

NOTE DI COMMENTO

Base di preparazione

1. Forma e contenuto del Bilancio consolidato

La società Enel SpA ha sede in Italia, a Roma, in viale Regina Margherita 137 ed è quotata, dal 1999, alla Borsa di Milano.

Nel corso del 2023 non risultano cambiamenti nella denominazione sociale.

Enel è una multinazionale dell'energia e uno dei principali operatori integrati globali nei settori dell'elettricità e del gas, con un particolare focus su Europa e America Latina.

Il Bilancio consolidato del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2023 comprende i bilanci di Enel SpA e delle sue controllate, la quota di partecipazione del Gruppo in società collegate e joint venture, nonché la quota di attività, passività, costi e ricavi delle joint operation ("il Gruppo").

L'elenco delle società controllate, collegate, joint venture e joint operation incluse nel consolidamento è riportato in allegato.

Il presente Bilancio consolidato è stato approvato e ne è stata autorizzata la pubblicazione dal Consiglio di Amministrazione in data 21 marzo 2024.

Il presente Bilancio è assoggettato a revisione legale da parte di KPMG SpA.

Base di presentazione

Il Bilancio consolidato relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2023 è stato predisposto in conformità ai principi 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 principi e interpretazioni di riferimento sopraindicati è di seguito definito "IFRS-EU".

Il presente Bilancio consolidato è stato predisposto in attuazione del comma 3 dell'art. 9 del decreto legislativo n. 38 del 28 febbraio 2005.

Il Bilancio consolidato è costituito dal Conto economico consolidato, dal Prospetto di Conto economico consolidato complessivo, dallo Stato patrimoniale consolidato, dal Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato, dal Rendiconto finanziario consolidato, nonché dalle relative Note di commento.

Nello Stato patrimoniale consolidato la classificazione delle attività e passività è effettuata secondo il criterio "corrente/non corrente" con separata presentazione delle attività classificate come possedute per la vendita e delle passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita. Le attività correnti, che includono le disponibilità liquide e i mezzi equivalenti, sono quelle destinate a essere realizzate, cedute o consumate nel normale ciclo operativo del Gruppo; le passività correnti sono quelle per le quali è prevista l'estinzione nel normale ciclo operativo del Gruppo.

Il Conto economico consolidato presenta una classificazione dei costi in base alla loro natura, con separata presentazione dell'utile (perdita) netto delle continuing operation e di quello delle discontinued operation attribuibile agli azionisti della Capogruppo e ai terzi.

Il Rendiconto finanziario consolidato è preparato utilizzando il metodo indiretto, con separata presentazione del flusso di cassa da attività operativa, da attività di investimento e da attività di finanziamento associato alle discontinued operation.

In particolare, seppur nella classificazione delle voci il Gruppo non si discosti da quanto previsto dallo IAS 7, si precisa quanto segue:

- nei flussi di cassa da attività operativa si riportano, oltre ai flussi di cassa rivenienti dalla gestione caratteristica, gli interessi sui finanziamenti concessi e ottenuti, nonché i dividendi ricevuti dalle società collegate o da joint venture;
- le attività di investimento includono gli investimenti in attività materiali e immateriali e le relative dismissioni, nonché in attività derivanti da contratti con i clienti riferite ad accordi per servizi in concessione. Includono altresì gli effetti delle aggregazioni aziendali in cui il Gruppo acquisisce o perde il controllo di società e altri investimenti minori;
- nei flussi da attività di finanziamento sono invece inclusi i flussi di cassa originati da operazioni di liability management e leasing, i dividendi e gli acconti sui dividendi pagati agli azionisti della Capogruppo e ai terzi, nonché gli effetti di operazioni su interessenze di terzi che non modificano lo status di controllo delle società interessate;
- si esplicita in una voce separata l'effetto cambio sulle disponibilità liquide e mezzi equivalenti e si stornano, quindi, integralmente gli effetti di Conto economico in modo da neutralizzare il loro effetto nel cash flow da attività operativa.

Per maggiori dettagli sui flussi di cassa del Rendiconto finanziario, si rimanda alla nota 46 "Flussi finanziari".

Il Bilancio consolidato è redatto nella prospettiva della continuità aziendale applicando il metodo del costo storico, a eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS-EU sono rilevate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione delle singole voci, e delle attività non correnti e dei gruppi in dismissione classificati come posseduti per la vendita che sono valutati al minore tra il valore contabile e il fair value al netto dei costi di vendita.

2. Principi contabili

2.1 Uso di stime e giudizi del management

I ricavi, i costi, le attività, le passività e la relativa informativa, nonché le attività e passività potenziali richiedono che il management prenda decisioni ed effettui stime e assunzioni che possono avere effetto sui loro valori nella redazione del Bilancio consolidato, in applicazione degli IFRS-EU. Le stime e i giudizi del management si basano sulle esperienze pregresse e su altri fattori considerati ragionevoli nella fattispecie; essi vengono adottati quando il valore contabile delle attività e passività non è facilmente desumibile da altre fonti. I risultati che si consuntiveranno, pertanto, potrebbero differire da tali stime. Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a Conto economico, qualora la revisione interessi solo quell'esercizio; nel caso in cui, invece, la stessa interessi esercizi sia correnti sia futuri, la variazione è rilevata nell'esercizio in cui la revisione viene effettuata e nei relativi periodi futuri.

Al fine di una migliore comprensione del Bilancio, di seguito sono indicate le principali voci di bilancio interessate dall'uso di stime contabili e le fattispecie che risentono di una significativa componente del giudizio del management, evidenziando le principali assunzioni utilizzate nel loro processo di valutazione, nel rispetto dei sopra richiamati IFRS-EU. La criticità insita in tali valutazioni è determinata dal ricorso ad assunzioni e/o a giudizi professionali relativi a tematiche per loro natura incerte.

Le modifiche delle condizioni alla base delle assunzioni e dei giudizi adottati potrebbero determinare un impatto significativo sui risultati successivi.

Le informazioni incluse nel Bilancio consolidato sono selezionate sulla base di un'analisi di materialità effettuata in linea con i requisiti previsti dal Practice Statement 2 "Making Materiality Judgments", emesso dall'International Accounting Standards Board (IASB).

Per quanto riguarda gli effetti delle tematiche legate al cambiamento climatico, il Gruppo ritiene il cambiamento climatico come un elemento implicito nell'applicazione delle metodologie e dei modelli utilizzati per effettuare stime nella valutazione e/o misurazione di alcune voci contabili. Inoltre, il Gruppo ha anche tenuto conto degli impatti del cambiamento climatico nei giudizi significativi fatti dal manage-

ment. 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. "Principi contabili rilevanti".

Il Bilancio consolidato fornisce informativa comparativa del precedente esercizio.

A tale riguardo, le principali voci incluse nel Bilancio consolidato al 31 dicembre 2023 interessate dall'utilizzo di stime e giudizi del management si riferiscono all'impairment delle attività non finanziarie, alle obbligazioni connesse alla transizione energetica, incluse quelle per lo smantellamento e il ripristino dei siti di alcuni impianti di generazione. Per ulteriori dettagli su tali voci, si rinvia alla nota 19 "Immobili, impianti e macchinari", alla nota 24 "Avviamento" e alla nota 40 "Fondi rischi e oneri".

Uso di stime

Ricavi provenienti da contratti con clienti

I ricavi delle vendite di energia elettrica e gas ai clienti finali sono rilevati al momento della fornitura dell'elettricità o del gas e comprendono, oltre a quanto fatturato in base ai consumi di energia periodicamente misurati attraverso letture periodiche (e di competenza dell'esercizio) oppure in base ai volumi comunicati dai distributori e dai trasportatori, una stima dell'energia elettrica e del gas erogati nell'esercizio ma non ancora fatturati, quale differenza tra l'energia elettrica e gas immessi nella rete di distribuzione e quelli fatturati nell'esercizio, calcolata tenendo conto delle eventuali perdite di rete. I ricavi tra la data di ultima lettura e la fine dell'esercizio si basano su stime del consumo giornaliero del cliente, principalmente fondate sul suo profilo storico, rettificato per riflettere le condizioni atmosferiche o altri fattori che possono influire sui consumi oggetto di stima.

Per ulteriori dettagli su tali ricavi, si rimanda alla nota 11.a "Ricavi delle vendite e delle prestazioni".

Impairment delle attività non finanziarie

Attività quali immobili, impianti e macchinari, investimenti immobiliari valutati al costo, attività immateriali, diritti d'uso, avviamento e partecipazioni in società collegate/joint venture subiscono una riduzione di valore quando il loro valore contabile supera il valore recuperabile, rappresentato dal maggiore fra il fair value, al netto dei costi di dismissione, e il valore d'uso.

Le verifiche del valore recuperabile di tali attività vengono svolte secondo i criteri previsti dallo IAS 36 e più dettagliatamente descritti nella nota 24 "Avviamento".

Nel determinare il valore recuperabile, il Gruppo applica generalmente il criterio del valore d'uso, inteso come il valore attuale dei flussi finanziari futuri che si prevede abbiano origine dall'attività oggetto di valutazione, attualizzati utilizzando un tasso di sconto, al lordo delle imposte, che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività.

I flussi finanziari futuri attesi utilizzati per determinare il valore d'uso si basano sul più recente Piano Industriale, approvato dal management, contenente le previsioni di volumi, ricavi, costi operativi e investimenti. Queste previsioni coprono il periodo dei prossimi tre anni; per gli esercizi successivi, si tiene conto:

- delle ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili considerate nel calcolo dei flussi di cassa, nonché della vita media utile residua degli asset o della durata delle concessioni, in base alle specificità dei business;
- di un tasso di crescita a lungo termine pari alla crescita di lungo periodo della domanda elettrica e/o dell'inflazione (in funzione del Paese e del business) e comunque non eccedente il tasso medio di crescita nel lungo termine del mercato di riferimento.

Il valore recuperabile è sensibile alle stime e alle assunzioni utilizzate per la determinazione dell'ammontare dei flussi di cassa e ai tassi di attualizzazione applicati. Tuttavia, possibili variazioni negli assunti di base per tali calcoli potrebbero produrre differenti valori recuperabili. L'analisi di ciascuno dei gruppi di attività non finanziarie è unica e richiede alla direzione aziendale l'uso di stime e ipotesi considerate prudenti e ragionevoli in relazione alle specifiche circostanze.

In linea con il suo modello di business e nel contesto del processo di transizione energetica, il Gruppo ha anche attentamente valutato se le tematiche legate al cambiamento climatico abbiano inciso sulle ipotesi ragionevoli e sostenibili utilizzate per stimare le proiezioni dei flussi finanziari. A tal riguardo, ove necessario, il Gruppo ha tenuto conto anche degli impatti derivanti dal cambiamento climatico nel lungo periodo, in particolare considerando nella stima del valore terminale un tasso di crescita di lungo termine allineato alla variazione della domanda elettrica risultante dai modelli energetici per Paese.

Le informazioni sulle principali assunzioni utilizzate per stimare il valore recuperabile delle attività con riferimento agli impatti relativi al cambiamento climatico nonché quelle relative alle variazioni di tali assunzioni sono fornite nella nota 24 "Avviamento".

Perdite attese su attività finanziarie

Alla fine di ciascuna data di riferimento del bilancio, il Gruppo rileva un fondo per le perdite attese sui crediti commerciali e le altre attività finanziarie valutate al costo ammortizzato, sugli strumenti di debito valutati al fair value rilevato a Conto economico complessivo, sulle attività derivanti da contratti con i clienti e su tutte le altre attività rientranti nell'ambito di

applicazione dell'impairment.

I fondi per perdite attese sulle attività finanziarie si basano su assunzioni riguardanti il rischio di default e la misurazione delle perdite attese. Nel formulare tali assunzioni e selezionare gli input per il calcolo della perdita attesa, il management utilizza il proprio giudizio professionale, basato sulla esperienza pregressa del Gruppo, sulle condizioni di mercato attuali, oltre che su stime prospettiche alla fine di ciascuna data di riferimento del bilancio.

La perdita attesa (Expected Credit Loss, ECL), calcolata utilizzando la probabilità di default (PD), la perdita in caso di default (LGD) e l'esposizione al rischio in caso di default (EAD), è la differenza fra i flussi finanziari dovuti in base al contratto e i flussi finanziari attesi (comprensivi di tutti i mancati incassi) attualizzati usando il tasso di interesse effettivo originario (EIR).

Per maggiori informazioni sull'approccio generale e semplificato utilizzati nel calcolo delle perdite attese, si veda il contenuto della nota 48 "Strumenti finanziari per categoria".

Sulla base dello specifico mercato di riferimento e del quadro normativo applicabile, nonché delle aspettative di recupero oltre i 90 giorni, per i crediti commerciali, le attività derivanti da contratti con i clienti e i crediti per leasing, ai fini del calcolo delle perdite attese, il Gruppo applica principalmente una definizione di default pari a 180 giorni di scaduto, in quanto è considerato quale indicatore maggiormente rappresentativo dell'incremento significativo del rischio di credito. Di conseguenza, le attività finanziarie scadute da oltre 90 giorni non sono generalmente considerate in default, fatta eccezione per alcuni specifici settori commerciali regolamentati.

Per i crediti commerciali e le attività derivanti da contratti con i clienti, il Gruppo applica prevalentemente un approccio collettivo basato sul raggruppamento degli stessi in cluster, tenuto conto dello specifico contesto regolatorio e di business di riferimento. Il Gruppo adotta un approccio analitico solo per i crediti commerciali che il management considera singolarmente significativi e in presenza di specifiche informazioni sull'incremento significativo del rischio di credito.

Sulla base delle specifiche valutazioni del management, la rettifica forward looking potrà essere applicata considerando informazioni qualitative e quantitative al fine di riflettere possibili eventi e scenari macroeconomici futuri, che potrebbero influenzare il rischio del portafoglio o dello strumento finanziario.

I dettagli degli assunti chiave e degli input utilizzati sono commentati nella nota 48 "Strumenti finanziari per categoria".

Valore ammortizzabile di alcuni elementi degli impianti della filiera idroelettrica italiana a seguito della legge n. 134/2012

La disciplina delle grandi derivazioni idroelettriche è stata significativamente rettificata dal decreto legge "Semplificazioni" (decreto legge n. 135 del 2018 convertito in legge 11 febbraio 2019, n. 12). Gli aggiornamenti introdotti dalla norma in questione, laddove fossero applicabili alle concessioni

già in essere, richiederebbero una revisione delle vite utili attribuibili ad alcuni investimenti sugli impianti idroelettrici, per riflettere la possibilità che, al termine della concessione, alcuni impianti possano essere trasferiti a titolo gratuito al nuovo entrante. Tuttavia, nello stimare le vite utili di tali investimenti, la direzione, supportata anche dal parere dei propri legali, ha tenuto in considerazione il prevedibile esito dei ricorsi prontamente attivati dal Gruppo – e non solo – e i relativi profili di incostituzionalità sollevati anche dalle associazioni di categoria. Conseguentemente, ha ritenuto che la norma contenga questioni di incostituzionalità così gravi da essere effettivamente riconosciute nelle opportune sedi. In tale contesto, la direzione ha, quindi, ritenuto corretto non riflettere in alcun modo le modifiche introdotte dalla citata norma e ha dunque proseguito a valutare le vite utili di detti impianti in continuità con gli esercizi precedenti e con il precedente impianto normativo, valutando che questa sia la stima più realistica.

A tal proposito, si segnala che la legge 7 agosto 2012, n. 134 recante “Misure urgenti per la crescita del Paese”, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale in data 11 agosto 2012, ha profondamente innovato la disciplina delle concessioni idroelettriche, prevedendo, tra l’altro, che cinque anni prima dello scadere di una concessione di grande derivazione per uso idroelettrico e nei casi di decadenza, rinuncia e revoca, ove non sussista un prevalente interesse pubblico a un diverso uso delle acque incompatibile con il mantenimento dell’uso a fine idroelettrico, l’amministrazione competente indica una gara, a evidenza pubblica, per l’attribuzione a titolo oneroso della concessione per un periodo di durata da 20 anni fino a un massimo di 30 anni.

Al fine di garantire la continuità gestionale, la legge di cui sopra ha altresì definito le modalità di trasferimento dal concessionario uscente al nuovo concessionario della titolarità del ramo d’azienda necessario per l’esercizio della concessione, comprensivo di tutti i rapporti giuridici afferenti alla concessione stessa, dietro il riconoscimento di un corrispettivo, da determinarsi in contraddittorio tra il concessionario uscente e l’amministrazione concedente, tenuto conto dei seguenti elementi:

- per le opere di raccolta, di regolazione e di condotte forzate e i canali di scarico, considerati gratuitamente devolvibili dal Testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici (art. 25 del regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775), sulla base del costo storico rivalutato, calcolato al netto dei contributi pubblici in conto capitale, anch’essi rivalutati, ricevuti dal concessionario per la realizzazione di tali opere, diminuito nella misura della stima dell’ordinario degrado;
- per i beni materiali diversi dai precedenti, sulla base del valore di mercato, inteso come valore di ricostruzione a nuovo diminuito nella misura dell’ordinario degrado.

Pur riconoscendo che la nuova normativa introduce importanti novità in materia di trasferimento della titolarità del ramo d’azienda relativo all’esercizio delle concessioni idroelettriche, risultano evidenti tutte le difficoltà legate all’ap-

plicazione pratica dei suddetti principi cui rimangono associate delle incertezze che non consentono di effettuare una stima affidabile del valore che potrà essere recuperato al termine delle attuali concessioni (valore residuo).

Pertanto, il management ha ritenuto di non poter procedere a una stima ragionevole e affidabile del valore residuo.

Dato che la norma in oggetto impone comunque al concessionario subentrante di riconoscere un corrispettivo al concessionario uscente, il management ha riconsiderato il periodo di ammortamento dei beni definiti come gratuitamente devolvibili prima della legge n. 134/2012 (fino all’esercizio chiuso al 31 dicembre 2011, stante la loro gratuita devoluzione, il periodo di ammortamento era commisurato al termine più ravvicinato fra quello della concessione o della vita utile del singolo bene), commisurandolo non più alla durata della concessione ma, se più ampia, alla vita utile del singolo bene. Qualora si renderanno disponibili elementi ulteriori per effettuare una stima affidabile del valore residuo, si procederà alla modifica prospettica dei valori contabili delle attività coinvolte.

Determinazione del fair value di strumenti finanziari

Il fair value degli strumenti finanziari è determinato sulla base di prezzi direttamente osservabili sul mercato, ove disponibili, o, per gli strumenti finanziari non quotati, utilizzando specifiche tecniche di valutazione (principalmente basate sul present value) che massimizzano l’utilizzo di input osservabili sul mercato. Nelle rare circostanze ove ciò non fosse possibile, gli input sono stimati dal management tenendo conto delle caratteristiche degli strumenti oggetto di valutazione. Per ulteriori dettagli sugli strumenti finanziari misurati al fair value, si rimanda alla nota 52 “Attività e passività misurate al fair value”.

In conformità con l’IFRS 13, il Gruppo include la misura del rischio di credito, sia della controparte (Credit Valuation Adjustment o CVA) sia proprio (Debit Valuation Adjustment o DVA), al fine di poter effettuare l’aggiustamento del fair value degli strumenti finanziari derivati per la corrispondente misura del rischio controparte, applicando la metodologia riportata alla nota 52 “Attività e passività misurate al fair value”. Variazioni nelle assunzioni effettuate nella stima dei dati di input potrebbero avere effetti sul fair value rilevato per tali strumenti.

Piani pensionistici e altri piani per benefici 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 benefici post-pensionamento.

I calcoli dei costi e delle passività associate a tali piani sono basati su stime effettuate da consulenti attuariali, che utilizzano una combinazione di fattori statistico-attuariali, tra cui dati statistici relativi agli anni passati e previsioni dei costi futuri. Sono inoltre considerati come componenti di stima gli

indici di mortalità e di pensionamento, le ipotesi relative all'evoluzione futura dei tassi di sconto, dei tassi di crescita delle retribuzioni, dei tassi inflazionistici, nonché l'analisi dell'andamento tendenziale dei costi dell'assistenza sanitaria.

Tali stime potranno differire sostanzialmente dai risultati effettivi, per effetto dell'evoluzione delle condizioni economiche e di mercato, di incrementi o riduzioni dei tassi di pensionamento e della durata di vita dei partecipanti, oltre che di variazioni dei costi effettivi dell'assistenza sanitaria.

Tali differenze potranno avere un impatto significativo sulla quantificazione della spesa previdenziale e degli altri oneri a questa collegati.

Per ulteriori dettagli sulle principali ipotesi attuariali adottate si rinvia alla nota 39 "Benefici ai dipendenti".

Fondi rischi e oneri

Per maggiori dettagli riguardo i fondi rischi e oneri, si rinvia alla nota 40 "Fondi rischi e oneri".

La nota 57 "Attività e passività potenziali" fornisce anche informazioni riguardo alle attività e passività potenziali maggiormente significative per il Gruppo a fine esercizio.

Contenziosi

Il Gruppo è parte in diversi procedimenti civili, amministrativi e fiscali, collegati al normale svolgimento delle proprie attività, che potrebbero generare passività di importo significativo, per i quali non è sempre oggettivamente possibile prevedere l'esito finale. La valutazione dei rischi legati ai suddetti procedimenti è basata su elementi complessi che per loro natura implicano il ricorso a giudizio degli Amministratori, anche tenendo conto degli elementi acquisiti da parte di consulenti esterni che assistono il Gruppo, con riferimento alla loro classificazione tra le passività potenziali ovvero tra le passività.

Sono stati costituiti fondi destinati a coprire tutte le passività significative per i casi in cui i legali abbiano constatato la probabilità di un esito sfavorevole e una stima ragionevole dell'importo della spesa.

Obbligazioni connesse agli impianti di generazione, ivi incluse quelle per smantellamento e ripristino siti

L'esercizio dell'attività di generazione può comportare obbligazioni da parte dell'esercente con riferimento a interventi futuri che dovranno essere sostenuti alla conclusione del periodo di funzionamento dell'impianto.

