	Enel Green Power Morocco SARLAU	50,00%	50,00%
Navalvillar Solar SL	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Negocios y Telefonía Nedetel SA	Guayaquil	EC	4.773.525,00	USD		-	Livister Latam SLU	70,00%	14,42%
Net Botanic Internet Inteligente SA	Rio de Janeiro	BR	450.000,00	BRL		Equity	Ufinet Brasil Telecomunicação Ltda	70,00%	35,00%
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%
Newbury Hydro Company LLC	Andover	US	-	USD		AFS	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Ngonye Power Company Limited	Lusaka	ZM	10,00	ZMW		AFS	Enel Green Power Solar Ngonye SpA (ex Enel Green Power Africa Srl)	80,00%	80,00%
Nojoli Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	10.000.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
North English Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
North Rock Wind LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Northland Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Northstar Wind Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Northumberland Solar Project I 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
Northwest Hydro LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Chi West LLC	100,00%	100,00%
Notch Butte Hydro Company Inc.	Wilmington	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Nuclenor SA	Burgos	ES	102.000.000,00	EUR		Equity	Endesa Generación SA	50,00%	35,06%
Nuove Energie Srl	Porto Empedocle	IT	5.204.028,73	EUR		Integrale	Enel Global Trading SpA	100,00%	100,00%
Nxuba Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		AFS	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	51,00%	51,00%
Nyc Storage (353 Chester) Spe LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Ochrana A Bezpecnost Se SRO	Kalná Nad Hronom	SK	33.193,92	EUR		Equity	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
Olathe Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Olivum PV Farm 01 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
OMIP - Operador do Mercado Ibérico (Portugal) SGPS SA	Lisbona	PT	2.610.000,00	EUR		-	Endesa SA	5,00%	3,51%
Open Range Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español SA	Madrid	ES	1.999.998,00	EUR		-	Endesa SA	5,00%	3,51%
Oravita Power Park Srl	Bucarest	RO	2.000,00	RON		Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
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%	20,00%
Origin Wind Energy LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	Origin Goodwell Holdings LLC	100,00%	20,00%
Osage Wind Holdings LLC	Wilmington	US	100,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	50,00%	50,00%
Osage Wind LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Osage Wind Holdings LLC	100,00%	50,00%
Ottauquechee Hydro Company Inc.	Wilmington	US	100,00	USD		AFS	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Ovacik Eolíko Enerjí Elektrík Üretím Ve Tícaret Anoním Şírketí	Istanbul	TR	11.250.000,00	TRY		Integrale	Enel Green Power Turkey Enerjí Yatirimlari Anoním Şírketí	100,00%	100,00%
Oxagesa AIE	Alcañiz	ES	6.010,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	33,33%	23,37%
Oyster Bay Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		AFS	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	55,00%	55,00%
Padoma Wind Power LLC	Elida	US	-	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
Palo Alto Farms Wind Project LLC	Dallas	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Pampinus PV Farm 01 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Paradise Creek Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Paravento SL	Lugo	ES	3.006,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	90,00%	63,10%
Parc Eòlic La Tossa - La Mola d'en Pascual SL	Madrid	ES	1.183.100,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	30,00%	21,03%
Parc Eòlic Los Aligars SL	Madrid	ES	1.313.100,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	30,00%	21,03%
Parco Eolico Monti Sicani Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Parque Amistad II SA de Cv	Città del Messico	MX	1.413.533.480,00	MXN		Integrale	Enel Rinnovabile SA de Cv	99,00%	100,00%
							Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	1,00%	
Parque Amistad III SA de Cv	Città del Messico	MX	931.692.540,00	MXN		Integrale	Enel Rinnovabile SA de Cv	99,00%	100,00%
							Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	1,00%	
Parque Amistad IV SA de Cv	Città del Messico	MX	1.489.508.400,00	MXN		Integrale	Enel Rinnovabile SA de Cv	99,00%	100,00%
							Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	1,00%	
Parque Eólico A Capelada SL (Sociedad Unipersonal)	La Coruña	ES	5.857.704,33	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Parque Eólico BR-1 SAPI de Cv	Città del Messico	MX	-	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	0,50%	25,50%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	25,00%	
Parque Eólico Carretera de Arinaga SA	Las Palmas de Gran Canaria	ES	1.603.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	80,00%	56,09%
Parque Eólico de Barbanza SA	La Coruña	ES	3.606.072,60	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	75,00%	52,58%
							Parque Eólico de Barbanza SA	0,00%	
Parque Eólico de Belmonte SA	Madrid	ES	120.400,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	50,17%	35,17%
Parque Eólico de San Andrés SA	La Coruña	ES	552.920,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	82,00%	57,49%
Parque Eólico de Santa Lucía SA	Las Palmas de Gran Canaria	ES	901.500,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	65,67%	46,51%
							Parque Eólico de Santa Lucía SA	1,00%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Parque Eólico Finca de Mogán SA	Santa Cruz de Tenerife	ES	3.810.340,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	90,00%	63,10%
Parque Eólico Montes de Las Navas SA	Madrid	ES	6.540.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	75,50%	52,93%
Parque Eólico Muniesa SL	Madrid	ES	3.006,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Parque Eólico Palmas dos Ventos Ltda	Salvador	BR	4.096.626,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Parque Eólico Pampa SA	Buenos Aires	AR	477.139.364,00	ARS		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Parque Eólico Punta de Teno SA	Santa Cruz de Tenerife	ES	528.880,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	52,00%	36,46%
Parque Eólico Sierra del Madero SA	Madrid	ES	7.193.970,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	58,00%	40,66%
Parque Eólico Tico SLU	Saragozza	ES	234.900,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Parque Salitrillos SA de Cv	Città del Messico	MX	100,00	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	500.000,00	ARS		Equity	Enel Green Power Argentina SA	95,00%	82,27%
							Energía y Servicios South America SpA	5,00%	
Parque Solar Don José SA de Cv	Città del Messico	MX	100,00	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	306.024.631,13	MXN		Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Parque Talinay Oriente SA	Santiago del Cile	CL	66.092.165.170,93	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	2.065.000,00	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	40.000,00	EUR		AFS	PayTipper SpA	100,00%	55,00%
PayTipper SpA	Milano	IT	3.000.000,00	EUR		AFS	Enel X Srl	55,00%	55,00%
PDP Technologies Ltd	Israel	IL	1.129.252,00	ILS		-	Enel Global Infrastructure and Networks Srl	5,72%	5,72%
Pegop - Energia Eléctrica SA	Pego	PT	50.000,00	EUR		Equity	Endesa Generación Portugal SA	0,02%	35,06%
							Endesa Generación SA	49,98%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
PH Chucas SA	San José	CR	100.000,00	CRC		Integrale	Enel Green Power Costa Rica SA	40,31%	53,48%
							ESSA2 SpA	24,69%	
PH Don Pedro SA	San José	CR	100.001,00	CRC		Integrale	Enel Green Power Costa Rica SA	33,44%	32,99%
							Globyte SA	66,54%	
PH Río Volcán SA	San José	CR	100.001,00	CRC		Integrale	Enel Green Power Costa Rica SA	34,32%	33,64%
							Globyte SA	65,66%	
Pilesgrove Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Pincher Creek LP	Alberta	CA	-	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc.	99,00%	100,00%
							Enel Green Power Canada Inc.	1,00%	
Pine Island Distributed Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Planta Eólica Europea SAU	Siviglia	ES	1.198.532,32	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Point Rider Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Pomerado Energy Storage LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Potoc Power Park Srl	Bucarest	RO	2.000,00	RON		Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
PowerCrop Macchiareddu Srl	Bologna	IT	100.000,00	EUR		AFS	PowerCrop SpA (ex PowerCrop Srl)	100,00%	50,00%
PowerCrop Russi Srl	Bologna	IT	100.000,00	EUR		AFS	PowerCrop SpA (ex PowerCrop Srl)	100,00%	50,00%
PowerCrop SpA (ex PowerCrop Srl)	Bologna	IT	4.000.000,00	EUR		AFS	Enel Green Power Italia Srl	50,00%	50,00%
Prairie Rose Transmission LLC	Minneapolis	US	-	USD		Equity	Prairie Rose Wind LLC	100,00%	20,00%