Tali interventi possono afferire alle attività di smantellamento degli impianti e al ripristino in bonis dei siti sui quali essi insistono ovvero a obbligazioni di natura diversa, le quali discendono naturalmente dalla tecnologia di generazione adottata. La natura di tali obbligazioni incide fortemente anche sul trattamento contabile al quale le stesse vengono assoggettate.

Nel caso degli impianti nucleari, dove tali oneri attengono sia ad attività di smantellamento sia allo stoccaggio delle scorie o di altri scarti di materiali radioattivi, la stima dei costi futuri rappresenta un processo critico in considerazione del fatto che si tratta di costi che verranno sostenuti in

un arco temporale molto lungo, stimabile fino a 100 anni. L'obbligazione, basata su ipotesi finanziarie e ingegneristiche, è calcolata attualizzando i futuri flussi di cassa attesi che il Gruppo ritiene di dover pagare a fronte delle diverse obbligazioni assunte.

Il tasso di sconto impiegato per l'attualizzazione della passività è quello cosiddetto "privo di rischio", al lordo delle imposte (pre-tax risk free rate), e si basa sui parametri economici del Paese dove l'impianto è dislocato. Tale passività è quantificata dal management sulla base della tecnologia esistente alla data di valutazione ed è rivista, ogni anno, tenendo conto dello sviluppo nelle tecniche di stoccaggio, smantellamento e ripristino del sito, nonché della continua evoluzione delle leggi esistenti in materia di protezione della salute e della tutela ambientale.

Successivamente il valore dell'obbligazione è adeguato per riflettere il trascorrere del tempo e le eventuali variazioni di stima.

Per maggiori approfondimenti si rinvia alla nota 40 "Fondi per rischi e oneri".

Contratti onerosi

Al fine di identificare un contratto oneroso, il Gruppo stima i costi non discrezionali necessari per l'adempimento delle obbligazioni assunte (incluse le eventuali penali) nell'ambito del contratto e i 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. Tale tasso corrisponde a quello che il locatario dovrebbe pagare per un prestito, con una durata e con garanzie simili, necessario per ottenere un'attività di valore simile all'attività consistente nel diritto di utilizzo in un contesto economico simile. In assenza di input osservabili, il Gruppo stima l'IBR sulla base di assunzioni che riflettono la durata e le condizioni contrattuali del leasing e su altre stime specifiche alla società locataria. L'aspetto che ha richiesto il maggior ricorso al giudizio professionale da parte del Gruppo riguarda la determinazione dell'IBR, per la stima del valore attuale dei pagamenti dovuti per il leasing da corrispondere al locatore.

In tale contesto, l'approccio del Gruppo per la determinazione dell'IBR è basato sulla valutazione delle tre seguenti componenti chiave:

- il tasso privo di rischio, che considera i flussi contrattuali dei pagamenti per il leasing in valuta, il contesto economico al momento della negoziazione del contratto di leasing e la sua durata;
- l'aggiustamento per il credit spread, al fine di calcolare un IBR specifico per il locatario tenendo conto dell'eventuale garanzia della Capogruppo o di altre garanzie sottostanti;

- le rettifiche inerenti al contratto di leasing, per riflettere nel calcolo dell'IBR il fatto che il tasso di attualizzazione è direttamente collegato al tipo di attività sottostante, anziché a un tasso di finanziamento marginale generico. In particolare, il rischio di insolvenza per il locatore è mitigato dal suo diritto a reclamare l'attività sottostante.

Per ulteriori dettagli sulle passività del leasing, si rinvia alla nota 48 "Strumenti finanziari per categoria".

Imposte sul reddito

Recupero di imposte anticipate

Al 31 dicembre 2023 il Bilancio consolidato comprende attività per imposte anticipate, connesse alla rilevazione di perdite fiscali o di crediti d'imposta utilizzabili in esercizi successivi e a componenti di reddito a deducibilità tributaria differita, per un importo il cui futuro recupero è ritenuto dagli Amministratori altamente probabile.

La recuperabilità delle suddette imposte anticipate è subordinata al conseguimento di redditi imponibili futuri sufficientemente capienti per l'assorbimento delle predette perdite fiscali e per l'utilizzo dei benefici delle altre attività per imposte anticipate.

Significativi giudizi del management sono richiesti per valutare la probabilità della recuperabilità delle imposte anticipate, considerando tutte le evidenze possibili, sia negative sia positive, e per determinarne l'ammontare che può essere rilevato in bilancio, in base alla tempistica e all'ammontare dei redditi imponibili futuri, alle future strategie di pianificazione fiscale nonché alle aliquote fiscali vigenti al momento del loro riversamento. Tuttavia, nel momento in cui si dovesse constatare che il Gruppo non sia in grado di recuperare negli esercizi futuri la totalità o una parte delle imposte anticipate rilevate, la conseguente rettifica verrà imputata al Conto economico dell'esercizio in cui si verifica tale circostanza.

La recuperabilità delle attività per imposte anticipate è riesaminata a ogni chiusura di periodo; le attività per imposte anticipate non rilevate in bilancio sono nuovamente valutate a ogni data di riferimento del bilancio al fine di verificare le condizioni per la loro rilevazione.

Per ulteriori dettagli sulle imposte anticipate rilevate o non rilevate, si rinvia alla nota 25 "Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite".

Giudizi del management

Identificazione dei settori operativi

In linea con i requisiti previsti dall'IFRS 8, i settori operativi del Gruppo sono rappresentati dalle Linee di Business, identificate come componenti:

- che svolgono attività di business generatrici di ricavi e di costi (compresi i ricavi e i costi riguardanti operazioni con altre sue componenti);

- i cui risultati operativi sono rivisti periodicamente dal management ai fini dell'adozione di decisioni in merito alle risorse da allocare al settore e della valutazione dei risultati; e
- per le quali sono disponibili informazioni economico-patrimoniali separate.

Identificazione delle Cash Generating Units (CGU)

Ai fini dell'impairment test, quando non è possibile calcolare il valore recuperabile di una singola attività, il Gruppo identifica il più piccolo gruppo di attività che genera flussi finanziari in entrata ampiamente indipendenti. Una CGU rappresenta il più piccolo gruppo di attività che genera flussi finanziari in entrata che sono ampiamente indipendenti da quelli derivanti da altre attività o gruppi di attività.

Il processo di individuazione delle predette CGU implica giudizio da parte del management relativamente alla natura specifica delle attività e del business cui esse appartengono (area territoriale, aree di business, normativa di riferimento ecc.). Tale processo tiene anche conto delle modalità di gestione e monitoraggio delle attività ivi incluse, nonché dell'evidenza che i flussi finanziari in entrata derivanti dal gruppo di attività siano ampiamente indipendenti da quelli derivanti da altre attività (o gruppi di attività).

Le attività incluse in ogni CGU sono individuate anche sulla base delle modalità attraverso le quali il management le gestisce e le monitora. In particolare, il numero e il perimetro delle CGU sono sistematicamente aggiornati per riflettere gli effetti di nuove operazioni di aggregazione e riorganizzazione realizzate dal Gruppo.

Le CGU identificate dal management e alle quali è stato allocato l'avviamento iscritto nel presente Bilancio consolidato sono riportate nella nota 24 "Avviamento".

Determinazione della vita utile di attività non finanziarie

Nel determinare la vita utile di immobili, impianti e macchinari e attività immateriali aventi vita utile definita, il Gruppo considera non solo i benefici economici futuri – contenuti nelle attività – fruiti tramite il loro utilizzo, ma anche molti altri fattori, quali il deterioramento fisico, l'obsolescenza del prodotto o servizio forniti dal bene (per esempio tecnica, tecnologica o commerciale), restrizioni legali o altri vincoli simili (per esempio sicurezza, ambientali ecc.) nell'utilizzo del bene, se la vita utile del bene dipende dalla vita utile di altri beni.

Inoltre, nella stima delle vite utili delle attività interessate, il Gruppo ha tenuto conto del proprio impegno nell'ambito dell'Accordo di Parigi. Per maggiori approfondimenti si rimanda alla nota 19 "Immobili, impianti e macchinari".

Valutazione dell'esistenza dei requisiti del controllo

Secondo le previsioni dell'IFRS 10, il controllo è ottenuto quando il Gruppo è esposto a rendimenti variabili, o detiene diritti su tali rendimenti, derivanti dal rapporto con la società partecipata e ha la capacità di incidere su tali rendimenti, at-

traverso l'esercizio del proprio potere sulla società partecipata. Il potere è definito come la capacità attuale di dirigere le attività rilevanti della società partecipata in virtù di diritti sostanziali esistenti.

L'esistenza del controllo non dipende esclusivamente dal possesso della maggioranza dei diritti di voto, ma, piuttosto, dai diritti sostanziali di ciascun investitore sulla società partecipata. Conseguentemente, è richiesto il giudizio del management per valutare specifiche situazioni che determinino diritti sostanziali che attribuiscono al Gruppo il potere di dirigere le attività rilevanti della società partecipata in modo da influenzarne i rendimenti.

Ai fini dell'assessment sul requisito del controllo, il management analizza tutti i fatti e le circostanze, inclusi eventuali accordi con gli altri investitori, i diritti derivanti da altri accordi contrattuali e i diritti di voto potenziali (call option, warrant, put option assegnate ad azionisti minoritari ecc.). Tali altri fatti e circostanze possono risultare particolarmente rilevanti nell'ambito di tale valutazione soprattutto nei casi in cui il Gruppo detiene meno della maggioranza dei diritti di voto, o diritti similari, della società partecipata.

A seguito dell'analisi circa l'esistenza del requisito del controllo, in applicazione dell'IFRS 10, il Gruppo ha consolidato integralmente talune società pur non detenendone la maggioranza dei diritti di voto, valutando quindi l'esistenza di requisiti che hanno portato al riscontro di situazioni di controllo *de facto*.

Inoltre, anche se detiene più della metà dei diritti di voto di un'altra società, il Gruppo considera tutti i fatti e le circostanze rilevanti nel valutare se controlla la società partecipata.

Il Gruppo riesamina l'esistenza delle condizioni di controllo su una società partecipata quando i fatti e le circostanze indichino che ci sia stata una variazione di uno o più elementi considerati per la verifica dell'esistenza del controllo.

Valutazione dell'esistenza del controllo congiunto e del tipo di accordo a controllo congiunto

Secondo l'IFRS 11, un accordo a controllo congiunto è un accordo nel quale due o più parti detengono il controllo congiunto. Si ha il controllo congiunto unicamente quando per le decisioni relative alle attività rilevanti è richiesto il consenso unanime delle parti che condividono il controllo.

Un accordo a controllo congiunto si può configurare come una joint venture o una joint operation. Una joint venture è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività nette dell'accordo. Per contro, una joint operation è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto hanno diritti sulle attività e obbligazioni per le passività relative all'accordo.

Al fine di determinare l'esistenza del controllo congiunto e il tipo di accordo a controllo congiunto, è richiesto il giudizio del management, che deve valutare i diritti e gli obblighi derivanti dall'accordo. A tal fine il management considera la

struttura e la forma legale dell'accordo, i termini concordati tra le parti nell'accordo contrattuale e, quando rilevanti, altri fatti e circostanze.

A seguito di tale analisi il Gruppo ha considerato come joint operation gli accordi per la partecipazione in Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II.

Il Gruppo riesamina l'esistenza del controllo congiunto quando i fatti e le circostanze indicano che c'è stata una variazione di uno o più elementi considerati per la verifica dell'esistenza del controllo congiunto e del tipo di accordo a controllo congiunto.

Per ulteriori dettagli sulle partecipazioni del Gruppo in joint venture, si rinvia alla nota 26 "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto".

Valutazione dell'esistenza dell'influenza notevole su una società collegata

Le società collegate sono quelle in cui il Gruppo esercita un'influenza notevole, ossia il potere di partecipare alla determinazione delle decisioni circa le politiche finanziarie e gestionali della società partecipata senza esercitare il controllo o il controllo congiunto su queste politiche. In linea generale, si presume che il Gruppo abbia un'influenza notevole quando lo stesso detiene una partecipazione di almeno il 20%.

Al fine di determinare l'esistenza dell'influenza notevole è richiesto il giudizio del management che deve valutare tutti i fatti e le circostanze.

Il Gruppo riesamina l'esistenza dell'influenza notevole quando i fatti e le circostanze indicano che c'è stata una variazione di uno o più elementi considerati per la verifica dell'esistenza di tale influenza notevole.

Per ulteriori dettagli sulle partecipazioni del Gruppo in società collegate, si rinvia alla nota 26 "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto".

Determinazione delle attività non correnti (o gruppi in dismissione) possedute per la vendita e attività operative cessate (discontinued operation)

Un'attività è classificata come "posseduta per la vendita" quando la sua vendita è altamente probabile.

Per valutare se una vendita è altamente probabile, il Gruppo considera se:

- il management è impegnato in un programma per la dismissione dell'attività (o del gruppo in dismissione), e sono state avviate tutte le attività necessarie per individuare un acquirente e completare il programma;
- si prevede che la vendita venga completata entro un anno dalla data di classificazione dell'attività come posseduta per la vendita, soggetto a proroga qualora il ritardo sia causato da eventi o circostanze indipendenti dal controllo del Gruppo e vi siano sufficienti evidenze che lo stesso mantenga il proprio impegno nel programma di vendita;
- le azioni richieste per completare il programma di vendita

dimostrino l'improbabilità che il programma possa essere significativamente modificato o annullato.

Inoltre, un'attività (o gruppo di attività) è presentata dal Gruppo come discontinued operation quando è classificata come posseduta per la vendita, e:

- rappresenta un importante ramo autonomo di attività o area geografica di attività;
- fa parte di un unico programma coordinato di dismissione di un importante ramo autonomo di attività o un'area geografica di attività; o
- è una società controllata acquisita esclusivamente al fine della sua vendita.

Applicazione dell'IFRIC 12 - Accordi per servizi in concessione" alle concessioni

Il Gruppo come concessionario applica l'IFRIC 12 agli accordi per servizi in concessione da "pubblico a privato", in cui un'autorità pubblica (ossia, il concedente) trasferisce a un concessionario il diritto di gestire le infrastrutture utilizzate per fornire servizi pubblici.

In particolare, il management valuta se gli accordi per servizi in concessione da "pubblico a privato" sono nel perimetro di applicazione IFRIC 12 in base a quanto segue:

- il concedente controlla o regola 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.

Sulla base di tali analisi, l'IFRIC 12 è risultato applicabile ad accordi per servizi in concessione da parte di talune società operanti principalmente in Brasile.

Per ulteriori dettagli sugli accordi per servizi in concessione rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12, si rinvia alla nota 20 "Infrastrutture comprese nell'IFRIC 12 - Accordi per servizi in concessione".

Ricavi provenienti da contratti con clienti

Il Gruppo analizza con cura le condizioni e termini contrattuali a livello di giurisdizione locale al fine di determinare se un contratto esiste e se crea diritti e obbligazioni esigibili, così da applicare l'IFRS 15 solo a tali contratti.

Qualora un contratto preveda una molteplicità di beni e servizi promessi, il Gruppo valuta se questi devono essere rilevati separatamente o congiuntamente, considerando sia le caratteristiche individuali dei beni/servizi (ossia, se essi sono distinti oppure se si tratta di una serie di beni o servizi distinti che sono sostanzialmente uguali e che presentano le stesse modalità di trasferimento al cliente nel corso del tempo), sia la natura della promessa nel contesto contrattuale. A tal fine, devono essere inoltre considerati tutti i fatti e le circostanze relativi al contratto specifico nel contesto legale e regolatorio di riferimento. Per valutare quando un'obbligazione di fare è soddisfatta, il Gruppo valuta il momento in cui il controllo dei beni o servizi è trasferito al cliente, considerato

principalmente dal punto di vista del cliente stesso.

Per ogni obbligazione di fare, e in relazione alla tipologia di transazione:

- il ricavo viene rilevato nel corso del tempo sulla base dei progressi verso il completo adempimento dell'obbligazione di fare, se la stessa è adempiuta nel corso del tempo, come nel caso della prestazione dei servizi. La misurazione dei progressi verso l'adempimento di un'obbligazione di fare viene effettuata, in maniera consistente per obbligazioni di fare e circostanze simili, utilizzando un metodo basato sugli "output" oppure sugli "input". In particolare, il metodo del costo sostenuto (cost-to-cost method) è considerato adeguato, tranne nei casi in cui un'analisi specifica del contratto suggerisca l'uso di un metodo più appropriato. Nel caso in cui non sia in grado di valutare ragionevolmente i progressi verso l'adempimento dell'obbligazione di fare, il Gruppo rileva i ricavi solo nella misura dei costi sostenuti che sono considerati recuperabili;
- il ricavo è riconosciuto nel momento in cui il cliente ottiene il controllo dell'attività promessa, considerando, nel complesso, tutti gli indicatori rilevanti, se invece l'obbligazione di fare è adempiuta in un determinato momento, come nel caso della fornitura di beni.

Per determinare se un contratto comprende un corrispettivo variabile (ovvero un corrispettivo che può variare o dipendere dal verificarsi o meno di un evento futuro), il Gruppo fa riferimento a tutti i fatti e circostanze applicabili. Nella stima del corrispettivo variabile, il Gruppo utilizza il metodo che consente di prevedere meglio l'importo del corrispettivo al quale avrà diritto, applicandolo in modo uniforme per tutta la durata del contratto e a contratti simili, anche utilizzando tutte le informazioni a sua disposizione, e aggiornando tale stima fino a che non sia risolta l'incertezza. Il Gruppo include i corrispettivi variabili stimati nel prezzo dell'operazione solo nella misura in cui è altamente probabile che quando successivamente sarà risolta l'incertezza associata al corrispettivo variabile non si verifichi un significativo aggiustamento al ribasso dell'importo dei ricavi cumulati rilevati.

Il Gruppo considera di agire in qualità di "agent" in taluni contratti in cui non ha la responsabilità principale per l'adempimento del contratto e pertanto non controlla i beni e servizi prima del loro trasferimento ai clienti. Per esempio, il Gruppo agisce in qualità di "agent" in taluni contratti relativi a servizi di connessione alla rete dell'energia elettrica/gas e ad altre attività collegate in funzione dell'assetto regolamentare o normativo locale.

Nei contratti che prevedono più di un'obbligazione di fare (per esempio contratti di vendita "bundled"), in generale il Gruppo ripartisce il prezzo dell'operazione fra le diverse obbligazioni di fare in proporzione al prezzo di vendita a sé stante dei beni o servizi distinti inclusi in ciascuna ob-

bligazione di fare. Il Gruppo determina i prezzi di vendita a sé stanti tenendo conto di tutte le informazioni e usando i prezzi osservabili quando sono disponibili sul mercato o, in mancanza di ciò, avvalendosi di un metodo di stima che massimizza l'utilizzo di input osservabili e applicandolo in modo uniforme in circostanze analoghe.

Se il Gruppo valuta che un contratto comprende un'opzione per beni o servizi aggiuntivi (per esempio programmi di fidelizzazione della clientela od opzioni di rinnovo) che riconosce al cliente un diritto significativo, il prezzo dell'operazione è allocato a tale opzione considerando che questa rappresenti un'obbligazione di fare aggiuntiva.

Il Gruppo valuta la recuperabilità dei costi incrementali per l'ottenimento di un contratto sia a livello di singolo contratto sia per gruppo di contratti, se tali costi sono associati a un gruppo di contratti.

Il Gruppo supporta la recuperabilità di tali costi in base alla propria esperienza con altre operazioni simili e valutando fattori diversi, tra cui potenziali rinnovi, modifiche e contratti successivi con lo stesso cliente.

Il Gruppo ammortizza tali costi sulla durata media del rapporto con il cliente. Al fine di determinare tale periodo atteso di ottenimento di benefici derivanti dal contratto, il Gruppo si avvale della sua esperienza pregressa (per esempio il "tasso di abbandono"), di indicazioni previsionali desumibili da contratti simili e di informazioni disponibili sull'andamento del mercato.

Power Purchase Agreement

I Power Purchase Agreement (PPA), che prevedono la consegna fisica dell'energia e che non rispettano i requisiti dell'IFRS 10 per l'esistenza del controllo o del controllo congiunto su una società o su un asset e dell'IFRS 16 per la rilevazione di un leasing, ma che rispettano la definizione di derivato dell'IFRS 9, sono contabilizzati in base alle regole dell'own use exemption quando le relative condizioni sono soddisfatte.

Con riferimento ai Virtual PPA che rispettano la definizione di derivato ai sensi dell'IFRS 9 si rinvia alla nota 51 "Derivati ed hedge accounting".

Classificazione e valutazione delle attività finanziarie

Alla data di rilevazione iniziale, al fine di classificare le attività finanziarie, come attività finanziarie al costo ammortizzato, al fair value rilevato tra le altre componenti di Conto economico complessivo e al fair value rilevato a Conto economico, il management valuta le caratteristiche contrattuali dei flussi di cassa dello strumento unitamente al modello di business adottato per gestire le attività finanziarie al fine di generare flussi di cassa.

Per valutare le caratteristiche dei flussi di cassa contrattuali dello strumento, il management effettua l'"SPPI test" a livello di singolo strumento per determinare se lo stesso generi flussi di cassa che rappresentano solamente pagamento di

capitale e interessi, effettuando specifiche valutazioni sulle clausole contrattuali degli strumenti finanziari così come analisi quantitative qualora necessarie.

Il modello di business determina se i flussi di cassa deriveranno dall'incasso degli stessi in base al contratto, dalla vendita delle attività finanziarie o da entrambi.

Per maggiori dettagli, si rinvia alla nota 48 "Strumenti finanziari per categoria".

Hedge accounting

L'hedge accounting è applicato ai derivati al fine di riflettere in bilancio gli effetti delle strategie di risk management del Gruppo.

A tale scopo, il Gruppo documenta all'inception della transazione la relazione tra lo strumento di copertura e l'elemento coperto, così come gli obiettivi e la strategia di risk management. Inoltre, il Gruppo valuta, sia all'inception della relazione sia su base sistematica, se gli strumenti di copertura sono altamente efficaci nel compensare le variazioni nel fair value o nei flussi di cassa degli elementi coperti.

Sulla base del giudizio del management, la valutazione dell'efficacia basata sull'esistenza di una relazione economica tra gli strumenti di copertura e gli elementi coperti, la dominanza del rischio di credito nelle variazioni di valore e l'*hedge ratio*, così come la misurazione dell'inefficacia, sono valutate mediante un assessment qualitativo o un calcolo quantitativo, a seconda degli specifici fatti e circostanze e delle caratteristiche degli strumenti di copertura e degli elementi coperti.

In relazione alle coperture dei flussi di cassa di transazioni future, il management valuta e documenta che le stesse sono altamente probabili e presentano una esposizione alle variazioni dei flussi di cassa che impatta il Conto economico.

Per maggiori dettagli circa le assunzioni chiave sulla valutazione dell'efficacia e la misurazione dell'inefficacia, si rinvia alla nota 51.1 "Derivati designati come strumenti di copertura".

Leasing

Considerata la complessità richiesta per la valutazione dei contratti di leasing, unita alla loro durata a lungo termine, l'applicazione dell'IFRS 16 impone un significativo ricorso al giudizio professionale. In particolare, ciò è stato necessario per:

- applicare la definizione di leasing a fattispecie tipiche dei settori in cui opera il Gruppo;
- identificare la componente di servizio nell'ambito dei contratti di leasing;
- valutare eventuali opzioni di rinnovo e di risoluzione previste nei contratti al fine di determinare la durata dei contratti, esaminando congiuntamente la probabilità di esercizio di tali opzioni e qualsiasi significativa miglioria sulle attività sottostanti;
- identificare eventuali pagamenti variabili che dipendono da indici o tassi per determinare se le variazioni di questi

ultimi possano avere un impatto sui futuri pagamenti per il leasing nonché sull'ammontare dell'attività consistente nel diritto di utilizzo;

- stimare il tasso di attualizzazione per calcolare il valore attuale dei pagamenti dovuti per il leasing; per ulteriori dettagli sulle ipotesi usate per la stima di questo tasso si rinvia al sottoparagrafo "Uso di stime".

Per maggiori dettagli riguardo i contratti di leasing, si rinvia alla nota 21 "Leasing".

Incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito

Il Gruppo determina se prendere in considerazione ciascun trattamento fiscale incerto separatamente o congiuntamente a uno o più trattamenti fiscali incerti, nonché se riportare l'effetto dell'incertezza usando il metodo dell'importo più probabile o il metodo del valore atteso, scegliendo quello che, secondo le sue proiezioni, meglio prevede la soluzione dell'incertezza, tenuto conto delle normative fiscali locali.

Il Gruppo effettua un significativo ricorso al giudizio professionale nell'identificare le incertezze sui trattamenti ai fini delle imposte sul reddito e riesamina i giudizi e le stime effettuate in presenza di un cambiamento dei fatti e delle circostanze che potrebbe modificare la conclusione sull'accettabilità di un determinato trattamento fiscale oppure sulla stima degli effetti dell'incertezza, o entrambi.

Per ulteriori dettagli circa le imposte sul reddito, si rinvia alla nota 17 "Imposte".

2.2 Principi contabili rilevanti

Parti correlate

Ai sensi dello IAS 24, per parti correlate si intendono principalmente quelle che condividono con Enel SpA il medesimo soggetto controllante, le società che direttamente o indirettamente sono controllate da Enel SpA, le società collegate o joint venture (comprese le loro controllate) di Enel SpA, o le società collegate o joint venture (comprese le loro controllate) di qualsiasi società del Gruppo. Nella definizione di parti correlate rientrano, inoltre, quelle entità che gestiscono piani di benefici post-pensionistici per i dipendenti di Enel SpA o di sue società correlate (nello specifico, i fondi pensione FOPEN e FONDENEL), nonché i Sindaci e i loro stretti familiari, i dirigenti con responsabilità strategiche e i loro stretti familiari, di Enel SpA e di società da questa controllate. I dirigenti con responsabilità strategiche sono coloro che hanno il potere e la responsabilità, diretta o indiretta, della pianificazione, della direzione, del controllo delle attività della Società e comprendono i relativi Amministratori (esecutivi o meno).

Società controllate

Ai sensi dell'IFRS 10, le società controllate sono le società su cui il Gruppo detiene il controllo. Per maggiori dettagli circa la definizione di controllo, si rinvia al paragrafo "Valutazione dell'esistenza dei requisiti del controllo" all'interno della nota

2.1 "Uso di stime e giudizi del management"

I bilanci delle società controllate utilizzati ai fini della predisposizione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2023 sono elaborati in accordo con i principi contabili adottati dal Gruppo.

Se una società controllata utilizza principi contabili diversi da quelli adottati nella predisposizione del Bilancio consolidato per operazioni e fatti simili in circostanze simili, vengono effettuate opportune rettifiche per garantire la conformità ai principi contabili di Gruppo.

I valori delle società controllate sono consolidati integralmente linea per linea nei conti consolidati a partire dalla data in cui il Gruppo ne acquisisce il controllo e sino alla data in cui tale controllo cessa di esistere.

Il risultato dell'esercizio e le altre componenti di Conto economico complessivo sono attribuiti agli azionisti della Capogruppo e ai terzi anche se i risultati attribuiti a questi ultimi presentano una perdita.

Le attività, le passività, gli elementi del patrimonio netto, gli utili, le perdite e i flussi di cassa relativi a transazioni infra-gruppo sono completamente eliminati.

Le variazioni nella quota di possesso in partecipazioni in società controllate che non implicano la perdita del controllo sono rilevate come operazioni sul capitale rettificando la quota attribuibile agli azionisti della Capogruppo e quella ai terzi per riflettere le variazioni nelle loro relative quote di possesso. L'eventuale differenza tra l'ammontare al quale vengono rettificate le partecipazioni di minoranza e il fair value del corrispettivo pagato o ricevuto viene rilevata direttamente nel patrimonio netto consolidato.

Quando il Gruppo perde il controllo su una società controllata, l'eventuale partecipazione residua nella società precedentemente controllata viene rimisurata al fair value alla data in cui si perde il controllo, rilevando l'eventuale utile o perdita derivante dalla perdita del controllo a Conto economico. Inoltre, la quota delle OCI riferita alla controllata di cui si perde il controllo è trattata contabilmente come se il Gruppo avesse direttamente dismesso le relative attività o passività.

Partecipazioni in società collegate e joint arrangement

Nel Bilancio consolidato le partecipazioni in società collegate e joint arrangement sono valutate secondo i requisiti previsti dallo IAS 28 (Partecipazioni in società collegate e joint venture) e dall'IFRS 11 (Joint arrangement).

A tal riguardo, le società collegate sono quelle in cui il Gruppo esercita un'influenza notevole, mentre una joint venture è un accordo nel quale il Gruppo detiene il controllo congiunto e vanta diritti sulle attività nette dell'accordo.

Le partecipazioni in società collegate e in joint venture sono contabilizzate con il metodo del patrimonio netto (equity method), secondo il quale tali partecipazioni sono rilevate inizialmente al costo allocando al valore contabile delle stesse l'eventuale avviamento emergente dalla differenza

tra il costo della partecipazione e la quota di interessenza del Gruppo nel fair value netto delle attività e delle passività identificabili della società partecipata, alla data di acquisizione.

Successivamente alla data di acquisizione, il valore contabile della partecipazione è rettificato per rilevare la quota di pertinenza del Gruppo dell'utile (perdita) della società collegata o joint venture con effetto sul Conto economico del Gruppo. Rettifiche del valore contabile possono essere necessarie anche a seguito di variazioni della quota di pertinenza del Gruppo nella società collegata o joint venture, derivanti da variazioni nelle voci del prospetto delle altre componenti di Conto economico complessivo della partecipata. La quota di pertinenza del Gruppo di tali variazioni è rilevata tra le altre componenti di Conto economico complessivo del Gruppo. I dividendi ricevuti da partecipazioni in società collegate e joint venture sono contabilizzati a rettifica del valore contabile della partecipazione.

Gli utili e le perdite derivanti da transazioni tra il Gruppo e una società collegata o joint venture sono rilevati nel Bilancio consolidato soltanto limitatamente alla quota di interessenza di terzi nella collegata o nella joint venture.

I bilanci delle società collegate e delle joint venture sono preparati per lo stesso periodo contabile del Gruppo.

Successivamente all'applicazione del metodo del patrimonio netto, il Gruppo valuta se è necessario rilevare un impairment relativo alla partecipazione nella società collegata o joint venture. Se vi è una evidenza obiettiva di riduzione di valore, l'intero valore contabile della partecipazione è sottoposto a impairment test in conformità allo IAS 36 come un'unica attività. Per maggiori dettagli circa l'impairment, si rinvia al paragrafo "Impairment delle attività non finanziarie" all'interno della nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management".

Quando un'interessenza partecipativa cessa di essere una società collegata o una joint venture, il Gruppo rileva l'eventuale partecipazione residua nella società al fair value (con contropartita il Conto economico); tutti gli importi precedentemente rilevati nelle OCI relativi a tali investimenti sono contabilizzati come se le partecipate avessero direttamente dismesso le relative attività o passività.

In caso di riduzione di una quota di partecipazione in una società collegata o joint venture che non implica la perdita di influenza notevole o del controllo congiunto, il Gruppo continua ad applicare il metodo del patrimonio netto e la quota degli utili e delle perdite precedentemente rilevati nell'ambito delle OCI, relativa a tale riduzione, è contabilizzata come se il Gruppo avesse direttamente dismesso le relative attività o passività.

Una joint operation è un accordo a controllo congiunto nel quale il Gruppo, che detiene il controllo congiunto, ha diritti sulle attività e obbligazioni per le passività relative all'accordo. Per ogni joint operation il Gruppo rileva attività, passività, costi e ricavi sulla base dei termini dell'accordo e non in base

all'interessenza partecipativa detenuta.

Nel caso in cui vi sia un incremento dell'interessenza in un'attività a controllo congiunto, che soddisfa la definizione di business:

- se il Gruppo acquisisce il controllo, e aveva diritti sulle attività e obbligazioni per le passività relative all'attività a controllo congiunto immediatamente prima della data di acquisizione, allora l'operazione rappresenta un'aggregazione aziendale realizzata in più fasi per cui effettua il ricalcolo dell'interessenza che deteneva in precedenza nell'attività a controllo congiunto al rispettivo fair value a ciascuna data di acquisizione;
- se il Gruppo ottiene il controllo congiunto (ossia, aveva già una interessenza in un'attività a controllo congiunto senza detenerne il controllo congiunto), l'interessenza precedentemente detenuta nell'attività a controllo congiunto non deve essere rimisurata.

Per ulteriori dettagli sulle partecipazioni del Gruppo in società collegate e joint venture, si rinvia alla nota 26 "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto".

Conversione delle poste in valuta

Ai sensi dello IAS 21 (Effetti delle variazioni dei cambi delle valute estere), le transazioni in valute diverse dalla valuta funzionale sono contabilizzate, al momento della rilevazione iniziale, al tasso di cambio a pronti in essere alla data dell'operazione.

Successivamente, le attività e le passività monetarie denominate in valuta diversa dalla valuta funzionale sono convertite usando il tasso di cambio a pronti alla data di riferimento del bilancio.

Le attività e le passività non monetarie denominate in valuta estera, iscritte al costo storico, sono convertite usando il tasso di cambio in essere alla data di rilevazione iniziale della transazione. Le attività e le passività non monetarie denominate in valuta, iscritte al fair value, sono convertite utilizzando il tasso di cambio alla data di determinazione del fair value.

Le differenze di cambio eventualmente emergenti sono rilevate a Conto economico.

Nel determinare il tasso di cambio a pronti da utilizzare per la rilevazione iniziale dell'attività, del costo o del ricavo (o parte di essi) connessi all'eliminazione contabile di un'attività o passività non monetaria derivante dal pagamento o dal ricevimento di un anticipo in valuta estera, la data dell'operazione è quella in cui il Gruppo rileva inizialmente l'attività o la passività non monetaria relativa all'anticipo.

Conversione dei bilanci in valuta

Nel Bilancio consolidato i proventi, i costi, le attività e le passività sono espressi in euro, che rappresenta la valuta di presentazione della Capogruppo.

Ai sensi dello IAS 21 e ai fini della predisposizione del Bilancio consolidato, i bilanci delle società consolidate con valuta funzionale diversa da quella di presentazione del Bilancio consolidato, sono convertiti in euro applicando alle attività e

passività, inclusi l'avviamento e le rettifiche effettuate in sede di consolidamento, il tasso di cambio in essere alla data di chiusura dell'esercizio e alle voci di Conto economico il cambio medio dell'esercizio a condizione che approssimi i tassi di cambio in essere alla data delle rispettive operazioni.

Le relative differenze cambio sono rilevate direttamente a patrimonio netto e sono esposte separatamente in un'apposita riserva dello stesso; tale riserva è riversata proporzionalmente a Conto economico al momento della cessione (parziale o totale) della partecipazione.

Quando la valuta funzionale di una società consolidata è la valuta di un'economia iperinflazionata, il Gruppo risponde il Bilancio secondo quanto previsto dallo IAS 29 (Rendicontazione contabile in economie iperinflazionate), prima di applicare lo specifico metodo di conversione esposto di seguito. Al fine di considerare l'impatto dell'iperinflazione sul tasso di cambio della moneta locale, la situazione patrimoniale-finanziaria e il risultato economico (ossia attività, passività, voci di patrimonio netto, ricavi e costi) di una società del Gruppo la cui valuta funzionale è la valuta di un'economia iperinflazionata sono convertiti nella moneta di presentazione del Gruppo (euro) utilizzando il tasso di cambio in essere alla data di chiusura dell'esercizio, eccetto per gli importi comparativi presentati nel Bilancio dell'anno precedente che non sono rettificati per variazioni successive nel livello di prezzo o variazioni successive nei tassi di cambio.

Avviamento

L'avviamento rappresenta i futuri benefici economici risultanti da altre attività acquisite in una aggregazione aziendale non individuate singolarmente e rilevate separatamente, ed è riconosciuto nel Bilancio consolidato alla data di acquisizione del controllo del business.

A tal fine, Il Gruppo rileva le aggregazioni aziendali utilizzando:

- il "purchase method", per tutte le aggregazioni aziendali antecedenti al 1° gennaio 2010 e concluse entro il predetto esercizio, in base a quanto previsto dall'IFRS 3 (2004), ove il costo di acquisto è pari al fair value alla data di scambio delle attività cedute, e delle passività sostenute o assunte, più i costi direttamente attribuibili all'acquisizione. Tale costo è stato allocato rilevando le attività, le passività e le passività potenziali identificabili dell'acquisita ai relativi fair value. L'eventuale eccedenza positiva del costo di acquisto rispetto al fair value della quota delle attività nette acquisite di pertinenza del Gruppo è stata contabilizzata come avviamento. Il valore dell'interessenza di terzi è stato determinato in proporzione alla quota di partecipazione detenuta dai terzi nelle attività nette. Nelle aggregazioni aziendali realizzate in più fasi, al momento dell'acquisizione del controllo, le rettifiche ai fair value relative agli attivi netti precedentemente acquisiti sono state riflesse a patrimonio netto; l'ammontare dell'avviamento è stato determinato separatamente per ogni singola transazione

sulla base del fair value delle attività nette acquisite alla data di ogni singola transazione;

- l'"acquisition method", per tutte le aggregazioni aziendali successive al 1° gennaio 2010 in base a quanto previsto dall'IFRS 3 (2008), nel prosieguo IFRS 3 Revised, ove il costo di acquisto (ovvero corrispettivo trasferito) è pari al fair value, alla data di acquisizione, delle attività acquisite, delle passività sostenute o assunte, nonché degli eventuali strumenti di capitale emessi dall'acquirente. Il costo di acquisto include il fair value delle eventuali attività e passività per corrispettivi potenziali. Il corrispettivo trasferito è allocato rilevando le attività, le passività e le passività potenziali identificabili dell'acquisita ai relativi fair value alla data di acquisizione. A tal riguardo l'avviamento è definito come l'eventuale eccedenza tra la sommatoria del corrispettivo trasferito, valutato al fair value alla data di acquisizione, l'importo di qualsiasi partecipazione di minoranza e qualsiasi interessenza nell'acquisita precedentemente detenuta dal Gruppo (in una aggregazione aziendale realizzata in più fasi), rispetto al valore netto degli importi delle attività identificabili acquisite e delle passività sostenute o assunte, valutate al fair value. Il valore contabile delle interessenze di terzi è determinato in proporzione alle quote di partecipazione detenute dai terzi nelle attività nette identificabili dell'acquisita, ovvero al loro fair value alla data di acquisizione.

L'IFRS 3 Revised richiede, tra l'altro, quanto segue:

- i costi direttamente attribuibili all'acquisizione sono rilevati a Conto economico;
- qualora l'aggregazione aziendale fosse realizzata in più fasi, al momento dell'acquisizione del controllo, le quote partecipative detenute precedentemente nella società acquisita, sono rimisurate al fair value e l'eventuale differenza (positiva o negativa) è rilevata a Conto economico;
- l'eventuale corrispettivo potenziale è rilevato al fair value alla data di acquisizione. Le variazioni successive del fair value del corrispettivo potenziale, classificato come un'attività o una passività, ossia come uno strumento finanziario ai sensi dell'IFRS 9, sono rilevate a Conto economico, altrimenti è valutato in base allo specifico IFRS/IAS di riferimento. Il corrispettivo potenziale che è classificato come strumento di capitale non è rimisurato, e, conseguentemente il suo regolamento è contabilizzato nell'ambito del patrimonio netto;
- nel caso in cui i fair value delle attività, delle passività e delle passività potenziali possano determinarsi solo provvisoriamente, l'aggregazione aziendale è rilevata utilizzando tali valori provvisori. Le eventuali rettifiche, derivanti dal completamento del processo di valutazione, sono rilevate entro 12 mesi a partire dalla data di acquisizione, rideterminando i dati comparativi.

L'avviamento emergente dall'acquisizione di società controllate è rilevato separatamente e, dopo l'iscrizione ini-

ziale, non è assoggettato ad ammortamento ma verificato, almeno annualmente, ai fini dell'impairment. Si precisa che ai fini dell'impairment test l'avviamento è allocato, dalla data di acquisizione, a ciascuna CGU o gruppo di CGU che si prevede beneficerà delle sinergie dell'aggregazione.

Maggiori informazioni sull'impairment test sono riportate nel paragrafo "Impairment delle attività non finanziarie" all'interno della nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management".

L'avviamento relativo a partecipazioni in società collegate e in joint venture è incluso nel valore contabile di tali attività.

Misurazione del fair value

Per tutte le valutazioni al fair value e per la relativa informativa integrativa, così come richiesto o consentito dai principi contabili internazionali, il Gruppo applica l'IFRS 13. Il fair value rappresenta il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività nell'ambito di una transazione ordinaria posta in essere tra operatori di mercato, alla data di valutazione (c.d. "exit price").

La valutazione al fair value presuppone che l'operazione di vendita dell'attività o di trasferimento della passività abbia luogo nel mercato principale, ossia nel mercato in cui ha luogo il maggior volume e livello di transazioni per l'attività o la passività. In assenza di un mercato principale, si ipotizza che la transazione abbia luogo nel mercato più vantaggioso al quale il Gruppo ha accesso, vale a dire il mercato suscettibile di massimizzare i risultati della transazione di vendita dell'attività o di minimizzare l'ammontare da pagare per trasferire la passività.

Il fair value di un'attività o di una passività è determinato utilizzando le assunzioni che gli operatori di mercato prenderebbero in considerazione per definire il prezzo dell'attività o della passività, assumendo che gli stessi agiscano secondo il loro migliore interesse economico. Gli operatori di mercato sono acquirenti e venditori indipendenti, informati, in grado di concludere una transazione per l'attività o la passività e interessati, ma non obbligati o diversamente indotti a perfezionare la transazione.

Nella misurazione del fair value, il Gruppo considera le caratteristiche delle specifiche attività o passività, in particolare:

- per le attività non finanziarie considera la capacità di un operatore di mercato di generare 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.

Nella misurazione del fair value delle attività e delle passivi-

tà, il Gruppo utilizza tecniche di valutazione adeguate alle circostanze e per le quali sono disponibili dati sufficienti per valutare il fair value stesso, massimizzando l'utilizzo di input osservabili e riducendo al minimo l'utilizzo di input non osservabili.

Immobili, impianti e macchinari

Ai sensi dello IAS 16 gli immobili, impianti e macchinari sono iscritti al costo, al netto del fondo ammortamento e di qualsiasi perdita per riduzione di valore accumulata. Tale costo è comprensivo dei costi accessori direttamente attribuibili per portare il bene nel luogo e nelle condizioni necessarie alla sua messa in funzione e per l'uso per cui è stato acquistato.

Il costo è inoltre incrementato, in presenza di obbligazioni legali o implicite, del valore attuale del costo stimato per lo smantellamento del bene e/o ripristino del sito su cui insiste. La corrispondente passività è rilevata in un fondo del passivo nell'ambito dei fondi per rischi e oneri. Maggiori informazioni sulle revisioni di stima di questi costi, del trascorrere del tempo e del tasso di attualizzazione sono indicate nella nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management". Gli immobili, impianti e macchinari trasferiti dai clienti a fronte della prestazione di servizi di connessione alla rete elettrica e/o della fornitura di altri servizi correlati sono rilevati al fair value alla data in cui il controllo è ottenuto.

Gli oneri finanziari direttamente attribuibili all'acquisto, costruzione o produzione di beni che richiedono un rilevante periodo prima di essere pronti per l'uso o la vendita (c.d. "qualifying asset"), sono capitalizzati come parte del costo dei beni stessi. Gli oneri finanziari connessi all'acquisto/costruzione di beni che non presentano tali caratteristiche vengono rilevati a Conto economico nell'esercizio di competenza.

Alcuni beni, oggetto di rivalutazione alla data di transizione agli IFRS o in periodi precedenti, sono stati rilevati sulla base del loro fair value, considerato come valore sostitutivo del costo (deemed cost) alla data di rivalutazione.