Prairie Rose Wind LLC	Albany	US	-	USD		Equity	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00%	20,00%
Primavera Energia SA	Niterói	BR	36.965.444,64	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Productive Solar Systems SLU	Rivas-Vaciamadrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Productora de Energías SA	Barcellona	ES	60.101,22	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	30,00%	21,03%
Productora Eléctrica Urgelense SA	Lérida	ES	8.400.000,00	EUR		-	Endesa SA	8,43%	5,91%
Progreso Solar 20 MW SA	Panama City	PA	10.000,00	USD		Integrale	Enel Green Power Panamá Srl	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
Promociones Energéticas del Bierzo SL	Madrid	ES	12.020,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Proveedora de Electricidad de Occidente S de RL de Cv	Città del Messico	MX	89.708.835,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,99%	99,99%
Proyecto Almería Mediterráneo SA	Madrid	ES	601.000,00	EUR		Equity	Endesa SA	45,00%	31,55%
Proyectos Universitarios de Energías Renovables SL	Alicante	ES	27.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	33,33%	23,37%
Proyectos y Soluciones Renovables SAC	San Miguel	PE	1.000,00	PEN		Integrale	Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	99,90%	99,98%
							Energía y Servicios South America SpA	0,10%	
PSG Energy Private Limited	Hyderabad	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
PT Enel Green Power Optima Way Ratai	Jakarta	ID	10.002.600,00	USD		Integrale	Enel Green Power SpA	90,00%	90,00%
Puerto Santa María Energía I SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Puerto Santa María Energía II SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Pulida Energy (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	10.000.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power RSA (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	13.766.118,96	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%
Raleigh Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Ranchland Solar Project LLC	Andover	US	1,00	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	1,00	USD		Integrale	Ranchland 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%
Rattlesnake Creek Holdings LLC	Delaware	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Rausch Creek Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
RC Wind Srl	Milano	IT	10.000,00	EUR		-	Enel Green Power Italia Srl	0,50%	0,50%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
RE Arroyo LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Reaktortest SRO	Trnava	SK	66.389,00	EUR		Equity	Slovenské elektrárne AS	49,00%	16,17%
Red Centroamericana de Telecomunicacio-nes SA	Panama City	PA	2.700.000,00	USD		-	Enel SpA	11,11%	11,11%
Red Dirt Wind Holdings I LLC	Dover	US	100,00	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	1,00	USD		Integrale	Red Dirt Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Red Fox Wind Project LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Redes y Telecomunica-ciones S de RL de Cv	San Pedro Sula	HN	82.395.000,00	HNL		-	Livister Latam SLU	80,00%	16,48%
Renovables Andorra SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Renovables de Guatemala SA	Città del Guatemala	GT	1.924.465.600,00	GTQ		Integrale	Enel Green Power Guatemala SA ESSA2 SpA	0,00% 100,00%	82,27%
Renovables La Pedrera SLU	Saragozza	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Renovables Manzanares 400 kV SL	Madrid	ES	5.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	27,86%	19,53%
Renovables Mediavilla SLU	Saragozza	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Renovables Teruel SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Riverbend Farms Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Riverview LP	Alberta	CA	-	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	99,00% 1,00%	100,00%
Riverview Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Roadrunner Solar Project LLC	Andover	US	100,00	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%
Rochelle Solar LLC	Coral Springs	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Rock Creek Wind Holdings I LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Rock Creek Wind Holdings II LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Rock Creek 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
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	1,00	USD		Integrale	Rock Creek Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Rockhaven Ranchland Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Rockhaven Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Rockhaven Ranchland Holdings LLC	100,00%	100,00%
Rocky Caney Holdings LLC	Oklahoma City	US	1,00	USD		Equity	Enel Kansas LLC	20,00%	20,00%
Rocky Caney Wind LLC	Albany	US	-	USD		Equity	Rocky Caney Holdings LLC	100,00%	20,00%
Rocky Ridge Wind Project LLC	Oklahoma City	US	-	USD		Equity	Rocky Caney Wind LLC	100,00%	20,00%
Rodnikovskaya WPS	Mosca	RU	6.010.000,00	RUB		Integrale	Enel Green Power Rus Limited Liability Company	100,00%	100,00%
Roha Renewables India Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Rolling Farms Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Rusenergosbyt LLC	Mosca	RU	18.000.000,00	RUB		Equity	Enel SpA	49,50%	49,50%
Rusenergosbyt Siberia LLC	Krasnoyarsk City	RU	4.600.000,00	RUB		Equity	Rusenergosbyt LLC	50,00%	24,75%
Rustler Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Ruthton Ridge LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Saburoy SA	Montevideo	UY	100.000,00	UYU		Equity	Ifx Networks LLC	100,00%	20,60%
Sacme SA	Buenos Aires	AR	12.000,00	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%
Salmon Falls Hydro LLC	Wilmington	US	-	USD		AFS	Enel Green Power North America 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	462.185,98	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	50,00%	35,06%
San Francisco de Borja SA	Saragozza	ES	60.000,00	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	100.000,00	INR		Integrale	Avikiran Energy India Private Limited	100,00%	100,00%
Santo Rostro Cogeneración SA	Siviglia	ES	207.340,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	45,00%	31,55%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Sardhy Green Hydrogen Srl	Sarroch	IT	10.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power Italia Srl	50,00%	50,00%
Saugus River Energy Storage LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Savanna Power Solar 10 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Savanna Power Solar 12 SLU	Siviglia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Savanna Power Solar 13 SLU	Siviglia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Savanna Power Solar 4 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Savanna Power Solar 5 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Savanna Power Solar 6 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Savanna Power Solar 9 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Se Služby Inžinierskych Stavieb SRO	Kalná Nad Hronom	SK	200.000,00	EUR		Equity	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
Seguidores Solares Planta 2 SL (Sociedad Unipersonal)	Madrid	ES	3.010,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Servicio de Operación y Mantenimiento para Energías Renovables S de RL de Cv	Città del Messico	MX	3.000,00	MXN		Integrale	Enel Green Power Guatemala SA Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	0,01% 99,99%	99,99%
Servicios de Internet Eni Chile Ltda	Santiago del Cile	CL	2.768.688.228,00	CLP		Equity	Ifx Networks Ltd Ifx/eni - Spc IV Inc.	0,10% 99,90%	20,60%
Servizio Elettrico Nazionale SpA	Roma	IT	10.000.000,00	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Setyl Srl	Bergamo	IT	100.000,00	EUR		Equity	Enel X Italia Srl	27,50%	27,50%
Seven Cowboy Wind Project Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Seven Cowboy Wind Project II LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Seven Cowboy Wind Project LLC	Andover	US	1,00	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%
Shiawassee Wind Project LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Shield Energy Storage Project LLC	Wilmington	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
Shikhar Surya (One) Private Limited	Gurugram	IN	10.100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
SIET - Società Informazioni Esperienze Termoidrauliche SpA	Piacenza	IT	697.820,00	EUR		Equity	Enel Innovation Hubs Srl	41,55%	41,55%
Silt Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Silver Dollar Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Sinergia GP6 Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Sinergia GP7 Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Sistema Eléctrico de Conexión Valcaire SL	Madrid	ES	175.200,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	28,13%	19,72%