Qualora parti significative di singoli immobili, impianti e macchinari abbiano differenti vite utili, le componenti identificate sono rilevate e ammortizzate separatamente. I costi sostenuti successivamente all'acquisto sono rilevati a incremento del valore contabile dell'elemento cui si riferiscono, qualora sia probabile che i futuri benefici associati al costo sostenuto per sostituire una parte del bene affluiscono al Gruppo e il costo dell'elemento possa essere determinato attendibilmente. Tutti gli altri costi sono rilevati nel Conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti. I costi di sostituzione sono rilevati come incremento del valore contabile del bene cui fanno riferimento e sono ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore netto contabile dell'unità sostituita è eliminato contabilmente con imputazione a Conto economico.

Gli immobili, impianti e macchinari, al netto del valore residuo, sono ammortizzati a quote costanti in base alla vita

utile stimata del bene che è riesaminata con periodicità annuale; eventuali cambiamenti dei criteri di ammortamento sono applicati prospetticamente. L'ammortamento ha inizio quando il bene è disponibile all'uso. Per maggiori dettagli circa la stima della vita utile, si rimanda alla nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management".

Fabbricati civili	10-60 anni
Fabbricati e opere civili inclusi in impianti	10-100 anni
Centrali idroelettriche:	
- condotte forzate	10-65 anni
- macchinario meccanico ed elettrico	10-65 anni
- altre opere idrauliche fisse	10-100 anni
Centrali termoelettriche:	
- caldaie e componenti ausiliari	20-40 anni
- componenti turbogas	10-40 anni
- macchinario meccanico ed elettrico	5-40 anni
- altre opere idrauliche fisse	60 anni
Centrali nucleari	50 anni
Centrali geotermoelettriche:	
- torri refrigeranti	20 anni
- turbine e generatori	10-50 anni
- parti turbina a contatto con il fluido	10 anni
- macchinario meccanico ed elettrico	20-40 anni
Impianti di produzione da fonte eolica:	
- torri	20-30 anni
- turbine e generatori	20-30 anni
- macchinario meccanico ed elettrico	15-30 anni
Impianti di produzione da fonte solare:	
- macchinario meccanico ed elettrico	15-30 anni
Impianti di illuminazione pubblica e artistica:	
- impianti di illuminazione pubblica	10-20 anni
- impianti di illuminazione artistica	20 anni
Linee di trasporto	10-60 anni
Stazioni di trasformazione	20-55 anni
Impianti di distribuzione:	
- linee di alta tensione	10-60 anni
- cabine primarie	10-50 anni
- reti di media e bassa tensione	10-50 anni
Contatori:	
- contatori elettromeccanici	5-40 anni
- gruppi di misura bilancio energia	10 anni
- contatori elettronici	15 anni
Colonnine di ricarica	7-15 anni

La vita utile delle migliorie su beni di terzi è determinata sulla base della durata del contratto di locazione o, se inferiore, della durata dei benefici derivanti dalla miglioria stessa.

I terreni non sono ammortizzati in quanto elementi a vita utile illimitata.

I beni rilevati nell'ambito degli immobili, impianti e macchinari sono eliminati contabilmente al momento della loro dismissione (ossia, alla data in cui il destinatario ottiene il

controllo) oppure quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione. L'eventuale utile o perdita, rilevato a Conto economico, è calcolato come differenza tra i corrispettivi netti della dismissione, determinati secondo le previsioni dell'IFRS 15 in merito al prezzo dell'operazione, e il valore netto contabile dei beni eliminati.

Beni gratuitamente devolvibili

Gli impianti del Gruppo includono beni gratuitamente devolvibili asserviti alle concessioni prevalentemente riferibili alle grandi derivazioni di acque e alle aree demaniali destinate all'esercizio degli impianti di produzione termoelettrica.

Nel contesto regolatorio italiano vigente fino al 2011, alle date di scadenza delle concessioni, salvo loro rinnovo, tutte le opere di raccolta e di regolazione, le condotte forzate, i canali di scarico e gli impianti che insistono su aree demaniali, avrebbero dovuto essere devoluti gratuitamente allo Stato, in condizione di regolare funzionamento. Conseguentemente, gli ammortamenti dei beni gratuitamente devolvibili risultavano commisurati sulla base della minore tra la durata della concessione e la vita utile del bene. A seguito delle modifiche normative introdotte con la legge n. 134 del 7 agosto 2012, i beni precedentemente qualificati come "gratuitamente devolvibili" asserviti alle concessioni di derivazione d'acqua a uso idroelettrico sono ora considerati alla stregua delle altre categorie di "Immobili, impianti e macchinari", e pertanto, ammortizzati lungo la vita utile (laddove questa ecceda la scadenza della concessione), come già illustrato in sede di commento del precedente punto "Valore ammortizzabile di alcuni elementi degli impianti della filiera idroelettrica italiana a seguito della legge n. 134/2012", cui si rimanda per maggiori dettagli.

In accordo con le leggi n. 29/1985 e n. 46/1999, anche le centrali idroelettriche in territorio spagnolo operano in regime di concessione amministrativa, al termine della quale gli impianti verranno riconsegnati allo Stato in condizione di regolare funzionamento. La scadenza di tali concessioni si estende fino al 2078.

Talune società operanti nella generazione in America Latina sono titolari di concessioni amministrative le cui condizioni risultano analoghe a quelle applicabili in base al regime concessorio spagnolo. La scadenza di tali concessioni si estende in Argentina fino al 2087, in Brasile fino al 2047, in Costa Rica fino al 2031, e in Panama e in Guatemala fino al 2062.

Accordi per servizi in concessione

Il Gruppo agendo in qualità di concessionario (ovvero "operator") nell'ambito di accordi per servizi in concessione "public-to-private" realizza o migliora l'infrastruttura utilizzata per la fornitura del servizio di carattere pubblico e/o gestisce e mantiene l'infrastruttura per il periodo della

concessione, secondo i termini contrattuali.

In tali circostanze, il Gruppo, non contabilizza le infrastrutture in concessione rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12 tra gli "Immobili, impianti e macchinari" e rileva e misura i ricavi per i servizi che esegue in conformità con l'IFRS 15. In particolare, secondo le caratteristiche dell'accordo per servizi in concessione, quando il Gruppo fornisce servizi per la realizzazione o il miglioramento, rileva:

- attività finanziarie, se il Gruppo ha un diritto contrattuale incondizionato a ricevere disponibilità liquide o un'altra attività finanziaria dal concedente (o da terzi, in base alle direttive del concedente) e quest'ultimo non ha la possibilità di evitarne il pagamento; e/o
- attività immateriali, se il Gruppo ottiene il diritto (licenza) di far pagare gli utenti del servizio pubblico, e pertanto non vanta un diritto incondizionato a ricevere disponibilità liquide in quanto gli importi dipendono dalla misura in cui gli utenti utilizzano il servizio.

Se il Gruppo, in qualità di concessionario, vanta un diritto contrattuale a ricevere un'attività immateriale, gli oneri finanziari riconducibili all'accordo sono capitalizzabili secondo le modalità descritte nella nota 19 "Immobili, impianti e macchinari".

Tuttavia, per i servizi relativi alla realizzazione/miglioramento, entrambe le tipologie di corrispettivo sono classificate come attività derivanti da contratti con i clienti durante il periodo di realizzazione/miglioramento.

Per maggiori dettagli circa tali corrispettivi, si rimanda alla nota 11.a "Ricavi delle vendite e delle prestazioni".

Di converso, nelle circostanze in cui gli accordi per servizi in concessione prevedano che le infrastrutture asservite all'esercizio delle concessioni stesse non rispettino i requisiti previsti dall'IFRIC 12 e, in particolare, siano di proprietà e nella disponibilità del concessionario o abbiano una scadenza indeterminata, il valore contabile degli attivi attribuibile a tali concessioni è iscritto nella voce "Immobili, impianti e macchinari" e contabilizzato secondo le previsioni dello IAS 16.

Le informazioni sulle principali caratteristiche degli accordi per servizi in concessione del Gruppo sono fornite nella nota 20 "Infrastrutture comprese nell'IFRIC 12 - Accordi per servizi in concessione".

Leasing

Alla data di inizio del leasing, il Gruppo determina se il contratto è, o contiene, un leasing applicando la definizione prevista dall'IFRS 16, soddisfatta quando il contratto trasferisce il diritto di controllare l'utilizzo di un'attività sottostante per un periodo di tempo in cambio di un corrispettivo.

Quando il Gruppo opera in qualità di locatario, rileva un'attività consistente nel diritto di utilizzo dell'attività sottostante e una passività del leasing alla data di decorrenza del contratto (ossia, la data in cui l'attività sottostante è

disponibile per l'uso).

L'attività consistente nel diritto di utilizzo è valutata inizialmente al costo, che comprende l'importo iniziale della passività del leasing rettificato per tutti i pagamenti dovuti corrisposti alla data di decorrenza o precedentemente, al netto degli incentivi ricevuti, più gli eventuali costi diretti iniziali sostenuti e una stima dei costi per lo smantellamento e la rimozione dell'attività sottostante e per il ripristino dell'attività sottostante o del sito in cui è ubicata.

Le attività consistenti nel diritto di utilizzo sono successivamente ammortizzate a quote costanti sul periodo più breve fra la durata del leasing e la vita utile stimata delle attività consistenti nel diritto di utilizzo.

	Vita residua media (anni)
Fabbricati	8
Diritti di superficie relativi a impianti	32
Veicoli e altri mezzi di trasporto	4

Se il leasing trasferisce la proprietà dell'attività sottostante al Gruppo, al termine della durata del contratto, o se il costo dell'attività consistente nel diritto di utilizzo riflette il fatto che il Gruppo eserciterà una opzione di acquisto, l'ammortamento è calcolato sulla base della vita utile stimata dell'attività sottostante.

Inoltre, le attività consistenti nel diritto di utilizzo sono sottoposte a impairment test e rettifiche per riflettere un'eventuale rimisurazione delle passività del leasing.

La passività del leasing è inizialmente valutata al valore attuale dei pagamenti dovuti da corrispondere lungo la durata, attualizzati utilizzando il tasso di finanziamento marginale del locatario alla data di decorrenza del leasing quando il tasso di interesse implicito del leasing non è facilmente determinabile.

I pagamenti variabili dovuti per il leasing che non dipendono da un indice o da un tasso sono rilevati come costi nel periodo in cui si verifica l'evento o la circostanza che fa scattare i pagamenti.

Dopo la data di decorrenza, la passività del leasing è valutata al costo ammortizzato usando il metodo del tasso di interesse effettivo e rideterminata al verificarsi di taluni eventi.

Il Gruppo applica l'eccezione alla rilevazione prevista per i leasing a breve termine ai propri contratti con durata uguale o inferiore a 12 mesi dalla data di decorrenza. Applica, inoltre, l'eccezione alla rilevazione prevista per i leasing nei quali l'attività sottostante è di "modesto valore" e il cui importo è stimato come non significativo. Per esempio, il Gruppo detiene in leasing alcune attrezzature per ufficio (ossia, PC, stampanti e fotocopiatrici) che sono considerate di modesto valore. I pagamenti dovuti per i leasing a breve termine e per i leasing in cui l'attività sottostante è di modesto valore sono rilevati come costo a quote costanti per la durata del leasing.

Attività immateriali

Ai sensi dello IAS 38, le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica, identificabili, controllate dal Gruppo, per le quali è probabile che dal loro utilizzo vengano generati benefici economici futuri e il relativo costo può essere attendibilmente determinato.

Sono rilevate al costo di acquisto o di produzione interna per le attività generate internamente e sono rilevate come attività immateriali solo quando il Gruppo può dimostrare la fattibilità tecnica, l'intenzione e la disponibilità di risorse al fine di completare l'attività e avere la capacità di utilizzarla o venderla.

Il costo è comprensivo degli oneri accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività disponibili per l'uso.

Le attività immateriali, aventi vita utile definita, sono rilevate al netto del fondo di ammortamento e delle eventuali perdite di valore accumulate.

L'ammortamento è calcolato a quote costanti in base alla vita utile stimata dell'attività, che è riesaminata con periodicità almeno annuale; eventuali cambiamenti dei criteri di ammortamento sono applicati prospetticamente. Per maggiori dettagli circa la stima della vita utile, si rimanda alla nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management" e alla nota 23 "Attività immateriali".

L'ammortamento ha inizio quando l'attività immateriale è disponibile per l'uso. Di conseguenza, le attività immateriali non ancora disponibili per l'uso non sono ammortizzate ma sono sottoposte a verifica annuale di recuperabilità (impairment test).

Le attività immateriali del Gruppo hanno una vita utile definita a eccezione di alcune concessioni e dell'avviamento. Le attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono assoggettate ad ammortamento sistematico ma sottoposte a impairment test almeno annualmente. La vita utile indefinita deve essere rivista annualmente per determinare se essa possa continuare a essere supportata. In caso contrario, il cambiamento nella determinazione della vita utile da indefinita a definita è rilevato come un cambiamento di stima contabile.

Costi di sviluppo:	
- generati internamente	5 anni
- acquisiti	3-26 anni
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzo opere dell'ingegno:	
- generati internamente	3-10 anni
- acquisiti	3-10 anni
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili:	
- generati internamente	20 anni
- acquisiti	10-18 anni
Altre attività immateriali:	
- generate internamente	2-28 anni
- acquisite	3-15 anni

Il Gruppo presenta tra le attività immateriali anche i costi per l'ottenimento dei contratti con i clienti, capitalizzati secondo quanto previsto dall'IFRS 15, solo se:

- i costi sono incrementalmente, nel senso che sono direttamente imputabili a un contratto identificato e non sarebbero stati sostenuti dal Gruppo se il contratto non fosse stato ottenuto;
- il Gruppo prevede di recuperarli tramite rimborso (recuperabilità diretta) o margini (recuperabilità indiretta).

In particolare, il Gruppo capitalizza di norma le commissioni di vendita riconosciute agli agenti se i criteri di capitalizzazione sono soddisfatti.

I costi capitalizzati per l'ottenimento dei contratti con i clienti sono ammortizzati sistematicamente, coerentemente con il modello di trasferimento dei beni o servizi cui si riferiscono, e sono soggetti a impairment test per rilevare eventuali perdite di valore nella misura in cui il valore contabile di tali attività ecceda il relativo valore recuperabile.

Il Gruppo ammortizza i costi per l'ottenimento dei contratti con i clienti capitalizzati a quote costanti lungo il periodo di beneficio atteso dal contratto (ovvero la durata media del rapporto con il cliente); eventuali variazioni nei criteri di ammortamento sono rilevate prospetticamente.

Impairment delle attività non finanziarie

Ai sensi dello IAS 36 (Riduzione di valore delle attività) a ciascuna data di riferimento del bilancio, gli immobili, impianti e macchinari, gli investimenti immobiliari iscritti al costo, le attività immateriali, il diritto d'uso, l'avviamento e le partecipazioni in società collegate/joint venture sono verificate al fine di constatare l'esistenza di indicatori (fonti informative interne ed esterne) di un'eventuale riduzione del loro valore.

Le CGU alle quali è stato allocato un avviamento, le attività immateriali con vita utile indefinita e le attività immateriali non ancora disponibili per l'uso sono sottoposte a impairment test annualmente o più frequentemente in presenza di indicatori che facciano ritenere che le suddette attività possano aver subito una riduzione di valore.

Se esiste indicazione di una riduzione di valore, il valore recuperabile di ciascuna attività interessata è stimato sulla base dell'utilizzo dell'attività e della sua dismissione futura, conformemente al più recente Piano Industriale del Gruppo. Per la stima del valore recuperabile, si rimanda alla nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management".

Il valore recuperabile è calcolato con riferimento a una singola attività, a meno che l'attività non sia in grado di generare flussi finanziari in entrata che siano ampiamente indipendenti da quelli derivanti da altre attività o gruppi di attività; in tal caso, il valore recuperabile è riferito alla CGU alla quale l'attività appartiene.

Qualora il valore contabile dell'attività, o della relativa CGU alla quale essa appartiene, sia superiore al suo valore recuperabile, una perdita di valore è rilevata a Conto economico e presentata nella voce "Ammortamenti e altri impairment".

Le perdite di valore di una CGU sono imputate in primo luogo a riduzione del valore contabile dell'eventuale avviamento allocato alla stessa, e poi a riduzione dei valori contabili delle altre attività della CGU, in proporzione al loro valore contabile. Se vengono meno i presupposti per una svalutazione precedentemente effettuata, il valore contabile dell'attività è ripristinato con imputazione a Conto economico, nella voce "Ammortamenti e altri impairment", nei limiti del valore contabile che l'attività in oggetto avrebbe avuto, al netto dell'ammortamento, se non fosse stata effettuata la svalutazione. Il valore originario dell'avviamento non viene ripristinato anche qualora, negli esercizi successivi, vengano meno le ragioni che hanno determinato la riduzione di valore.

Rimanenze

Ai sensi dello IAS 2, le rimanenze di magazzino sono valutate al minore tra il costo e il valore netto di realizzo, a eccezione di quelle destinate ad attività di trading che sono valutate al fair value con contropartita Conto economico. Il costo è determinato sulla base del costo medio ponderato, che include gli oneri accessori di competenza. Per valore netto di realizzo si intende il prezzo di vendita stimato nel normale svolgimento delle attività al netto dei costi stimati per realizzare la vendita o, laddove applicabile, il costo di sostituzione. Per la parte di magazzino posseduta per adempiere a vendite già concluse, il valore netto di realizzo è determinato sulla base di quanto stabilito nel relativo contratto di cessione.

Sono rilevati nelle rimanenze i certificati ambientali (per esempio quote di emissioni di CO₂ europee, certificati di efficienza energetica, garanzie di origine e certificati di energia rinnovabile) che non sono stati utilizzati per adempiere all'obbligo di compliance del periodo di riferimento. Queste rimanenze sono allocate a portafogli differenti, distinguendo le rimanenze con finalità di trading e non-trading. Ulteriori dettagli su tali rimanenze sono forniti nella nota 58 "Programmi ambientali".

I materiali e gli altri beni di consumo (incluse le commodity energetiche) posseduti per essere utilizzati nel processo produttivo non sono oggetto di svalutazione, qualora ci si attenda che il prodotto finito nel quale verranno incorporati sarà venduto a un prezzo tale da consentire il recupero del costo sostenuto.

Strumenti finanziari

Gli strumenti finanziari sono rilevati e valutati secondo lo IAS 32 (Strumenti finanziari: esposizione nel bilancio) e l'IFRS 9 (Strumenti finanziari).

Un'attività o una passività finanziaria è rilevata nel Bilancio consolidato quando, e solo quando, il Gruppo diviene parte delle clausole contrattuali dello strumento (ossia, trade date). I crediti commerciali derivanti da contratti con la clientela, nell'ambito di applicazione dell'IFRS 15, sono inizialmente valutati al prezzo dell'operazione (come definito nell'IFRS 15) se tali crediti non contengono una componente finanziaria significativa o quando il Gruppo applica l'espedito pratico

consentito dall'IFRS 15.

Diversamente, il Gruppo valuta inizialmente le attività finanziarie diverse dai crediti commerciali summenzionati al loro fair value più, nel caso di un'attività finanziaria non rilevata al fair value rilevato a Conto economico, i costi di transazione. Le attività finanziarie sono classificate, alla data di rilevazione iniziale, come attività finanziarie al costo ammortizzato, al fair value rilevato tra le altre componenti di Conto economico complessivo e al fair value rilevato a Conto economico, sulla base di entrambi i seguenti elementi:

- il modello di business del Gruppo per la gestione delle attività finanziarie ovvero in base al modo in cui il Gruppo gestisce le proprie attività finanziarie al fine di generare flussi di cassa (ovvero incassando i flussi di cassa contrattuali, vendendo le attività finanziarie o entrambi); e
- le caratteristiche contrattuali dei flussi di cassa dello strumento, per stabilire se lo strumento generi flussi di cassa rappresentativi esclusivamente di pagamenti di capitale e interessi sulla base del "SPPI test".

Ai fini della valutazione successiva, le attività finanziarie sono classificate in quattro categorie:

- attività finanziarie al costo ammortizzato (strumenti di debito);
- attività finanziarie al fair value rilevato tra le altre componenti di Conto economico complessivo con riciclo degli utili e perdite cumulati (strumenti di debito);
- attività finanziarie designate al fair value rilevato tra le altre componenti di Conto economico complessivo senza riciclo degli utili e perdite cumulati all'atto dell'eliminazione contabile (strumenti di capitale); e
- attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico.

Attività finanziarie al costo ammortizzato

Sono classificati in tale categoria principalmente i crediti commerciali, gli altri crediti e i crediti finanziari.

Le attività finanziarie al costo ammortizzato sono detenute in un modello di business il cui obiettivo è quello di incassare i flussi di cassa contrattuali e i cui termini contrattuali prevedono, a date specifiche, pagamenti di flussi di cassa rappresentati esclusivamente da capitale e interessi sul capitale da rimborsare.

Tali attività sono inizialmente rilevate al fair value, eventualmente rettificato dei costi di transazione e, successivamente, valutate al costo ammortizzato utilizzando il tasso di interesse effettivo, e sono soggette a impairment.

Gli utili e le perdite da cancellazione contabile dell'attività, da modifica o da rettifica per impairment sono rilevati a Conto economico.

Attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico complessivo (FVOCI) - Strumenti di debito

Le attività finanziarie valutate al fair value rilevato a Conto economico complessivo sono attività detenute in un modello di business il cui obiettivo è sia quello di incassare i flussi di

cassa contrattuali sia quello di vendere le attività finanziarie e i cui flussi di cassa contrattuali generano, a data specifiche, flussi di cassa rappresentati esclusivamente da pagamenti di capitale e di interesse sul capitale da rimborsare.

Le variazioni di fair value di tali attività finanziarie sono rilevate nel Conto economico complessivo così come le rettifiche per impairment, senza ridurre il relativo valore contabile.