Sistemas Energéticos Mañón Ortigueira SA	La Coruña	ES	2.007.750,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	96,00%	67,31%
Skyview Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Sleep Hollow Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Slovak Power Holding BV	Amsterdam	NL	25.010.000,00	EUR		Equity	Enel Produzione SpA	50,00%	50,00%
Slovenské elektrárne - Energetické Služby SRO	Bratislava	SK	4.505.000,00	EUR		Equity	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
Slovenské elektrárne AS	Bratislava	SK	1.269.295.724,66	EUR		Equity	Slovak Power Holding BV	66,00%	33,00%
Slovenské elektrárne Česká Republika SRO	Moravská Ostrava	CZ	295.819,00	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%
Snyder Wind Farm LLC	Hermleigh	US	-	USD		Integrale	Texkan Wind LLC	100,00%	100,00%
Socibe Energia SA	Niterói	BR	12.969.032,25	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Sociedad Agrícola de Cameros Ltda	Santiago del Cile	CL	5.738.046.495,00	CLP		Integrale	Enel Chile SA	57,50%	37,33%
Sociedad de Inversiones K Cuatro SpA	Santiago del Cile	CL	316.318.800,00	CLP		-	Enel X Chile SpA	10,00%	6,49%
Sociedad Eólica de Andalucía SA	Siviglia	ES	4.507.590,78	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	64,75%	45,40%
Sociedad Eólica El Puntal SL	Siviglia	ES	1.643.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	50,00%	35,06%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Sociedad Eólica Los Lances SA	Siviglia	ES	2.404.048,42	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	60,00%	42,07%
Sociedad para el Desarrollo de Sierra Morena Cordobesa SA	Cordoba	ES	86.063,20	EUR		-	Endesa Generación SA	1,82%	1,27%
Sociedad Portuaria Central Cartagena SA	Bogotà	CO	89.714.600,00	COP		Integrale	Emgesa SA ESP	94,94%	39,87%
							Inversora Codensa SAS	5,05%	
Società Elettrica Trigno Srl	Trivento	IT	100.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Soetwater Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		AFS	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	55,00%	55,00%
Solana Renovables SL	Madrid	ES	5.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	49,84%	34,94%
Solas Electricity Srl	Bucarest	RO	740.000,00	RON		Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Soliloquoy Ridge LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Somersworth Hydro Company Inc.	Wilmington	US	100,00	USD		AFS	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Sona Enerjí Üretím Anoním Şírketí	Istanbul	TR	50.000,00	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%
Sotavento Galicia SA	Santiago de Compostela	ES	601.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	36,00%	25,24%
South Italy Green Hydrogen Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power Italia Srl	50,00%	50,00%
South Rock Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
South Wind Energy Srl	Bucarest	RO	2.000,00	RON		Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Southwest Transmission LLC	Cedar Bluff	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	100,00%	100,00%
Spartan Hills LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Spinazzola SPV Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Spring Wheat Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Stampede Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Sterling and Wilson Enel X e-Mobility Private Limited	Mumbai	IN	90.000.000,00	INR		Equity	Enel X International 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	1,00	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
Stipa Nayaá SA de Cv	Città del Messico	MX	1.811.016.348,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	55,21%	95,37%
							Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	40,16%	
Stockyard Solar Project LLC	Andover	US	-	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	Ciudad de Mexico	MX	1.000,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	0,10%	100,00%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	99,90%	
Sublunary Trading (RF) (Pty) Ltd	Bryanston	ZA	13.750.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	57,00%	57,00%
Sugar Pine Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Suggestion Power (Unipessoal) Ltda	Paço de Arcos	PT	50.000,00	EUR		Integrale	Endesa Generación Portugal SA	100,00%	70,11%
Suministradora de buses K Cuatro SpA	Santiago del Cile	CL	14.840.473.200,00	CLP		-	Sociedad de Inversiones K Cuatro SpA	99,00%	6,43%
Suministradora Eléctrica de Cádiz SA	Cadice	ES	12.020.240,00	EUR		Equity	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	33,50%	23,49%