Quando un'attività finanziaria viene cancellata contabilmente (per esempio al momento della vendita), gli utili e le perdite cumulati, precedentemente rilevati a patrimonio netto (con l'esclusione dell'impairment e degli utili e delle perdite su cambi da rilevare a Conto economico) sono riclassificati a Conto economico.

Attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico complessivo (FVOCI) - Strumenti di capitale

In tale categoria sono principalmente classificate le partecipazioni in altre imprese irrevocabilmente designate come tali al momento della rilevazione iniziale.

Gli utili e le perdite di tali attività finanziarie non saranno mai riciclati a Conto economico. Il Gruppo può trasferire l'utile o la perdita cumulata all'interno del patrimonio netto.

Gli strumenti di capitale designati al fair value rilevato a Conto economico complessivo non sono assoggettati a impairment. I dividendi su tali investimenti sono rilevati a Conto economico a meno che non rappresentino chiaramente un recupero di una parte del costo dell'investimento.

Attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico

In tale categoria, sono classificati principalmente:

- attività finanziarie con flussi di cassa che non sono rappresentati esclusivamente da pagamenti di capitale e interesse, indipendentemente dal modello di business;
- attività finanziarie detenute per la negoziazione in quanto acquistate o detenute principalmente al fine di essere vendute o riacquistate entro breve termine (ovvero titoli, investimenti finanziari in fondi ecc.);
- strumenti derivati, compresi i derivati impliciti, detenuti per la negoziazione o non designati come efficaci strumenti di copertura;
- corrispettivi potenziali.

Tali attività finanziarie sono inizialmente rilevate al fair value, e successivamente gli utili e le perdite derivanti da variazioni del loro fair value sono rilevati a Conto economico.

In questa categoria sono incluse anche le partecipazioni in società che il Gruppo non ha designato irrevocabilmente al fair value rilevato a OCI. Anche i dividendi su tali partecipazioni sono rilevati fra gli altri proventi nel prospetto di Conto economico quando è stabilito il diritto al pagamento.

Impairment delle attività finanziarie

A ciascuna data di riferimento del bilancio, il Gruppo rileva un fondo per le perdite attese sui crediti commerciali e sulle altre attività finanziarie valutate al costo ammortizzato, sugli strumenti di debito valutati al fair value rilevato a Conto eco-

nomico complessivo (FVOCI), sulle attività derivanti da contratti con i clienti e su tutte le altre attività rientranti nell'ambito di applicazione dell'impairment IFRS 9.

Il modello di impairment del Gruppo sviluppato in linea con i requisiti previsti dall'IFRS 9 è basato sulla determinazione delle perdite attese (ECL) utilizzando un approccio forward looking.

Per i crediti commerciali, le attività derivanti da contratti con i clienti e i crediti per leasing, compresi quelli con una componente finanziaria significativa, il Gruppo applica l'approccio semplificato, calcolando le perdite attese su un periodo corrispondente all'intera vita dell'attività, generalmente pari a 12 mesi.

Per tutte le attività finanziarie diverse da crediti commerciali, attività derivanti da contratti con i clienti e crediti per leasing, il Gruppo applica l'approccio generale in base all'IFRS 9, basato sulla valutazione dell'incremento significativo del rischio di credito rispetto alla rilevazione iniziale.

Il Gruppo rileva a Conto economico, come perdita o ripristino di valore, l'importo delle perdite (o rivalutazioni) attese necessarie per rettificare il fondo perdite attese alla data di riferimento del bilancio.

Il Gruppo applica l'esenzione del low credit risk, evitando la rilevazione di un fondo perdite attese per un ammontare pari alle perdite attese lungo tutta la vita dello strumento a seguito di un incremento significativo del rischio di credito, a strumenti di debito valutati al fair value rilevato a Conto economico complessivo, la cui controparte vanta una solida capacità finanziaria di adempiere ai propri obblighi contrattuali (ossia, titoli "investment grade").

Per maggiori dettagli circa l'impairment delle attività finanziarie, si rimanda alla nota 48 "Strumenti finanziari per categoria".

Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

Tale categoria comprende depositi disponibili a vista o a brevissimo termine, così come gli investimenti finanziari a breve termine e ad alta liquidità prontamente convertibili in un ammontare noto di cassa e soggetti a un irrilevante rischio di variazione di valore.

Inoltre, ai fini del Rendiconto finanziario consolidato, le disponibilità liquide non includono gli scoperti bancari alla data di chiusura dell'esercizio.

Passività finanziarie al costo ammortizzato

Tale categoria comprende principalmente finanziamenti, debiti commerciali, lease liability e strumenti di debito.

Le passività finanziarie diverse dagli strumenti derivati sono rilevate quando il Gruppo diviene parte delle clausole contrattuali dello strumento e sono valutate inizialmente al fair value rettificato dei costi di transazione direttamente attribuibili. Successivamente, le passività finanziarie sono valutate con il criterio del costo ammortizzato, utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo. Il tasso di interesse effettivo è il tasso che attualizza esattamente i pagamenti o incassi

futuri stimati lungo la vita attesa dello strumento finanziario, od, ove opportuno un periodo più breve, al valore contabile netto dell'attività o passività finanziaria.

Passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico

Le passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico includono principalmente:

- passività finanziarie detenute per la negoziazione quando sono assunte con la finalità di un loro riacquisto a breve termine;
- strumenti finanziari derivati stipulati dal Gruppo e non designati quali strumenti di copertura in base all'IFRS 9;
- corrispettivi potenziali.

Derecognition delle attività e passività finanziarie

Le attività finanziarie sono eliminate contabilmente ogni qualvolta si verifici una delle seguenti condizioni:

- il diritto contrattuale a ricevere i flussi di cassa connessi all'attività è scaduto;
- il Gruppo ha sostanzialmente trasferito tutti i rischi e benefici connessi all'attività, trasferendo i suoi diritti a ricevere flussi di cassa dall'attività oppure assumendo un'obbligazione contrattuale a riversare i flussi di cassa ricevuti a uno o più eventuali beneficiari in virtù di un contratto che rispetta i requisiti previsti dall'IFRS 9 (c.d. "pass through test");
- il Gruppo non ha né trasferito né mantenuto sostanzialmente tutti i rischi e benefici connessi all'attività finanziaria ma ne ha trasferito il controllo.

Al momento dell'eliminazione dell'attività finanziaria, il Gruppo rileva la differenza tra il valore contabile (misurato alla data di eliminazione) e il corrispettivo ricevuto a Conto economico.

Le passività finanziarie sono eliminate contabilmente quando sono estinte, ossia quando l'obbligazione contrattuale è adempiuta, cancellata o prescritta.

Quando una passività finanziaria esistente viene sostituita da un'altra verso lo stesso creditore a condizioni sostanzialmente diverse, o le condizioni di una passività esistente sono sostanzialmente modificate, tale sostituzione o modifica viene trattata come un'eliminazione contabile della passività originaria e la rilevazione di una nuova passività. La differenza tra i rispettivi valori contabili è rilevata a Conto economico.

Strumenti finanziari derivati

Gli strumenti derivati sono classificati come attività o passività finanziarie a seconda del fair value positivo o negativo e sono classificati come "detenuti per la negoziazione" all'interno degli "Altri modelli di business" e valutati al fair value rilevato a Conto economico, a eccezione di quelli designati come efficaci strumenti di copertura.

Tutti i derivati detenuti per la negoziazione sono classificati come attività e passività correnti.

I derivati non detenuti per la negoziazione, ma valutati al fair value rilevato a Conto economico in quanto non si qualifica-

no per l'hedge accounting, e i derivati designati come efficaci strumenti di copertura sono classificati come correnti o non correnti in base alla loro data di scadenza e all'intenzione del Gruppo di detenere o meno tali strumenti fino alla scadenza. Per maggiori dettagli sui derivati e sull'hedge accounting, si rinvia alla nota 51 "Derivati ed hedge accounting".

Derivati impliciti

Un derivato implicito (embedded derivative) è un derivato incluso in un contratto "combinato" (il c.d. "strumento ibrido") che contiene un altro contratto non derivato (il c.d. "contratto ospite"), e origina tutti o parte dei flussi di cassa del contratto combinato. I derivati impliciti sono scorporati dal contratto ospite e rilevati come un derivato quando:

- il contratto ospite non è uno strumento finanziario valutato al fair value rilevato a Conto economico;
- i rischi economici e le caratteristiche del derivato implicito non sono strettamente correlati a quelli del contratto ospite;
- un contratto separato con le stesse condizioni del derivato implicito soddisferebbe la definizione di derivato.

I derivati impliciti che sono scorporati dal contratto ospite sono rilevati nel Bilancio consolidato al fair value rilevato a Conto economico (a eccezione del caso in cui il derivato implicito è designato come parte di una relazione di copertura). I contratti che non rappresentano strumenti finanziari da valutare al fair value sono analizzati al fine di identificare l'esistenza di derivati impliciti, che sono da scorporare e valutare al fair value. Le suddette analisi sono effettuate sia al momento in cui si entra a far parte del contratto, sia quando avviene una rinegoziazione dello stesso che comporti una modifica significativa dei flussi finanziari originari connessi.

I principali contratti del Gruppo che possono contenere derivati impliciti sono i contratti di acquisto e vendita di commodity energetiche.

Contratti di acquisto o vendita di elementi non finanziari

In generale, i contratti di acquisto o vendita di elementi non finanziari, che sono stati sottoscritti e continuano a essere detenuti per l'incasso o la consegna, secondo le normali esigenze di acquisto, vendita o uso previste dal Gruppo, sono fuori dall'ambito di applicazione dell'IFRS 9 e quindi rilevati come contratti esecutivi, in base alla cosiddetta "own use exemption".

Un contratto di acquisto o vendita di un elemento non finanziario è classificato come "normale contratto di compravendita" se è stato sottoscritto:

- ai fini della consegna fisica;
- per le normali esigenze di utilizzo o compravendita del Gruppo.

Inoltre, i contratti di acquisto o vendita di elementi non finanziari con consegna fisica (per esempio contratti a termine su commodity energetiche a prezzo fisso) che non si qualificano per la "own use exemption" sono rilevati come derivati

valutati al fair value dalla trade date, solo se:

- sono regolabili al netto; e
- non sono stati stipulati per le normali esigenze di utilizzo o compravendita dal Gruppo.

I contratti di trading sono valutati al fair value rilevato a Conto economico; i risultati da valutazione delle variazioni di fair value dei contratti ancora in essere alla data di riferimento del bilancio sono rilevati, su base netta, nella voce "Risultati netti da contratti su commodity", mentre, alla data di regolamento:

- i risultati da valutazione delle variazioni di fair value dei contratti chiusi per la vendita di commodity energetiche nonché il relativo ricavo, unitamente agli effetti a Conto economico della cancellazione contabile del derivato, sono rilevati nella voce "Ricavi delle vendite e delle prestazioni";
- i risultati da valutazione delle variazioni di fair value dei contratti chiusi per l'acquisto di commodity energetiche nonché il relativo costo, unitamente agli effetti a Conto economico della cancellazione contabile del derivato, sono rilevati nelle voci "Energia elettrica, gas e combustibile" e "Servizi e altri materiali".

Tali contratti di acquisto o vendita di elementi non finanziari rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRS 9 possono anche essere, successivamente, designati come strumenti di copertura se i requisiti previsti per l' hedge accounting sono soddisfatti.

Il Gruppo analizza i contratti di acquisto o vendita di attività non finanziarie su base continuativa, con particolare attenzione agli acquisti o vendite a termine di elettricità e commodity energetiche, al fine di determinare se gli stessi debbano essere classificati e trattati conformemente a quanto previsto dall'IFRS 9 o se siano stati sottoscritti per "own use exemption".

Compensazione di attività e passività finanziarie

Il Gruppo compensa attività e passività finanziarie quando:

- esiste un diritto legalmente esercitabile di compensare i valori rilevati in bilancio; e
- vi è l'intenzione di compensare su base netta o di realizzare l'attività e regolare la passività simultaneamente.

Iperinflazione

Ai sensi dello IAS 29, in caso di economia iperinflazionata, il Gruppo rettifica le poste non monetarie, il patrimonio netto e le poste derivanti da contratti indicizzati, fino al limite del loro valore recuperabile, utilizzando un indice dei prezzi che riflette le variazioni del generale potere di acquisto.

Gli effetti dell'applicazione iniziale sono rilevati a patrimonio al netto degli effetti fiscali. Viceversa, durante il periodo di iperinflazione (fino alla sua cessazione), l'utile o la perdita risultante dalle rettifiche è rilevato a Conto economico con separata indicazione tra gli oneri e i proventi finanziari.

Tali previsioni trovano concreta applicazione con riferimento alle operazioni del Gruppo in Argentina, la cui economia è stata dichiarata iperinflazionata a partire dal 1° luglio 2018.

Attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come possedute per la vendita e discontinued operation

Ai sensi dell'IFRS 5, le attività non correnti (o gruppi in dismissione) sono classificate come possedute per la vendita se il loro valore contabile sarà recuperato principalmente con un'operazione di vendita anziché con il loro uso continuativo. Tale criterio di classificazione è applicabile solo se le attività non correnti (o gruppi in dismissione) sono disponibili per la vendita immediata nelle loro condizioni attuali e la vendita è altamente probabile.

Per maggiori dettagli sui requisiti per verificare se la vendita è altamente probabile, si veda la nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management".

Quando il Gruppo è coinvolto in un programma di vendita che comporta la perdita del controllo in una partecipata e sono soddisfatti i requisiti previsti dall'IFRS 5, tutte le attività e le passività della controllata sono classificate come possedute per la vendita indipendentemente dal fatto che il Gruppo mantenga, dopo la vendita, una partecipazione non di controllo nella società stessa.

Il Gruppo applica alle partecipazioni, o quote di partecipazioni, in società collegate o joint venture tali criteri di classificazione previsti dall'IFRS 5. La parte residua della partecipazione in società collegate o joint venture che non è stata classificata come posseduta per la vendita è contabilizzata con il metodo del patrimonio netto fino alla dismissione della parte classificata come posseduta per la vendita.

Le attività non correnti (o gruppi in dismissione) e le passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita sono presentate separatamente dalle altre attività e passività dello Stato patrimoniale consolidato.

Gli importi presentati per le attività non correnti o per le attività e passività di un gruppo in dismissione classificati come posseduti per la vendita non sono riclassificati o ripresentati per i periodi a raffronto.

Immediatamente prima della classificazione iniziale delle attività non correnti (o gruppi in dismissione) come possedute per la vendita, i valori contabili dell'attività (o del gruppo) sono valutati in conformità allo specifico principio contabile di riferimento applicabile a tali attività o passività. Le attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come possedute per la vendita sono valutate al minore tra il valore contabile e il relativo fair value, al netto dei costi di vendita. Le perdite di valore per qualsiasi iniziale o successivo impairment dell'attività (o gruppo in dismissione) al fair value al netto dei costi di vendita e i ripristini di impairment sono rilevati a Conto economico nell'ambito delle continuing operation.

Le attività non correnti non sono ammortizzate finché sono classificate come possedute per la vendita o finché sono inserite in un gruppo in dismissione classificato come posseduto per la vendita.

Se una componente del Gruppo è un'attività operativa cessata (discontinued operation), il Gruppo espone, in una voce separata del Conto economico, un unico importo rappresen-

tato dal totale:

- degli utili o delle perdite delle discontinued operation al netto degli effetti fiscali; e
- della plusvalenza o minusvalenza, al netto degli effetti fiscali, rilevata a seguito della valutazione al fair value al netto dei costi di vendita o della dismissione delle attività (o gruppo in dismissione) che costituiscono la discontinued operation.

I corrispondenti ammontari sono ripresentati nel Conto economico per i periodi a confronto, cosicché l'informativa si riferisca a tutte le discontinued operation entro la data di riferimento dell'ultimo bilancio presentato. Se il Gruppo cessa di classificare un componente come posseduto per la vendita, i risultati del componente precedentemente esposto in bilancio tra le discontinued operation sono riclassificati e inclusi nell'ambito del risultato delle continuing operation per tutti gli esercizi presentati in bilancio.

Certificati ambientali

In assenza di una specifica normativa IAS/IFRS di riferimento, il trattamento contabile adottato dal Gruppo risulta conforme alle regole generali incluse nel corpus dei principi contabili IAS/IFRS applicabili e in linea con la best practice internazionale.

In particolare, il modello contabile di Gruppo per la gestione dei certificati ambientali riflette il cosiddetto "business model" delle società coinvolte e, quindi, le diverse peculiarità relative all'attività svolta da tali società distinguendo tra società di generazione di energia da fonti rinnovabili, società obbligate, società trader e altre società che operano nel settore dei servizi energetici pur non essendo soggetti obbligati.

Maggiori dettagli sull'applicazione di tale modello contabile sono forniti nella nota 58 "Programmi ambientali".

Benefici ai dipendenti

Benefici successivi alla fine del rapporto di lavoro e altri benefici a lungo termine

Ai sensi dello IAS 19, il Gruppo determina, separatamente per ciascun piano, le passività relative ai benefici definiti erogati ai dipendenti in coincidenza o successivamente alla cessazione del rapporto di lavoro e agli altri benefici a lungo termine erogati nel corso dell'attività lavorativa. Il Gruppo utilizza ipotesi attuariali per stimare l'ammontare dei benefici futuri che i dipendenti hanno maturato alla data di riferimento del bilancio (attraverso il "metodo di proiezione unitaria del credito") e un opportuno tasso di sconto per determinare il valore attuale di tali piani.

La passività, al netto delle eventuali attività a servizio del piano, è rilevata per competenza lungo il periodo di maturazione del diritto. La valutazione della passività è effettuata da attuari indipendenti.

Se le attività a servizio del piano eccedono il valore attuale della relativa passività a benefici definiti, il surplus viene rilevato come attività (nei limiti dell'eventuale massimale).

Con riferimento alle passività (attività) per i piani a benefici definiti, il Gruppo rileva gli utili e le perdite attuariali derivanti dalla valutazione attuariale delle passività, il rendimento delle attività a servizio del piano (al netto degli associati interessi attivi) e l'effetto del massimale di attività – asset ceiling – (al netto dei relativi interessi) nell'ambito delle altre componenti del Conto economico complessivo (OCI) quando si verificano. Per gli altri benefici a lungo termine, i relativi utili e perdite attuariali sono rilevati a Conto economico.

Inoltre, il Gruppo è impegnato in piani a contribuzione definita per effetto dei quali paga contributi fissi a una entità distinta (un fondo) e non avrà un'obbligazione legale o implicita a pagare ulteriori contributi se il fondo non disponesse di risorse sufficienti a pagare tutti i benefici ai dipendenti relativamente all'attività lavorativa svolta nell'esercizio corrente e in quelli precedenti. Tali piani sono generalmente istituiti con lo scopo di integrare le prestazioni pensionistiche dovute successivamente alla fine del rapporto di lavoro. I costi relativi a tali piani sono rilevati a Conto economico sulla base della contribuzione effettuata nel periodo.

Termination benefit

Ai sensi dello IAS 19, le passività per benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione anticipata del rapporto di lavoro derivano dalla decisione da parte del Gruppo di concludere il rapporto di lavoro con un dipendente prima della normale data di pensionamento oppure dalla scelta volontaria di un dipendente di accettare un'offerta, da parte del Gruppo, di tali benefici in cambio della cessazione del rapporto di lavoro. Tali benefici sono rilevati nella data più immediata tra le seguenti:

- il momento in cui il Gruppo non può più ritirare l'offerta di tali benefici; e
- il momento in cui il Gruppo rileva i costi di una ristrutturazione che rientra nell'ambito di applicazione dello IAS 37 e implica il pagamento di benefici dovuti per la cessazione del rapporto di lavoro.

Il Gruppo determina tali passività sulla base della natura del beneficio concesso.

Pagamenti basati su azioni

Il Gruppo attua operazioni con pagamento basato su azioni regolate con strumenti rappresentativi di capitale nell'ambito della politica in materia di remunerazione adottata per l'Amministratore Delegato/Direttore Generale e per i dirigenti con responsabilità strategiche.

I più recenti piani di incentivazione di lungo termine prevedono l'assegnazione ai destinatari di un incentivo, rappresentato da una componente di natura azionaria (regolata con strumenti rappresentativi di capitale) e da una componente monetaria (pagata per cassa), che maturerà qualora si verifichino specifiche condizioni.

Ai sensi dell'IFRS 2, il Gruppo classifica la componente monetaria come un'operazione regolata per cassa se è basata sul prezzo (o valore) degli strumenti rappresentativi di ca-

pitale della società che ha emesso il piano o, negli altri casi, come un altro beneficio ai dipendenti a lungo termine. Al fine di regolare la componente azionaria mediante l'assegnazione gratuita di azioni, sono stati approvati programmi di acquisto di azioni proprie a servizio di tali piani. Per ulteriori dettagli sui piani di incentivazione basati su azioni, si rinvia alla nota 53 "Pagamenti basati su azioni".

In particolare, per la componente azionaria, il Gruppo rileva i servizi resi dai dipendenti come costo del personale lungo il periodo in cui le condizioni di permanenza in servizio e di conseguimento di determinati risultati devono essere soddisfatte (periodo di maturazione) e stima indirettamente il loro valore e il corrispondente incremento di una specifica voce del patrimonio netto, sulla base del fair value degli strumenti rappresentativi di capitale (ossia, azioni della società emittente) alla data di assegnazione.

Il costo complessivamente rilevato è rettificato a ogni data di riferimento del bilancio fino alla data di maturazione per riflettere la migliore stima disponibile al Gruppo del numero di strumenti rappresentativi di capitale per i quali ci si attende che le condizioni di permanenza in servizio e quelle di conseguimento di determinati risultati diverse dalle condizioni di mercato o di non maturazione saranno soddisfatte al termine del periodo di maturazione.

Di contro, se l'incentivo basato su strumenti rappresentativi di capitale è pagato per cassa, il Gruppo rileva i servizi resi dai dipendenti come costo del personale lungo il periodo di maturazione e una corrispondente passività misurata al fair value della passività sostenuta. Successivamente, e fino al momento della sua estinzione, la passività viene rimisurata al fair value a ogni data di riferimento del bilancio, considerando la migliore stima possibile dell'incentivo che maturerà, con le variazioni di fair value rilevate tra i costi del personale.