Suministro de Luz y Fuerza SL	Barcellona	ES	2.800.000,00	EUR		Integrale	Hidroeléctrica de Catalunya SL	60,00%	42,07%
Summit Energy Storage Inc.	Wilmington	US	1.000,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	75,00%	75,00%
Sun River LLC	Bend	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Sundance Wind Project LLC	Dover	US	100,00	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	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Sweet Apple Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Tae Technologies Inc.	Pauling	US	53.207.936,00	USD		-	Enel Produzione SpA	1,12%	1,12%
							Tae Technologies Inc.	0,00%	
Tauste Energía Distribuida SL	Saragozza	ES	60.508,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	51,00%	35,76%
Tecnatom SA	Madrid	ES	4.025.700,00	EUR		Equity	Endesa Generación SA	45,00%	31,55%
Tecnoguat SA	Città del Guatemala	GT	30.948.000,00	GTQ		Integrale	ESSA2 SpA	75,00%	61,70%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica SA	Lisbona	PT	5.025.000,00	EUR		Equity	Endesa Generación SA	43,75%	30,67%
Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	Città del Messico	MX	2.892.643.576,00	MXN		Equity	Enel Green Power SpA	32,89%	32,90%
Teploprogress JSC	Sredneuralsk	RU	128.000.000,00	RUB		Integrale	Enel Russia PJSC	60,00%	33,86%
Tera Renewables India Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Termica Colleferro SpA	Bologna	IT	6.100.000,00	EUR		Equity	Cogenio Srl	60,00%	12,00%
Termoeléctrica José de San Martín SA	Buenos Aires	AR	7.078.298,00	ARS		-	Central Dock Sud SA	0,42%	4,22%
							Enel Generación Costanera SA	1,68%	
							Enel Generación El Chocón SA	5,60%	
Termoeléctrica Manuel Belgrano SA	Buenos Aires	AR	7.078.307,00	ARS		-	Central Dock Sud SA	0,47%	4,71%
							Enel Generación Costanera SA	1,89%	
							Enel Generación El Chocón SA	6,23%	
Termotec Energía AIE in liquidazione	La Pobla de Vallbona	ES	481.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	45,00%	31,55%
Terrer Renovables SL	Madrid	ES	5.000,00	EUR		Equity	Baylio Solar SLU	11,66%	20,73%
							Dehesa de los Guadalupes Solar SLU	8,83%	
							Seguidores Solares Planta 2 SL (Sociedad Unipersonal)	9,08%	
Testing Stand of Ivanovskaya GRES JSC	Komsomolsk	RU	118.213.473,45	RUB		-	Enel Russia PJSC	1,65%	0,93%
Texkan Wind LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Texkan Inc.	100,00%	100,00%
Thar Surya 1 Private Limited	Gurgaon	IN	100.000,00	INR		Integrale	Avikiran Surya India Private Limited	100,00%	100,00%
Thunder Ranch Wind Holdings I LLC	Dover	US	100,00	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	1,00	USD		Integrale	Thunder Ranch Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Thunderegg Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Tico Solar 1 SLU	Saragozza	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Tico Solar 2 SLU	Saragozza	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Tobivox (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	10.000.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
Toledo PV AIE	Madrid	ES	26.887,96	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	33,33%	23,37%
Toplet Power Park Srl	Bucarest	RO	2.000,00	RON		Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Topwind Energy Srl	Bucarest	RO	2.000,00	RON		Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Toro Renovables 400 kV SL	Madrid	ES	3.000,00	EUR		-	FRV Zamora Solar 1 SLU	8,28%	5,81%
Torrepalma Energy 1 SLU	Madrid	ES	3.100,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Tradewind Energy Inc.	Wilmington	US	1.000,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Transmisora de Energía Renovable SA	Città del Guatemala	GT	233.561.800,00	GTQ		Integrale	Enel Green Power Guatemala SA	0,00%	82,27%
							ESSA2 SpA	100,00%	
							Generadora Montecristo SA	0,00%	
Transportadora de Energía SA-TESA	Buenos Aires	AR	2.584.473.416,00	ARS		Integrale	Enel Argentina SA	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	60,15%	
							Enel CIEN SA	39,85%	
Transportes y Distribuciones Eléctricas SA in liquidazione	Girona	ES	72.121,45	EUR		Integrale	Edistribución Redes Digitales SL (Sociedad Unipersonal)	73,33%	51,42%
Trévago Renovables SL	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Equity	Furatena Solar 1 SLU	17,73%	24,89%
							Seguidores Solares Planta 2 SL (Sociedad Unipersonal)	17,77%	
Tsar Nicholas LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Tula WPS LLC	Tula	RU	-	RUB		Integrale	Enel Green Power Rus Limited Liability Company	100,00%	100,00%