Fondi rischi e oneri

Ai sensi dello IAS 37, i fondi per rischi e oneri sono rilevati quando, alla data di riferimento, in presenza di un'obbligazione legale o implicita derivante da un evento passato, è probabile che per soddisfare l'obbligazione si renderà necessario un esborso di risorse il cui ammontare è stimabile in modo attendibile. Se l'effetto del valore temporale del denaro è un aspetto rilevante, gli accantonamenti sono determinati attualizzando i flussi finanziari futuri attesi a un tasso di sconto al lordo delle imposte che riflette la valutazione corrente del mercato del costo del denaro in relazione al tempo e, se applicabile, il rischio specifico attribuibile all'obbligazione. Quando l'accantonamento è attualizzato, l'adeguamento periodico del valore attuale dovuto al fattore temporale è riflesso nel Conto economico come onere finanziario.

Laddove si supponga che tutte le spese, o una parte di esse, richieste per estinguere un'obbligazione vengano rimborsate da terzi, l'indennizzo, se virtualmente certo, è rilevato come un'attività distinta.

Se la passività è connessa allo smantellamento degli impianti

e/o ripristino del sito in cui gli stessi insistono, il fondo è rilevato in contropartita all'attività cui si riferisce e la rilevazione dell'onere a Conto economico avviene attraverso il processo di ammortamento della predetta attività materiale.

Se la passività è connessa allo smaltimento e allo stoccaggio delle scorie e di altri scarti di materiali radioattivi, il fondo è rilevato in contropartita ai relativi costi operativi.

Una passività per ristrutturazione si riferisce a un programma pianificato e controllato dalla direzione aziendale che modifica in maniera significativa l'ambito di un business intrapreso dal Gruppo oppure il modo in cui il business è gestito. Tale passività è rilevata quando sorge un'obbligazione implicita, ossia quando il Gruppo ha approvato un dettagliato programma formale per la ristrutturazione e ne ha iniziato la realizzazione oppure ne ha già comunicato gli aspetti principali ai terzi interessati.

I fondi non comprendono le passività relative a trattamenti incerti ai fini dell'imposta sul reddito che vengono rilevate come passività fiscali.

Il Gruppo potrebbe fornire una garanzia connessa alla vendita di un prodotto (sia esso bene o servizio) nell'ambito di contratti con i clienti rientranti nel dominio di applicazione dell'IFRS 15, ai sensi del contratto, delle norme di legge o conformemente alla sua abituale pratica commerciale. In questo caso, il Gruppo valuta se la garanzia fornisca al cliente l'assicurazione che il prodotto, oggetto di garanzia, funzionerà come previsto dalle parti, perché è conforme alle specifiche concordate, oppure se la garanzia fornisca anche un servizio in aggiunta alla conformità del prodotto alle specifiche concordate.

A seguito della valutazione effettuata, se il Gruppo determina che è fornita una garanzia assicurativa, quando trasferisce il prodotto al cliente il Gruppo rileva separatamente una passività e un corrispondente onere, che rappresenta un costo addizionale per la fornitura dei beni o servizi, senza attribuire alcuna parte del prezzo dell'operazione (e, quindi, dei ricavi) alla garanzia. La passività è misurata e presentata come un fondo per rischi e oneri.

In caso contrario, se il Gruppo determina che la garanzia fornisce un servizio aggiuntivo, il Gruppo contabilizza la garanzia promessa come un'obbligazione di fare conformemente alle previsioni dell'IFRS 15, rilevando la passività derivante dal contratto come ricavo, lungo il periodo in cui è fornito il servizio, e i relativi costi quando sono sostenuti.

Infine, qualora la garanzia includa sia un elemento di assicurazione sia uno di servizio e il Gruppo non può ragionevolmente contabilizzarli separatamente, il Gruppo contabilizza entrambe le garanzie insieme come un'unica obbligazione di fare.

Le variazioni di stima degli accantonamenti ai fondi in esame sono riflesse nel Conto economico dell'esercizio in cui avviene la variazione, a eccezione di quelle relative ai costi previsti per smantellamento e/o ripristino che risultino da cambiamenti nei tempi e negli impieghi di risorse economiche necessarie per estinguere l'obbligazione o che risultino

da variazioni del tasso di sconto. Tali variazioni sono portate a incremento o a riduzione del valore contabile delle relative attività e imputate a Conto economico tramite il processo di ammortamento. Quando sono rilevate a incremento del valore contabile dell'attività, viene inoltre valutato se il nuovo valore contabile dell'attività stessa possa essere interamente recuperato. Qualora non lo fosse, si rileva una perdita a Conto economico pari all'ammontare ritenuto non recuperabile. Le variazioni di stima in diminuzione sono rilevate in contropartita all'attività fino a concorrenza del suo valore contabile e, per la parte eccedente, immediatamente a Conto economico. Per maggiori dettagli sui criteri di stima adottati nella determinazione della passività relativa allo smantellamento e ripristino dei siti, e in particolare per lo smantellamento degli impianti nucleari e per lo stoccaggio delle scorie o di altri scarti di materiali radioattivi, si rinvia alla nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management".

Ricavi provenienti da contratti con i clienti

Il Gruppo rileva i ricavi derivanti da contratti con i clienti per un ammontare che riflette il corrispettivo al quale il Gruppo si aspetta di avere diritto in cambio dei beni e dei servizi forniti, in accordo con il modello a cinque step previsto dall'IFRS 15:

- individuazione del contratto con il cliente;
- individuazione delle obbligazioni di fare, ovvero le promesse, nel contratto con il cliente, di trasferire beni o servizi;
- determinazione del prezzo dell'operazione all'inizio del contratto, considerando eventuali corrispettivi variabili, corrispettivi non monetari ricevuti dal cliente e quelli da pagare a esso, componenti di finanziamento significative;
- allocazione del corrispettivo, all'inizio del contratto, alle diverse obbligazioni di fare;
- rilevazione dei ricavi, quando (o man mano che) ciascuna obbligazione di fare è soddisfatta trasferendo il bene o servizio promesso al cliente.

Se l'obbligazione di fare rientra in un contratto esistente la cui durata iniziale prevista non è superiore a un anno o se il Gruppo rileva i ricavi generati dall'adempimento dell'obbligazione di fare per l'importo che ha diritto a fatturare al cliente, le informazioni relative alle rimanenti obbligazioni di fare non vengono fornite.

Maggiori dettagli riguardo all'applicazione di tale modello di rilevazione dei ricavi sono forniti nella nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management" e nella nota 11.a "Ricavi delle vendite e delle prestazioni".

Altri ricavi

Il Gruppo rileva i ricavi diversi da quelli derivanti da contratti con i clienti principalmente con riferimento a:

- ricavi derivanti dalla vendita di commodity energetiche basati su contratti con consegna fisica, che non si qualificano per la "own use exemption" e sono quindi rilevati al fair value ai sensi dell'IFRS 9;

- variazioni del fair value di contratti chiusi per la vendita di commodity energetiche con consegna fisica, che non si qualificano per la "own use exemption" e quindi rilevati al FVTPL ai sensi dell'IFRS 9;
- ricavi da leasing operativi contabilizzati per competenza in base alla sostanza del relativo accordo di leasing.

Altri proventi operativi

Gli altri proventi operativi riguardano principalmente le plusvalenze da alienazione di beni non derivanti dall'attività caratteristica del Gruppo e i contributi pubblici.

Ai sensi dello IAS 20, i contributi pubblici, inclusi i contributi non monetari valutati al fair value, sono rilevati quando esiste una ragionevole certezza che saranno ricevuti e che il Gruppo rispetterà tutte le condizioni previste dal Governo, da enti governativi e analoghi enti locali, nazionali o internazionali per la loro erogazione.

Il beneficio di un finanziamento pubblico a un tasso di interesse inferiore a quello di mercato è trattato come un contributo pubblico. Il finanziamento è inizialmente rilevato al fair value e il contributo pubblico è misurato come differenza tra il valore contabile iniziale e il corrispettivo ricevuto. Il finanziamento è successivamente valutato conformemente alle disposizioni previste per le passività finanziarie.

I contributi pubblici sono rilevati a Conto economico, con un criterio sistematico, negli esercizi in cui il Gruppo rileva come costi le relative spese che i contributi intendono compensare.

Un contributo pubblico ricevuto come compensazione per costi o perdite già sostenuti, ovvero al fine di dare un supporto finanziario immediato al Gruppo senza correlati costi futuri, è rilevato come provento nell'esercizio in cui diventa esigibile.

Quando i contributi pubblici sono ricevuti per l'acquisto, la costruzione o l'acquisizione di attività immobilizzate (per esempio immobili, impianti e macchinari o attività immateriali) sono portati a riduzione del valore contabile del bene e rilevati a Conto economico durante la vita ammortizzabile del bene come riduzione del costo dell'ammortamento. Nel caso non ci siano sufficienti informazioni per consentirne un'adeguata attribuzione alle relative attività immobilizzate cui si riferiscono, i contributi pubblici in conto impianti sono rilevati come risconti passivi, tra le altre passività, e rilevati a Conto economico su base sistematica lungo la vita utile del bene. Se un contributo pubblico viene concesso in un periodo successivo a quello in cui ha avuto inizio l'ammortamento dei beni, la quota parte del contributo corrispondente agli ammortamenti rilevati in periodi precedenti è rilevata direttamente a Conto economico.

Quando il Gruppo riceve contributi pubblici sotto forma di trasferimenti di attività non monetarie destinate all'utilizzo aziendale, rileva sia il contributo sia il bene al fair value dell'attività non monetaria alla data del trasferimento.

Risultati netti da contratti su commodity

I risultati netti da contratti su commodity includono:

- proventi od oneri netti da derivati su commodity, inclusi i derivati designati come cash flow hedge e i derivati valutati al fair value rilevato a Conto economico, sia regolati sia ancora in essere alla data di riferimento del bilancio; e
- risultati netti derivanti dalla valutazione al fair value rilevato a Conto economico dei contratti su commodity energetiche con consegna fisica, ancora in essere alla data di bilancio.

Dividendi

Ai sensi dell'IFRS 9 (Strumenti finanziari), i dividendi sono rilevati quando è stabilito il diritto incondizionato a riceverne il pagamento.

I dividendi e gli acconti sui dividendi pagabili agli azionisti della Capogruppo e alle partecipazioni di minoranza sono rappresentati come movimento del patrimonio netto alla data in cui sono approvati, rispettivamente, dall'Assemblea degli azionisti e dal Consiglio di Amministrazione.

Imposte sul reddito

Lo IAS 12 specifica i requisiti per la rilevazione di attività e passività fiscali correnti e differite; l'incertezza nella determinazione dei debiti verso l'erario è definita in linea con i requisiti previsti dall'IFRIC 23 (Incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito),

Imposte correnti sul reddito

Le imposte correnti sul reddito dell'esercizio, iscritte tra i "debiti per imposte sul reddito" al netto degli acconti versati, ovvero nella voce "crediti per imposte sul reddito" qualora il saldo netto risulti a credito, sono determinate in base alla stima del reddito imponibile e in conformità alle disposizioni in vigore.

Tali debiti e crediti sono determinati applicando le aliquote fiscali previste da provvedimenti promulgati o sostanzialmente promulgati alla data di riferimento del bilancio.

Le imposte correnti sono rilevate nel Conto economico, a eccezione di quelle relative a voci rilevate al di fuori del Conto economico che sono riconosciute direttamente a patrimonio netto.

Imposte sul reddito differite e anticipate

Le passività fiscali differite e le attività per imposte anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori contabili delle passività e delle attività iscritte in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali applicando l'aliquota fiscale in vigore alla data in cui la differenza temporanea si riverserà, determinata sulla base delle aliquote fiscali previste da provvedimenti promulgati o sostanzialmente promulgati alla data di riferimento del bilancio.

Le passività fiscali differite sono rilevate in relazione alle dif-

ferenze temporanee imponibili, salvo che tali passività derivino: (i) dalla rilevazione iniziale dell'avviamento; o (ii) dalla rilevazione iniziale di un'attività o di una passività in un'operazione che: non rappresenta un'aggregazione aziendale, e al momento dell'operazione, non influenza né l'utile contabile né il reddito imponibile; e non dà luogo a differenze temporanee imponibili e deducibili uguali; o (iii) in riferimento a differenze temporanee imponibili riferibili a partecipazioni in società controllate, collegate e joint venture, quando il Gruppo è in grado di controllare i tempi dell'annullamento delle differenze temporanee ed è probabile che, nel prevedibile futuro, la differenza temporanea non si annullerà.

Le attività per imposte anticipate si riferiscono a tutte le differenze temporanee deducibili, nonché al riporto a nuovo di perdite fiscali e di crediti d'imposta non utilizzati. Per i dettagli riguardo alla recuperabilità di tali attività, si rimanda allo specifico paragrafo nell'ambito delle stime.

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono rilevate nel Conto economico, a eccezione di quelle relative a voci rilevate al di fuori del Conto economico che sono riconosciute direttamente a patrimonio netto.

Le attività per imposte anticipate e le passività fiscali differite sono compensate solo se esiste un diritto legalmente esercitabile di compensare le attività fiscali correnti con le passività fiscali correnti e se sono relative a imposte sul reddito applicate dalla medesima Autorità Fiscale sullo stesso soggetto passivo d'imposta oppure su soggetti passivi d'imposta diversi che intendono regolare le passività e le attività fiscali correnti su base netta, o realizzare le attività e regolare le passività contemporaneamente, in ciascun esercizio successivo nel quale si prevede che siano regolati o recuperati ammontari significativi di passività o di attività fiscali differite.

Incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito

Nella definizione di incertezza, andrà considerato se un dato trattamento fiscale risulterà accettabile per l'Autorità Fiscale. Se si ritiene probabile che l'Autorità Fiscale accetti il trattamento fiscale (con il termine "probabile" inteso come "più verosimile che non"), allora il Gruppo rileva e valuta le proprie imposte correnti o differite attive e passive applicando le disposizioni dello IAS 12.

Di converso, se il Gruppo ritiene che non sia probabile che l'Autorità Fiscale accetti il trattamento fiscale ai fini dell'imposta sul reddito, il Gruppo riflette l'effetto di tale incertezza avvalendosi del metodo che meglio prevede la risoluzione del trattamento fiscale incerto.

Maggiori informazioni sull'incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito sono riportate nella nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management".

Poiché le posizioni fiscali incerte si riferiscono alla definizione di imposte sul reddito, il Gruppo espone le attività/passività fiscali incerte come imposte correnti o imposte differite.

3. Nuovi principi contabili, modifiche e interpretazioni

Il Gruppo ha adottato le seguenti modifiche ai principi esistenti con data di efficacia dal 1° gennaio 2023.

- *“Amendments to IAS 1 and IFRS Practice Statement 2 – Disclosure of Accounting Policies”*, emesso a febbraio 2021. Le modifiche hanno lo scopo di fornire supporto nel decidere quali principi contabili illustrare in bilancio. A tal riguardo:

- le modifiche allo “IAS 1 – Presentation of Financial Statement” richiedono di fornire informazioni sui principi contabili “rilevanti”, piuttosto che su quelli “significativi”;
- le modifiche all’“IFRS Practice Statement 2 – Making Materiality Judgements” mirano a fornire una guida su come applicare il concetto di rilevanza all’informativa sui principi contabili.

In assenza di una definizione di “significativo” negli IFRS, nel contesto dell’informativa sui principi contabili, il termine è stato sostituito con “rilevante”. A tal proposito, la definizione di rilevante è stata modificata nell’ottobre 2018, e allineata agli IFRS e al Conceptual Framework e, pertanto, è stata largamente compresa dai primary user del bilancio. L’informativa sui principi contabili, secondo quanto previsto dallo IAS 1, è rilevante se, considerate insieme ad altre informazioni incluse nel bilancio, è ragionevole attendersi che influenzi le decisioni che i primary user del bilancio prendano sulla base di tale bilancio. Nel valutare la rilevanza dell’informativa sui principi contabili, è opportuno considerare sia l’importo delle operazioni, degli altri eventi o condizioni, sia la loro natura. Va tuttavia evidenziato che, benché un’operazione, un altro evento o condizione cui si riferisce l’informativa sui principi contabili possano essere rilevanti, ciò non implica che la corrispondente informativa sia rilevante ai fini del bilancio. In tale contesto, le modifiche all’“IFRS Practice Statement 2” hanno l’obiettivo di illustrare come si può valutare se l’informazione di un principio contabile è rilevante ai fini del bilancio, fornendo una guida. Tali modifiche mirano a: (i) chiarire che la valutazione della rilevanza dell’informativa sui principi contabili dovrebbe seguire la stessa linea guida applicabile nella valutazione di rilevanza di altre informative, considerando quindi fattori sia qualitativi sia quantitativi; (ii) sottolineare l’importanza di fornire un’informativa sui principi contabili che sia specifica per il Gruppo; (iii) fornire esempi di situazioni in cui informazioni generiche o standardizzate, che, sebbene riassumano o duplicano i requisiti degli IFRS, possano essere considerate informazioni sui principi contabili rilevanti.

L’informativa sui principi contabili è stata rivista in linea con i requisiti previsti dalle modifiche ed è stata aggiornata nella nota 2.2 “Principi contabili rilevanti”.

- *“Amendments to IAS 8 – Definition of Accounting Estimates”*, emesso a febbraio 2021. Le modifiche hanno lo sco-

po di chiarire come distinguere tra cambiamenti nei principi contabili e cambiamenti nelle stime contabili. La definizione di cambiamenti nelle stime contabili è sostituita con la definizione di stime contabili intese come “importi monetari che in bilancio sono soggetti a incertezza nella misurazione”. Al fine di chiarire l’interazione tra un principio contabile e una stima contabile, lo IAS 8 è stato modificato per affermare che un principio contabile potrebbe imporre di valutare alcune voci di bilancio a importi monetari che non possono essere osservati direttamente, e quindi devono essere stimati (dal momento che comportano incertezza nella misura). In tali circostanze, le stime contabili sono elaborate per conseguire l’obiettivo stabilito dal principio contabile, includendo l’uso di valutazioni e ipotesi basate sulle più recenti informazioni attendibili disponibili. Le modifiche spiegano come debbano essere utilizzati le tecniche di valutazione e gli input per sviluppare le stime contabili e stabilisce che tali tecniche comprendono tecniche sia di valutazione sia di stima. Al fine di fornire una maggiore guida, le modifiche chiariscono come gli effetti su una stima contabile del cambiamento di un input o di una tecnica di valutazione sono cambiamenti nelle stime contabili, a meno che non derivino dalla correzione di errori di esercizi precedenti. Inoltre, i cambiamenti nelle stime contabili risultanti da nuove informazioni non sono correzioni di errori.

L’applicazione di queste modifiche non ha comportato impatti significativi nel presente Bilancio consolidato.

- *“Amendments to IAS 12 – Income: Deferred Tax related to Assets and Liabilities arising from a Single Transaction”*, emesso a maggio 2021. Le modifiche chiariscono che l’esenzione alla rilevazione iniziale, prevista dal principio, non si applica più alle transazioni che danno origine a differenze temporanee imponibili e deducibili di uguale ammontare.

Si precisa che, in generale, l’esenzione alla rilevazione iniziale prevista dallo IAS 12 vieta la rilevazione di attività e passività differite relative alla rilevazione iniziale di attività o passività, in una transazione che non costituisce un’aggregazione aziendale, e non influisce né sull’utile contabile né su quello imponibile. In tale contesto, come illustrato, le modifiche hanno ristretto il campo di applicazione dell’eccezione.

Per transazioni (per esempio leasing e fondi smantellamento) oggetto delle modifiche, è richiesto che le relative attività e passività differite siano rilevate dall’inizio del primo periodo comparativo presentato, con l’eventuale effetto cumulativo rilevato a rettifica degli utili portati a nuovo (o di altre componenti del patrimonio netto) a tale data. A tal riguardo, l’applicazione delle modifiche non ha comportato impatti significativi sugli “Utili portati a nuovo” nel patrimonio netto di apertura del Gruppo Enel al 1° gennaio 2022.

- *“Amendments to IAS 12 – International Tax Reform – Pillar Two Model Rules”*, emesso a maggio 2023. Le modifiche sono state introdotte in risposta alle norme relative al Pillar II pubblicato dall’OCSE, il cui obiettivo è quello di garantire che le grandi imprese multinazionali paghino un livello minimo di imposta sul reddito, generato in un periodo specifico, in ciascuna giurisdizione in cui operano. In generale, tali norme richiedono l’applicazione di un’imposta integrativa che porta l’importo totale delle imposte pagate in eccesso, in ciascuna giurisdizione in cui operano, fino all’aliquota minima del 15%.

Le modifiche hanno introdotto:

- un’eccezione temporanea obbligatoria alla contabilizzazione e all’informativa sulle attività e passività fiscali differite derivanti dall’attuazione delle norme del Pillar II; e
- obblighi di informativa per aiutare gli utilizzatori del bilancio a comprendere meglio l’esposizione alle imposte sul reddito derivanti dalla norma.

In particolare, per i periodi in cui la legislazione del Pillar II è in vigore ma non ha ancora acquisito efficacia, sono richieste informazioni qualitative (quali informazioni riguardanti il modo in cui le società sono interessate dalle norme del Pillar II e le principali giurisdizioni in cui potrebbero esistere le relative esposizioni) e quantitative (quali l’indicazione della quota degli utili che potrebbe essere soggetta alle imposte sul reddito del Pillar II e l’aliquota fiscale media effettiva applicabile a tali utili; oppure l’indicazione di

come l’aliquota fiscale media effettiva sarebbe cambiata se la legislazione del Pillar II avesse acquisito efficacia).

Il Gruppo ha adottato l’eccezione temporanea obbligatoria alla rilevazione della fiscalità differita, che si applica retroattivamente. Tuttavia, poiché al 31 dicembre 2022 non era stata ancora emanata alcuna nuova norma per l’applicazione dell’imposta integrativa in nessuna giurisdizione in cui opera il Gruppo e a tale data non era stata rilevata alcuna imposta differita correlata, l’applicazione retrospettiva non ha alcun impatto sul Bilancio consolidato del Gruppo.

Per ulteriori informazioni sugli obblighi informativi si rinvia alla nota 4 “Minimum tax”.

- *“IFRS 17 – Insurance Contracts”*, emesso a maggio 2017. Il nuovo standard è stato emesso dallo IASB in sostituzione dell’IFRS 4, allo scopo di definire i principi per la rilevazione, la valutazione, la presentazione, nonché l’informativa da fornire per i contratti assicurativi, inclusi i contratti di riassicurazione emessi e detenuti e i contratti di investimento con elementi di partecipazione discrezionali. Il principio si applica ai contratti assicurativi conformi alla definizione prevista dall’IFRS 17, indipendentemente dall’emittente, ma include diverse eccezioni e opzioni di esenzioni che consentono di contabilizzare alcune tipologie di contratto, che soddisfano la definizione di contratto assicurativo, applicando un altro principio contabile. Il nuovo principio, sulla base delle valutazioni effettuate, non ha comportato impatti sul presente Bilancio consolidato del Gruppo.

4. Minimum tax

La legislazione “Pillar II – Global Anti-Base Erosion Model Rules (GloBE Rules)”, volta a garantire che le grandi imprese multinazionali paghino un livello minimo di imposta sul reddito realizzato in un determinato periodo in ciascuna giurisdizione in cui operano, è stata emanata o sostanzialmente emanata in alcune giurisdizioni del Gruppo Enel. In generale, le norme prevedono un sistema di imposta aggiuntiva (“top-up tax”) che porta l’ammontare totale delle imposte da corrispondere sull’*excess profit* di una giurisdizione fino all’aliquota minima del 15%.

A tal proposito, il Gruppo ha effettuato una valutazione della potenziale esposizione alla top-up tax in tali giurisdizioni, da cui è emerso che vi sono limitate circostanze in cui l’aliquota fiscale effettiva è inferiore al 15%.

Sulla base di questa valutazione, la potenziale top-up tax che il Gruppo Enel dovrebbe pagare come differenza tra l’aliquota fiscale effettiva calcolata per giurisdizione secondo le GloBE Rules e l’aliquota minima del 15% non avrebbe impatti significativi.

In applicazione di quanto previsto dallo “IAS 12 – International Tax Reform – Pillar II Model Rules”, il Gruppo ha applicato l’esenzione temporanea obbligatoria per la contabilizzazione delle imposte differite derivanti dall’applicazione del Pillar II. Il Gruppo riconoscerà le imposte che risulteranno dall’applicazione della normativa come imposte correnti nel momento in cui le stesse saranno sostenute (si veda la nota 25 “Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite”).

5. Argentina - Economia iperinflazionata: impatti per l'applicazione dello IAS 29

A partire dal 1° luglio 2018 l'economia argentina è considerata iperinflazionata in base ai criteri stabiliti dallo "IAS 29 - Rendicontazione contabile in economie iperinflazionate". Ciò a seguito della valutazione di una serie di elementi qualitativi e quantitativi, tra i quali la presenza di un tasso di inflazione cumulato maggiore del 100% nell'arco dei tre anni precedenti. Ai fini della predisposizione del presente Bilancio consolidato al 31 dicembre 2023 e in accordo con quanto disposto dallo IAS 29, talune voci delle situazioni patrimoniali delle società partecipate in Argentina sono state rimisurate applicando l'indice generale dei prezzi al consumo ai dati storici, al fine di riflettere le modifiche al potere di acquisto del peso argentino alla data di chiusura dei bilanci delle stesse.

Tenendo presente che il Gruppo Enel ha acquisito il controllo delle società argentine il 25 giugno 2009, la rimisurazione dei dati patrimoniali non monetari dei bilanci di tali società è stata effettuata applicando gli indici di inflazione a partire da tale data. Gli effetti contabili di tale adeguamento, oltre a essere già riflessi nella situazione patrimoniale di apertura, recepiscono le variazioni del periodo. In particolare, l'effetto relativo alla rimisurazione delle attività e passività non monetarie, delle poste di patrimonio netto, nonché delle componenti di Conto economico rilevate nel 2023 è stato rilevato in contropartita di una apposita voce di Conto economico tra i proventi e oneri finanziari. Il relativo effetto fiscale è stato rilevato tra le imposte del periodo.

Per tener poi conto dell'impatto dell'iperinflazione anche sul corso monetario della valuta locale, i saldi dei Conti economici

espressi in valuta iperinflazionata sono stati convertiti nella valuta di presentazione del Gruppo applicando, come prevede lo IAS 21, il tasso di cambio finale anziché quello medio del periodo con la finalità di riportare tali ammontari ai valori correnti.

Di seguito si riportano i livelli cumulati degli indici generali dei prezzi al consumo alla data del 31 dicembre 2018 fino al 31 dicembre 2023:

Periodi	Indici generali dei prezzi al consumo cumulati
Dal 1° luglio 2009 al 31 dicembre 2018	346,30%
Dal 1° gennaio 2019 al 31 dicembre 2019	54,46%
Dal 1° gennaio 2020 al 31 dicembre 2020	35,41%
Dal 1° gennaio 2021 al 31 dicembre 2021	49,73%
Dal 1° gennaio 2022 al 31 dicembre 2022	97,08%
Dal 1° gennaio 2023 al 31 dicembre 2023	222,01%

Nel 2023 l'applicazione dello IAS 29 ha comportato la rilevazione di un provento finanziario netto (al lordo delle imposte) pari a 284 milioni di euro.

Di seguito si riportano gli effetti dello IAS 29 sullo Stato patrimoniale al 31 dicembre 2023 e gli impatti dell'iperinflazione sulle principali voci di Conto economico del 2023, differenziando quanto afferente alla rivalutazione in base agli indici generali dei prezzi al consumo e quanto afferente all'applicazione del tasso di cambio finale anziché del tasso di cambio medio del periodo, per quanto previsto dallo IAS 21 per economie iperinflazionate.

Milioni di euro					
	Effetto iperinflazione cumulato al 31.12.2022	Effetto iperinflazione del periodo	Differenza cambio	Variazione perimetro per cessione di società	Effetto iperinflazione cumulato al 31.12.2023
Totale attività	1.989	917	(1.567)	(45)	1.294
Totale passività	555	314	(424)	(7)	438
Patrimonio netto	1.434	603 ⁽¹⁾	(1.143)	(38)	856

(1) Il dato include il risultato netto positivo dell'esercizio pari a 110 milioni di euro.

Milioni di euro			
	Effetto IAS 29	Effetto IAS 21	Totale effetto al 31.12.2023
Ricavi	278	(588)	(310)
Costi	352 ⁽¹⁾	(641) ⁽²⁾	(289)
Risultato operativo	(74)	53	(21)
Proventi/(Oneri) finanziari netti	(39)	16	(23)
Proventi/(Oneri) netti da iperinflazione	284	-	284
Risultato prima delle imposte	171	69	240
Imposte	61	126	187
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)	110	(57)	53
Quota di interessenza del Gruppo	68	(83)	(15)
Quota di interessenza di terzi	42	26	68

(1) Il dato include l'effetto su ammortamenti e impairment per 55 milioni di euro.

(2) Il dato include l'effetto su ammortamenti e impairment per (27) milioni di euro.

6. Informativa relativa al cambiamento climatico

Il cammino verso Net Zero è in corso a livello mondiale e i processi di decarbonizzazione e di elettrificazione dell'economia globale sono cruciali per evitare le gravi conseguenze di un aumento delle temperature superiore a 1,5 °C.

In tale prospettiva il Gruppo ha fissato come segue le proprie linee guida strategiche:

- allocare capitale a supporto di una fornitura di elettricità decarbonizzata;
- abilitare l'elettrificazione della domanda di energia dei clienti;
- fare leva sulla creazione di valore lungo tutta la value chain;
- anticipare gli obiettivi di Net Zero sostenibile al 2040.

Considerati i rischi relativi al cambiamento climatico e quanto stabilito dagli accordi di Parigi, il Gruppo ha deciso

di raggiungere in anticipo gli obiettivi di carbon neutrality e rifletterne gli effetti nelle attività, passività e Conto economico evidenziando gli impatti significativi e prevedibili come richiesto dal framework dei principi contabili internazionali. A tal proposito, in accordo, con quanto previsto dal documento pubblicato dall'IFRS Foundation a luglio 2023, il Gruppo fornisce informazioni esplicite nelle Note di commento al presente Bilancio consolidato con riguardo a come il cambiamento climatico viene riflesso nei nostri conti.

Per una comunicazione più efficace e organica in relazione all'informativa sul cambiamento climatico predisposta nell'ambito delle Note di commento al presente Bilancio consolidato, si espone di seguito una mappatura di tale informativa con il rimando ai diversi paragrafi dove si affrontano tematiche relative al cambiamento climatico.

Argomento	Nota	Contenuto
Stime e giudizi relativi al cambiamento climatico	Nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management"	<ul style="list-style-type: none"> • Riferimento all'uso da parte del management delle principali stime e giudizi relativi al cambiamento climatico (tenendo conto della loro significatività nell'ambito dell'informativa finanziaria). • Focus sulla stima dei flussi di cassa attesi in relazione a specifiche attività/CGU (paragrafo "Impairment delle attività non finanziarie"). • Focus sugli effetti derivanti dagli impegni presi dal Gruppo in base agli accordi di Parigi e sui loro riflessi sulla stima delle vite utili delle attività coinvolte (paragrafo "Determinazione della vita utile di attività non finanziarie").
Investimenti sostenibili	Nota 19 "Immobili, impianti e macchinari"	<ul style="list-style-type: none"> • Focus sulle attività relative alle infrastrutture connesse allo sviluppo delle reti e agli investimenti per lo sviluppo di e-Mobility, e-City, e del business e-Home.
Valutazione di attività non finanziarie	Nota 12.e "Ammortamenti e altri impairment" Nota 19 "Immobili, impianti e macchinari" Nota 24 "Avviamento"	<ul style="list-style-type: none"> • Focus sugli effetti connessi agli impegni assunti dal Gruppo in linea con gli accordi di Parigi nell'ambito delle valutazioni delle attività non finanziarie con particolare riferimento alla residua vita utile di talune attività e agli impairment test.
Fondi rischi	Nota 40 "Fondi rischi e oneri"	<ul style="list-style-type: none"> • Focus sui fondi rischi e oneri per gli impatti del cambiamento climatico sulle reti di distribuzione e sugli impianti di generazione, incluso lo smantellamento e il ripristino dei siti, nonché sugli eventuali accantonamenti a piani di ristrutturazione legati alla transizione energetica.
La finanza sustainability-linked secondo Enel	Nota 48.3 "Finanziamenti" Nota 60 "Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio"	<ul style="list-style-type: none"> • Focus su: <ul style="list-style-type: none"> – emissioni di sustainability-linked bond collegati al raggiungimento di obiettivi sostenibili in linea con gli SDG emanate dall'ONU – green bond utilizzati per finanziare specifici progetti e iniziative sostenibili del Gruppo – sustainable loan collegati al raggiungimento di Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG).
Pagamenti basati su azioni	Nota 53 "Pagamenti basati su azioni"	<ul style="list-style-type: none"> • Descrizione dei Piani di incentivazione di lungo termine (LTI) ancorati al raggiungimento di specifici obiettivi relativi al clima.
Programmi ambientali	Nota 58 "Programmi ambientali"	<ul style="list-style-type: none"> • Descrizione dei costi relativi alla compliance ambientale previsti dalle normative nazionali e internazionali. • Descrizione degli oneri legati al deficit di certificati ambientali rispetto a quanto previsto dalla normativa per la compliance ambientale.

7. Discontinued operation

Nell'ambito dell'area geografica "Europa" il Gruppo Enel ha deciso di dismettere importanti rami autonomi di attività, in particolare in Russia, in Romania e in Grecia.

In ragione del fatto che l'insieme delle attività dismesse rappresenta una parte significativa di un'area geografica in cui il Gruppo opera, i risultati inerenti a tali attività sono stati classificati in base a quanto previsto dall'IFRS 5, nel prospetto di Conto economico consolidato, in una linea separata denominata "Risultato netto delle discontinued operation".

Secondo quanto previsto dall'IFRS 5, che disciplina la modalità di esposizione in bilancio del risultato economico e delle informazioni da fornire nella nota integrativa delle attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate, le voci economiche per gli esercizi 2023 e 2022 derivanti dalle discontinued operation sono state esposte nel seguente prospetto di Conto economico.

Le voci sono esposte al netto dei rapporti infragruppo che sono stati completamente eliminati.

Milioni di euro			
	2023	2022	2023-2022
Ricavi	2.535	3.543	(1.008)
Costi	2.341	4.815	(2.474)
Risultato operativo	194	(1.272)	1.466
Proventi/(Oneri) finanziari	(62)	(43)	(19)
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto ⁽¹⁾	58	83	(25)
Risultato prima delle imposte delle discontinued operation	190	(1.232)	1.422
Imposte	29	(52)	81
Risultato netto Russia, Grecia e Romania	161	(1.180)	1.341
Plusvalenze/(Minusvalenze) da alienazione attività operative cessate	(532)	(1.054)	522
Risultato netto delle discontinued operation	(371)	(2.234)	1.863

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

Di seguito il dettaglio per Paese.

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

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

In accordo con le disposizioni dell'IFRS 5 si riporta di seguito la descrizione dei fatti e delle circostanze che hanno determinato la riclassifica.

Russia

Enel SpA ha perfezionato in data 12 ottobre 2022 la cessione dell'intera partecipazione da essa detenuta in PJSC Enel Russia. Con il completamento dell'operazione, Enel ha ceduto tutti gli asset di generazione elettrica in Russia, che includono circa 5,6 GW di capacità convenzionale e circa 300 MW di capacità eolica in diverse fasi di sviluppo, garantendo continuità ai propri dipendenti e clienti.

Inoltre, in data 20 dicembre 2023, Enel SpA ha ceduto l'intera partecipazione detenuta nella società Rusenergosbyt LLC per un corrispettivo di 83 milioni di euro. L'operazione ha comportato un impatto negativo di 124 milioni di euro, di cui 82 milioni di euro connessi al rilascio della riserva di conversione cambio.

Romania

Facendo seguito agli accordi del 14 dicembre 2022, del 4 febbraio 2023 e del 9 marzo 2023, in data 25 ottobre 2023 Enel SpA, ha perfezionato la cessione alla società greca Public Power Corporation SA (PPC) di tutte le partecipazioni detenute dal Gruppo Enel in Romania.

In conformità con quanto previsto nell'accordo di compravendita, PPC ha pagato un corrispettivo totale di 1.241 milioni di euro. È inoltre previsto un meccanismo di earn-out, concernente un potenziale ulteriore pagamento post-closing, basato sul futuro valore delle attività del business retail.

L'operazione ha comportato un impatto negativo sul risultato netto dell'esercizio pari a 847 milioni di euro, di cui 655 milioni di euro collegati al rilascio della riserva cambi, 15 milioni di euro relativi a oneri accessori alla vendita, oltre alla rilevazione dell'adeguamento di valore degli asset effettuato *ante* cessione per 177 milioni di euro al netto dell'effetto fiscale.

Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 9 "Principali acquisizioni e cessioni dell'esercizio".

Grecia

Facendo seguito all'accordo del 26 luglio 2023, in data 29 dicembre 2023 Enel Green Power (EGP) ha finalizzato la vendita del 50% di Enel Green Power Hellas (EGPH), controllata al 100% di Enel Green Power per le rinnovabili in Grecia, a Macquarie Asset Management, che agisce tramite Macquarie Green Investment Group Renewable Energy Fund 2, a seguito del verificarsi di tutte le condizioni sospensive usuali per questo tipo di operazioni, inclusa l'approvazione delle competenti autorità per la concorrenza.

In linea con quanto previsto nell'accordo di compravendita, EGP ha ricevuto un corrispettivo totale pari a 351 milioni di euro.

Alla chiusura dell'operazione, EGP e Macquarie Asset Management hanno stipulato uno shareholder agreement che prevede il controllo congiunto di EGPH al fine di co-gestire l'attuale portafoglio di generazione da fonti rinnovabili della società e continuare a sviluppare la sua pipeline di progetti, con ulteriore incremento della capacità installata.

L'operazione ha generato un impatto positivo sul risultato netto di Gruppo pari a 422 milioni di euro (inclusa la rimisurazione al fair value della restante partecipazione).

Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 9 "Principali acquisizioni e cessioni dell'esercizio".

Per i dettagli relativi ai dati patrimoniali per Linea di Business e Area Geografica, riferiti al perimetro delle discontinued operation, si rimanda alla nota 10 "Dati economici e patrimoniali per Settore primario (Linea di Business) e secondario (Area Geografica)".

Di seguito si fornisce il dettaglio dei flussi di cassa afferenti alle discontinued operation, come già separatamente evidenziati nello schema di rendiconto finanziario.

Milioni di euro	2023	2022	2023-2022
Cash flow da attività operativa riferito alle "discontinued operation"	132	(391)	523
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento riferito alle "discontinued operation"	(442)	(351)	(91)
Cash flow da attività di finanziamento riferito alle "discontinued operation"	(16)	656	(672)
Cash flow netto riferito alle "discontinued operation"	(326)	(86)	(240)

8. Rideterminazione dei dati comparativi

Lo Stato patrimoniale consolidato relativo al Bilancio consolidato 2022 è stato rideterminato per tener conto degli effetti dell'Amendment allo IAS 12, in vigore successivamente al 1° gennaio 2023, il quale chiarisce che l'esen-

zione alla rilevazione iniziale, prevista dal principio, non si applica più alle transazioni che danno origine a differenze temporanee imponibili e deducibili di uguale ammontare su operazioni quali leasing e decommissioning.

Impatti sullo Stato patrimoniale consolidato

Milioni di euro

ATTIVITÀ	al 31.12.2022	IAS 12	al 31.12.2022 restated
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	88.521	-	88.521
Investimenti immobiliari	94	-	94
Attività immateriali	17.520	-	17.520
Avviamento	13.742	-	13.742
Attività per imposte anticipate	10.925	250	11.175
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.281	-	1.281
Derivati finanziari attivi non correnti	3.970	-	3.970
Attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	508	-	508
Altre attività finanziarie non correnti	8.359	-	8.359
Altre attività non correnti	2.486	-	2.486
	<i>[Totale]</i>	250	147.656
Attività correnti			
Rimanenze	4.853	-	4.853
Crediti commerciali	16.605	-	16.605
Attività derivanti da contratti con i clienti correnti	106	-	106
Crediti per imposte sul reddito	561	-	561
Derivati finanziari attivi correnti	14.830	-	14.830
Altre attività finanziarie correnti	13.753	-	13.753
Altre attività correnti	4.314	-	4.314
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	11.041	-	11.041
	<i>[Totale]</i>	-	66.063
Attività classificate come possedute per la vendita	6.149	6	6.155
TOTALE ATTIVITÀ	219.618	256	219.874

Millioni di euro

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	al 31.12.2022	IAS 12	al 31.12.2022 restated
Patrimonio netto del Gruppo			
Capitale sociale	10.167	-	10.167
Riserva azioni proprie	(47)	-	(47)
Altre riserve	2.740	-	2.740
Utili e perdite accumulati	15.797	(2)	15.795
<i>[Totale]</i>	28.657	(2)	28.655
Interessenze di terzi	13.425	-	13.425
Totale patrimonio netto	42.082	(2)	42.080
Passività non correnti			
Finanziamenti a lungo termine	68.191	-	68.191
Benefici ai dipendenti	2.202	-	2.202
Fondi rischi e oneri quota non corrente	6.055	-	6.055
Passività per imposte differite	9.542	252	9.794
Derivati finanziari passivi non correnti	5.895	-	5.895
Passività derivanti da contratti con i clienti non correnti	5.747	-	5.747
Altre passività finanziarie non correnti	-	-	-
Altre passività non correnti	4.246	-	4.246
<i>[Totale]</i>	101.878	252	102.130
Passività correnti			
Finanziamenti a breve termine	18.392	-	18.392
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	2.835	-	2.835
Fondi rischi e oneri quota corrente	1.325	-	1.325
Debiti commerciali	17641	-	17641
Debiti per imposte sul reddito	1.623	-	1.623
Derivati finanziari passivi correnti	16.141	-	16.141
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti	1.775	-	1.775
Altre passività finanziarie correnti	853	-	853
Altre passività correnti	11.713	-	11.713
<i>[Totale]</i>	72.298	-	72.298
Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita	3.360	6	3.366
Totale passività	177.536	258	177.794
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	219.618	256	219.874

Il Conto economico consolidato e il Conto economico consolidato complessivo relativi al Bilancio consolidato del 2022 sono stati rideterminati per tener conto della presentazione nelle attività operative cessate, prevista dall'IFRS 5 - Attività non correnti possedute per la ven-

dita e attività operative cessate", della partecipazione detenuta in Rusenergosbyt LLC, ceduta nel corso del quarto trimestre 2023.

Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 "Discontinued operation".