Tulip Grove Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Tunga Renewable Energy Private Limited	Gurugram	IN	19.100.000,00	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	1,00	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
Twin Lake Hills LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Twin Saranac Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Tyme Srl	Bergamo	IT	100.000,00	EUR		Equity	Enel X Italia Srl	50,00%	50,00%
Ufinet Argentina SA	Buenos Aires	AR	9.745.583,00	ARS		Equity	Ufinet Latam SLU	99,95%	20,60%
							Ufinet Panamá SA	0,05%	
Ufinet Brasil Participações Ltda	Santo André	BR	120.784.639,00	BRL		Equity	Zacapa Topco II Sàrl	100,00%	50,00%
Ufinet Brasil SA	Barueri	BR	29.800.000,00	BRL		Equity	Ufinet Brasil Telecomunicação Ltda	60,00%	30,00%
Ufinet Brasil Telecomunicação Ltda	Santo André	BR	120.784.638,00	BRL		Equity	Ufinet Brasil Participações Ltda	100,00%	50,00%
							Ufinet Latam SLU	0,00%	
Ufinet Chile SpA	Santiago del Cile	CL	233.750.000,00	CLP		Equity	Ufinet Latam SLU	100,00%	20,60%
Ufinet Colombia Participaciones SAS	Bogotà	CO	10.001.001.000,00	COP		Equity	Ufinet Latam SLU	100,00%	20,60%
Ufinet Colombia SA	Bogotà	CO	1.180.000.000,00	COP		Equity	Ufinet Guatemala SA	0,00%	18,54%
							Ufinet Honduras SA	0,00%	
							Ufinet Latam SLU	90,00%	
							Ufinet Panamá SA	0,00%	
Ufinet Costa Rica SA	San José	CR	25.000,00	USD		Equity	Ufinet Latam SLU	100,00%	20,60%
Ufinet Ecuador Ufiec SA	Quito	EC	9.865.110,00	USD		Equity	Ufinet Guatemala SA	0,00%	20,60%
							Ufinet Latam SLU	100,00%	
Ufinet El Salvador SA de Cv	San Salvador	SV	10.000,00	USD		Equity	Ufinet Guatemala SA	0,01%	20,60%
							Ufinet Latam SLU	99,99%	
Ufinet FTTH Guatemala Ltda	Città del Guatemala	GT	50.000,00	GTQ		-	Ufinet Latam SLU	51,00%	10,51%
Ufinet Guatemala SA	Città del Guatemala	GT	3.000.000,00	GTQ		Equity	Ufinet Latam SLU	99,99%	20,60%
							Ufinet Panamá SA	0,01%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Ufinet Honduras SA	Tegucigalpa	HN	194.520,00	HNL		Equity	Ufinet Latam SLU Ufinet Panamá SA	99,99% 0,01%	20,60%
Ufinet Latam SLU	Madrid	ES	15.906.312,00	EUR		Equity	Zacapa Sàrl	100,00%	20,60%
Ufinet México S de RL de Cv	Città del Messico	MX	7635.430,00	MXN		Equity	Ufinet Guatemala SA Ufinet Latam SLU	1,31% 98,69%	20,60%
Ufinet Nicaragua SA	Managua	NI	2.800.000,00	NIO		Equity	Ufinet Guatemala SA Ufinet Latam SLU Ufinet Panamá SA	0,50% 99,00% 0,50%	20,60%
Ufinet Panamá SA	Panama City	PA	1.275.000,00	USD		Equity	Ufinet Latam SLU	100,00%	20,60%
Ufinet Paraguay SA	Asunción	PY	79.488.240.000,00	PYG		Equity	Ufinet Latam SLU	75,00%	15,45%
Ufinet Perú SAC	Lima	PE	2.836.474,00	PEN		Equity	Ufinet Latam SLU Ufinet Panamá SA	100,00% 0,00%	20,60%
Ufinet US LLC	Wilmington	US	1.000,00	USD		Equity	Ufinet Latam SLU	100,00%	20,60%
Ukuqala Solar Proprietary Limited	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	Las Palmas de Gran Canaria	ES	190.171.520,00	EUR		Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	70,11%
Upington Solar (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
USME ZE SAS	Bogotà	CO	104.872.000,00	COP		Integrale	Bogotá ZE SAS	100,00%	39,74%
Ustav Jaderného Výzkumu Rez AS	Řež	CZ	524.139.000,00	CZK		Equity	Slovenské elektrárne AS	27,77%	9,17%
Valdecaballero Solar SL	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Vayu (Project 1) Private Limited	Gurugram	IN	30.000.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Vektör Enerji Üretím Anoním Şírketí	Istanbul	TR	3.500.000,00	TRY		AFS	Enel SpA	100,00%	100,00%
Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	7.315.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Ventos de Santa Esperança Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	4.727.414,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Ventos de Santo Orestes Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	1.754.031,00	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
Ventos de São Roque Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	10.188.722,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Vientos del Altiplano SA de Cv	Città del Messico	MX	1.455.854.094,00	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	205.316.027,15	MXN		Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Viruleiros SL	Santiago de Compostela	ES	160.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	67,00%	46,97%
Viva Labs AS	Oslo	NO	104.724,90	NOK		Integrale	Enel X International Srl	60,00%	60,00%