Impatti sul Conto economico consolidato

Milioni di euro

	2022	IFRS 5	2022 restated
Ricavi	140.517	-	140.517
Costi	131.689	-	131.689
Risultati netti da contratti su commodity	2.365	-	2.365
Risultato operativo	11.193	-	11.193
Proventi finanziari da contratti derivati	3.118	-	3.118
Altri proventi finanziari	3.430	-	3.430
Oneri finanziari da contratti derivati	3.414	-	3.414
Altri oneri finanziari	5.880	-	5.880
Proventi/(Oneri) netti da iperinflazione	290	-	290
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	4	(64)	(60)
Risultato prima delle imposte	8.741	(64)	8.677
Imposte	3.523	-	3.523
Risultato netto delle continuing operation	5.218	(64)	5.154
Quota di interessenza del Gruppo	3.637	(64)	3.573
Quota di interessenza di terzi	1.581	-	1.581
Risultato netto delle discontinued operation	(2.298)	64	(2.234)
Quota di interessenza del Gruppo	(1.955)	64	(1.891)
Quota di interessenza di terzi	(343)	-	(343)
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)	2.920	-	2.920

Impatti sul Conto economico consolidato complessivo

Milioni di euro

	2022	IFRS 5	2022 restated
Risultato netto dell'esercizio	2.920	-	2.920
Altre componenti di Conto economico complessivo riclassificabili a Conto economico (al netto delle imposte)			
Quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari	(1.677)	-	(1.677)
Variazione del fair value dei costi di hedging	(70)	-	(70)
Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto	233	-	233
Variazione di fair value delle attività finanziarie FVOCI	(44)	-	(44)
Variazione della riserva di traduzione	944	15	959
Altre componenti di Conto economico complessivo cumulate, riclassificabili a Conto economico, relative ad attività non correnti e gruppi di attività in dismissione classificate come possedute per la vendita/attività operative cessate	(63)	(15)	(78)
Altre componenti di Conto economico complessivo non riclassificabili a Conto economico (al netto delle imposte)			
Rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefici definiti	303	-	303
Variazione di fair value di partecipazioni in altre imprese	13	-	13
Altre componenti di Conto economico complessivo cumulate, non riclassificabili a Conto economico, relative ad attività non correnti e gruppi di attività in dismissione classificate come possedute per la vendita/attività operative cessate	21	-	21
Utili/(Perdite) rilevati direttamente a patrimonio netto	(340)	-	(340)
Utili/(Perdite) complessivi rilevati nell'esercizio	2.580	-	2.580
Quota di interessenza:			
- del Gruppo	1.658	-	1.658
- di terzi	922	-	922

I dati presentati nei commenti e nelle tabelle delle note al presente Bilancio consolidato al 31 dicembre 2023 sono omogenei e confrontabili tra di loro.

Variazioni nell'area di consolidamento

9. Principali acquisizioni e cessioni dell'esercizio

Nei due esercizi in analisi l'area di consolidamento ha subito alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni.

2022

- In data 3 gennaio 2022 Enel Produzione SpA ha acquisito il 100% di ERG Hydro Srl (successivamente ridenominata Enel Hydro Appennino Centrale Srl e fusa in Enel Produzione SpA in data 1° dicembre 2022), titolare di impianti di produzione con una capacità installata di circa 527 MW e una produzione annua di circa 1,5 TWh, per un corrispettivo pari a circa 1.267 milioni di euro; a dicembre 2022 è stata completata l'attività di identificazione del fair value delle attività acquisite e delle passività a seguito della quale si è rilevato un avviamento di circa 349 milioni di euro.
- In data 30 giugno 2022 Enel Green Power SpA ha ceduto alla società Al Rayyan Holding LLC (controllata da Qatar Investment Authority) il 50% della partecipazione detenuta nella società EGP Matimba NewCo 1 Srl, titolare indirettamente di sei società in Sudafrica, con una potenza installata di circa 740 MW, per un corrispettivo di circa 108 milioni di euro interamente incassato.
- In data 25 luglio 2022 Enel X Srl ha ceduto a Mooney SpA, per un corrispettivo di circa 140 milioni di euro, regolato sotto forma di crediti finanziari, le intere partecipazioni di Enel X Financial Services, CityPoste Payment, PayTipper e Junia Insurance e loro controllate.
- In data 24 agosto 2022 Enel Brasil SA, controllata di Enel Américas, ha ceduto l'intera quota detenuta in CGTF – Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA a ENEVA SA per un corrispettivo di circa 89 milioni di euro. L'operazione ha comportato un impatto negativo sul risultato operativo di circa 210 milioni di euro.
- In data 12 ottobre 2022 è stata finalizzata la cessione dell'intera partecipazione detenuta in PJSC Enel Russia, pari al 56,43% del capitale sociale di quest'ultima, a PJSC Lukoil e al Closed Combined Mutual Investment Fund "Gazprombank-Frezia", per un corrispettivo totale pari a circa 137 milioni di euro. L'operazione ha comportato un impatto negativo complessivo sul risultato operativo di circa 1,5 miliardi di euro, principalmente dovuto al rilascio della riserva di conversione cambi per circa 1 miliardo di euro e un adeguamento di valore di 497 milioni di euro.
- In data 9 dicembre 2022 Enel Chile SA ha perfezionato la cessione dell'intera partecipazione, pari al 99,09% del capitale sociale, detenuta in Enel Transmisión Chile SA, società cilena di trasmissione di energia elettrica, a Sociedad Transmisora Metropolitana SpA, controllata da Inversiones Grupo Saesa Ltda, per un corrispettivo complessivo di circa 1,3 miliardi di euro. L'operazione ha comportato la rilevazione di un provento di circa 1,1 miliardi di euro.
- In data 22 dicembre 2022 è stata finalizzata la cessione del 50% della controllata Gridspertise Srl, interamente detenuta da Enel, al fondo di private equity internazionale CVC Capital Partners Fund VIII, per un corrispettivo complessivo di circa 300 milioni di euro. L'operazione ha comportato la rilevazione di una plusvalenza di 261 milioni di euro e una rimisurazione al fair value della quota residua di partecipazione di 259 milioni di euro.
- In data 29 dicembre 2022 Enel Brasil SA, controllata di Enel Américas SA, ha perfezionato la cessione dell'intera partecipazione detenuta nella società brasiliana di distribuzione di energia elettrica Celg Distribuição SA – Celg-D (Enel Goiás), pari a circa il 99,9% del capitale sociale di quest'ultima, a Equatorial Participações e Investimentos SA, società controllata da Equatorial Energia SA, per un corrispettivo complessivo di circa 1,5 miliardi di euro (di cui circa 269 milioni di euro versati per la parte di equity e circa 1,2 miliardi di euro a rimborso dei finanziamenti infragruppo). L'operazione ha comportato un impatto negativo sul risultato operativo di circa 1 miliardo di euro connesso essenzialmente al rilascio della riserva di conversione cambio associata alle attività nette cedute.

2023

- In data 17 febbraio 2023 il Gruppo Enel, tramite la controllata Enel Argentina, ha perfezionato la cessione all'azienda energetica Central Puerto SA della partecipazione detenuta nella società di generazione termoelettrica Enel Generación Costanera per un corrispettivo di 42 milioni di euro interamente incassati. L'operazione ha comportato la rilevazione di un onere complessivo di 132 milioni di euro.
- In data 14 aprile 2023 è stata perfezionata la cessione, a YPF e a Pan American Sur SA, delle azioni detenute in Inversora Dock Sud SA e Central Dock Sud SA, per un corrispettivo complessivo di 48 milioni di euro. L'operazione ha comportato sul risultato operativo un impatto negativo di 194 milioni di euro.
- In data 29 settembre 2023 il Gruppo Enel ha perfezionato tramite la controllata Enel Green Power SpA la cessione del 50% delle due società che possiedono tutte le attività dedicate alle rinnovabili del Gruppo in Australia, nello specifico Enel Green Power Australia (Pty) Ltd ed Enel Green Power Australia Trust, a INPEX Corporation, per un corrispettivo complessivo di 142 milioni di euro. L'operazione ha comportato la rilevazione di un provento di 103 milioni di euro.
- In data 25 ottobre 2023 Enel SpA e la sua controllata

Enel Chile SA hanno perfezionato la cessione delle loro intere partecipazioni azionarie nel capitale sociale di Arcadia Generación Solar SA, azienda cilena proprietaria di un portafoglio di quattro impianti fotovoltaici in esercizio per un totale di circa 416 MW di capacità installata, a Sonnedix, un produttore internazionale di energia rinnovabile, per un corrispettivo complessivo di 535 milioni di euro. L'operazione ha comportato la rilevazione di un provento di 195 milioni di euro.

- In data 25 ottobre 2023 il Gruppo Enel ha perfezionato la cessione alla società greca Public Power Corporation SA di tutte le partecipazioni detenute in Romania, per un corrispettivo totale di 1.241 milioni di euro. L'operazione ha comportato un impatto negativo sul risultato netto dell'esercizio pari a 847 milioni di euro, di cui 655 milioni di euro collegati al rilascio della riserva cambi.
- In data 29 dicembre 2023 Enel SpA, tramite la propria controllata Enel Green Power SpA, ha finalizzato la vendita del 50% di Enel Green Power Hellas, controllata al 100% da Enel Green Power per le rinnovabili in Grecia, a Macquarie Asset Management, per un corrispettivo totale pari a 351 milioni di euro. L'operazione nel suo complesso ha generato un impatto positivo sul risultato netto del Gruppo per il 2023 di 422 milioni di euro.

Altre variazioni

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

- In data 24 novembre 2023 il Gruppo Enel ha perfezionato tramite la controllata Endesa Generación SAU la cessione dell'intera partecipazione detenuta in Tecna-

tom SA, per un corrispettivo complessivo di 26 milioni di euro. L'operazione non ha comportato impatti a Conto economico.

- In data 20 dicembre 2023 Enel SpA ha ceduto l'intera partecipazione detenuta nella società Rusenergosbyt LLC per un corrispettivo di 83 milioni di euro. L'operazione ha comportato un impatto negativo di 124 milioni sul risultato netto del Gruppo, di cui 82 milioni di euro connessi al rilascio della riserva di conversione cambio.

Cessione di Enel Generación Costanera

In data 17 febbraio 2023 il Gruppo Enel ha ceduto la partecipazione detenuta nella società di generazione termoe-

lettrica Enel Generación Costanera per un corrispettivo di 42 milioni di euro interamente incassato.

Milioni di euro	
Prezzo di cessione	42
Totale attività nette cedute	(39)
Rilascio della riserva OCI	(135)
Minusvalenza da cessione	(132)

Cessione di Inversora Dock Sud SA e Central Dock Sud SA

In data 14 aprile 2023 il Gruppo Enel ha ceduto la partecipazione detenuta nelle società di generazione termoelet-

trica Inversora Dock Sud SA e Central Dock Sud SA per un corrispettivo di 48 milioni di euro interamente incassato.

Milioni di euro	
Prezzo di cessione	48
Totale attività nette cedute	(48)
Rilascio della riserva OCI	(194)
Minusvalenza da cessione	(194)

Cessione del 50% di Enel Green Power Australia

In data 29 settembre 2023 il Gruppo Enel ha perfezionato tramite la controllata Enel Green Power SpA la cessione del 50% delle due società che possiedono tutte le attività dedicate alle rinnovabili del Gruppo in Australia, nello spe-

cifico Enel Green Power Australia (Pty) Ltd ed Enel Green Power Australia Trust, per un corrispettivo complessivo di 142 milioni di euro interamente incassato.

Milioni di euro	
Prezzo di cessione	142
Totale attività nette cedute	(63)
Rilascio della riserva OCI	(55)
Plusvalenza da cessione	24
Rimisurazione al fair value partecipazione residua (50%)	79
Provento da cessione	103

Cessione di Arcadia Generación Solar

In data 25 ottobre 2023 Enel SpA e la sua controllata Enel Chile SA hanno perfezionato la cessione delle loro intere partecipazioni azionarie nel capitale sociale di Arcadia Ge-

neración Solar SA a Sonnedix, per un corrispettivo complessivo di 535 milioni di euro interamente incassato.

Milioni di euro	
Prezzo di cessione	535
Totale attività nette cedute	(314)
Rilascio della riserva OCI	21
Oneri accessori alla vendita	(1)
Avviamento	(46)
Plusvalenza da cessione	195

L'operazione ha comportato un effetto fiscale di 68 milioni di euro.

Cessione delle attività in Romania

In data 25 ottobre 2023 il Gruppo Enel ha perfezionato la cessione alla società greca Public Power Corporation SA di

tutte le partecipazioni detenute in Romania, per un corrispettivo totale di 1.241 milioni di euro interamente incassato.

Milioni di euro	
Prezzo di cessione	1.241
Totale attività nette cedute	(1.241)
Rilascio della riserva OCI	(655)
Oneri accessori alla vendita	(15)
Minusvalenza da cessione	(670)
<i>Adeguamento di valore impianti ante cessione</i>	<i>(215)</i>
<i>Imposte su adeguamento di valore</i>	<i>38</i>
Impatto economico	(847)

Cessione del 50% di Enel Green Power Hellas

In data 29 dicembre 2023 Enel SpA, tramite la propria controllata Enel Green Power SpA, ha finalizzato la vendita del 50% di Enel Green Power Hellas, controllata al 100% da

Enel Green Power per le rinnovabili in Grecia, a Macquarie Asset Management, per un corrispettivo totale pari a 351 milioni di euro interamente incassato.

Milioni di euro	
Prezzo di cessione	351
Totale attività nette cedute	(86)
Oneri accessori	(3)
Plusvalenza da cessione	262
Rimisurazione al fair value partecipazione residua (50%)	160
Provento da cessione	422

10. Dati economici e patrimoniali per Settore primario (Linea di Business) e secondario (Area Geografica)

La rappresentazione dei risultati economici e patrimoniali è effettuata in base all'approccio utilizzato dal management per monitorare le performance del Gruppo nei due esercizi messi a confronto. In particolare, il management monitora e comunica al mercato i propri risultati a partire dai settori di business. Il Gruppo ha adottato infatti la seguente impostazione settoriale:

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

La Linea di Business, quindi, risulta essere la discriminante principale e predominante nelle analisi svolte e nelle decisioni prese dal management del Gruppo, ed è pienamente coerente con la reportistica interna predisposta a tali fini dal momento che i risultati vengono misurati e valutati *in primis* per ciascuna Linea di Business e solo successivamente si declinano per Area Geografica.

A tale riguardo, si evidenzia che il processo di semplificazione organizzativa avviato nel corso dell'esercizio 2023 ha comportato una modifica delle Linee di Business e delle Aree Geografiche, che ha fatto emergere la necessità di ridefinire i settori oggetto d'informativa. Ciò al fine di esporre i risultati dei settori in base all'approccio utilizzato dal management per monitorare e rappresentare ai mercati le performance del Gruppo.

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

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

Nell'esposizione dei dati per settore secondario (Area Geografica), i dati relativi alle aree America Latina, Europa, Nord America, e Africa, Asia e Oceania sono confluiti nell'area "Resto del Mondo".

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

Dati economici per Settore primario (Linea di Business)

Risultati 2023⁽¹⁾

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Holding e Servizi	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	20.152	8.459	17.206	49.748	-	95.565	-	95.565
Ricavi e altri proventi intersettoriali	20.038	3.161	3.053	2.371	2.045	30.668	(30.668)	-
Totale ricavi	40.190	11.620	20.259	52.119	2.045	126.233	(30.668)	95.565
Totale costi	35.140	6.377	12.798	46.038	2.659	103.012	(30.668)	72.344
Risultati netti da contratti su commodity	(1.983)	(65)	-	(923)	5	(2.966)	-	(2.966)
Ammortamenti	775	1.603	2.957	785	233	6.353	-	6.353
Impairment	161	1.552	168	1.439	18	3.338	-	3.338
Ripristini di valore	(49)	(19)	(90)	(108)	(2)	(268)	-	(268)
Risultato operativo	2.180	2.042	4.426	3.042	(858)	10.832	-	10.832
Investimenti	761⁽²⁾	5.345⁽³⁾	5.280⁽⁴⁾	1.138⁽⁵⁾	190⁽⁶⁾	12.714	-	12.714

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

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

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

(4) Il dato non include 233 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

(5) Il dato non include 34 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

(6) Il dato non include 3 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Risultati 2022⁽¹⁾

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Holding e Servizi	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	53.239	6.669	19.806	60.785	18	140.517	-	140.517
Ricavi e altri proventi intersettoriali	23.096	2.498	3.226	3.565	2.032	34.417	(34.417)	-
Totale ricavi	76.335	9.167	23.032	64.350	2.050	174.934	(34.417)	140.517
Totale costi	71.189	5.873	13.918	64.143	2.225	157.348	(34.384)	122.964
Risultati netti da contratti su commodity	551	183	-	1.595	(5)	2.324	41	2.365
Ammortamenti	802	1.456	2.852	747	229	6.086	-	6.086
Impairment	562	53	1.047	1.296	-	2.958	-	2.958
Ripristini di valore	(52)	(2)	(117)	(148)	-	(319)	-	(319)
Risultato operativo	4.385	1.970	5.332	(93)	(409)	11.185	8	11.193
Investimenti	990⁽²⁾	6.386⁽³⁾	5.547⁽⁴⁾	1.205⁽⁵⁾	219	14.347	-	14.347

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

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

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

(4) Il dato non include 110 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

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

Dati economici per Settore secondario (Area Geografica)

Risultati 2023⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Iberia	Resto del Mondo	America Latina	Europa	Nord America	Africa, Asia e Oceania	Elisioni Resto del Mondo	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	49.145	25.418	20.927	18.569	234	2.129	335	(340)	75	95.565
Ricavi e altri proventi intersettoriali	182	10	354	7	5	13	3	326	(546)	-
Totale ricavi	49.327	25.428	21.281	18.576	239	2.142	338	(14)	(471)	95.565
Totale costi	38.792	18.578	15.091	13.563	80	1.262	200	(14)	(117)	72.344
Risultati netti da contratti su commodity	233	(3.171)	(38)	181	-	(220)	1	-	10	(2.966)
Ammortamenti	2.325	1.911	1.931	1.389	2	491	49	-	186	6.353
Impairment	824	558	1.879	452	2	1.425	-	-	77	3.338
Ripristini di valore	(22)	(197)	(48)	(43)	(1)	-	(4)	-	(1)	(268)
Risultato operativo	7.641	1.407	2.390	3.396	156	(1.256)	94	-	(606)	10.832
Investimenti	5.763⁽²⁾	2.305	4.419⁽³⁾	3.302⁽⁴⁾	2⁽⁵⁾	1.096⁽⁶⁾	19⁽⁷⁾	-	227	12.714

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

(2) Il dato non include 337 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

(3) Il dato non include 512 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

(4) Il dato non include 180 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

(5) Il dato non include 210 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

(6) Il dato non include 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

(7) Il dato non include 121 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Risultati 2022⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Iberia	Resto del Mondo	America Latina	Europa	Nord America	Africa, Asia e Oceania	Elisioni Resto del Mondo	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	83.337	32.725	23.476	21.329	82	2.208	266	(409)	979	140.517
Ricavi e altri proventi intersettoriali	171	108	398	5	5	6	-	382	(677)	-
Totale ricavi	83.508	32.833	23.874	21.334	87	2.214	266	(27)	302	140.517
Totale costi	81.880	25.388	16.149	14.811	66	1.126	174	(28)	(453)	122.964
Risultati netti da contratti su commodity	4.679	(2.215)	(95)	56	6	(148)	(9)	-	(4)	2.365
Ammortamenti	2.209	1.784	1.900	1.393	2	430	75	-	193	6.086
Impairment	886	478	1.577	1.553	1	18	5	-	17	2.958
Ripristini di valore	(39)	(271)	(7)	(7)	-	-	-	-	(2)	(319)
Risultato operativo	3.251	3.239	4.160	3.640	24	492	3	1	543	11.193
Investimenti	4.640	2.316	7.168⁽²⁾	4.289⁽³⁾	224⁽⁴⁾	2.491	164⁽⁵⁾	-	223⁽⁶⁾	14.347

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

(2) Il dato non include 138 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

(3) Il dato non include 94 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

(4) Il dato non include 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

(5) Il dato non include 40 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

(6) Il dato non include 18 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Dati patrimoniali per Settore primario (Linea di Business)

Al 31 dicembre 2023

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Holding e Servizi	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	8.340	42.757	40.490	1.142	793	93.522	(13)	93.509
Attività immateriali	271	5.555	20.188	4.926	443	31.383	-	31.383
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	20	17	484	169	2	692	(1)	691
Crediti commerciali	7.287	3.471	7.771	8.373	792	27.694	(9.711)	17.983
Altro	5.736	290	2.738	2.489	3.134	14.387	(6.268)	8.119
Attività operative	21.654⁽¹⁾	52.090⁽²⁾	71.671⁽³⁾	17.099⁽⁴⁾	5.164⁽⁵⁾	167.678	(15.993)	151.685
Debiti commerciali	6.741	3.797	4.174	9.418	1.014	25.144	(8.986)	16.158
Passività da contratti con i clienti non correnti e correnti	112	271	7.515	59	7	7.964	(95)	7.869
Fondi diversi	3.468	979	3.348	742	1.208	9.745	(63)	9.682
Altro	3.833	1.606	9.817	4.327	4.740	24.323	(6.164)	18.159
Passività operative	14.154⁽⁶⁾	6.653⁽⁷⁾	24.854⁽⁸⁾	14.546⁽⁹⁾	6.969⁽¹⁰⁾	67.176	(15.308)	51.868

- (1) Di cui 640 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(2) Di cui 2.254 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(3) Di cui 2.469 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(4) Di cui 84 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(5) Di cui 9 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(6) Di cui 142 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(7) Di cui 265 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(8) Di cui 207 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(9) Di cui 19 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(10) Di cui 3 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Al 31 dicembre 2022

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Holding e Servizi	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	8.530	41.519	40.377	760	642	91.828	(3)	91.825
Attività immateriali	397	5.723	20.035	4.975	467	31.597	-	31.597
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	-	50	500	109	6	665	(1)	664
Crediti commerciali	7.667	3.730	5.706	9.003	1.197	27.303	(9.567)	17.736
Altro	7.928	540	2.551	3.262	2.463	16.744	(7.891)	8.853
Attività operative	24.522⁽¹⁾	51.562⁽²⁾	69.169⁽³⁾	18.109⁽⁴⁾	4.775⁽⁵⁾	168.137	(17.462)	150.675
Debiti commerciali	8.034	4.173	4.297	9.396	1.205	27.105	(9.042)	18.063
Passività da contratti con i clienti non correnti e correnti	95	323	7.527	91	9	8.045	(81)	7.964
Fondi diversi	3.979	921	3.263	488	1.088	9.739	(68)	9.671
Altro	3.475	1.802	6.691	7.055	4.434	23.457	(7.903)	15.554
Passività operative	15.583⁽