Wapella Bluffs Wind Project LLC	Andover	US	1,00	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	1,00	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%
Wespire Inc.	Boston	US	1.625.000,00	USD		-	Enel X North America Inc.	11,21%	11,21%
West Faribault Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
West Hopkinton Hydro LLC	Wilmington	US	-	USD		AFS	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
West Waconia Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Western New York Wind Corporation	Albany	US	300,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Wharton-El Campo Solar Project LLC	Andover	US	1,00	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	1,00	USD		Integrale	White Cloud Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
White Peaks Wind Project LLC	Andover	US	1,00	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	99,00	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	1,00	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
Wild Run LP	Alberta	CA	10,00	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	100,00%
Wildcat Flats Wind Project LLC	Andover	US	1,00	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%
Wind Belt Transco LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Wind Energy Green Park Srl	Bucarest	RO	2.000,00	RON		Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Wind Parks Anatolis - Prinias Single Member SA	Maroussi	GR	15.803.388,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Bolibas SA	Maroussi	GR	551.500,00	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Distomos SA	Maroussi	GR	556.500,00	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Folia SA	Maroussi	GR	424.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Gagari SA	Maroussi	GR	389.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Goraki SA	Maroussi	GR	551.500,00	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Gourles SA	Maroussi	GR	555.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Kafoutsi SA	Maroussi	GR	551.500,00	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Katharas Single Member SA	Maroussi	GR	19.932.048,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Kerasias Single Member SA	Maroussi	GR	26.107.790,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Milias Single Member SA	Maroussi	GR	19.909.374,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Mitikas Single Member SA	Maroussi	GR	22.268.039,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Petalo SA	Maroussi	GR	575.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Platanos Single Member SA	Maroussi	GR	13.342.867,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Skoubi SA	Maroussi	GR	472.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Wind Parks Spilias Single Member SA	Maroussi	GR	28.267.490,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Strouboulas SA	Maroussi	GR	576.500,00	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Vitalio SA	Maroussi	GR	361.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Vourlas SA	Maroussi	GR	554.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Winter's Spawn LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Wkn Basilicata Development PE1 Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Woods Hill Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Stillwater Woods Hill Holdings LLC	100,00%	100,00%
Xaloc Solar SLU	Valencia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
X-bus Italia Srl	Milano	IT	15.000,00	EUR		Equity	Enel X Italia Srl	20,00%	20,00%
Yacylec SA	Buenos Aires	AR	20.000.000,00	ARS		Equity	Enel Américas SA	33,33%	27,42%
Yedesa-Cogeneración SA	Almería	ES	234.394,72	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	40,00%	28,04%
Zacapa HoldCo Sàrl	Lussemburgo	LU	76.180.812,49	EUR		Equity	Zacapa Topco Sàrl	100,00%	20,60%
Zacapa LLC	Wilmington	US	100,00	USD		Equity	Zacapa Topco Sàrl	100,00%	20,60%
Zacapa Sàrl	Lussemburgo	LU	82.866.475,04	USD		Equity	Zacapa HoldCo Sàrl	100,00%	20,60%
Zacapa Topco II Sàrl	Lussemburgo	LU	12.000,00	EUR		Equity	Enel X International Srl	50,00%	50,00%
Zacapa Topco Sàrl	Lussemburgo	LU	30.000.000,00	EUR		Equity	Enel X International Srl	20,60%	20,60%
Zephir 3 Constanta Srl	Bucarest	RO	1.031.260,00	RON		Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Zoo Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%

E-MARKET SDIR CERTIFIED



enel

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

E-MARKET
SDIR
CERTIFIED

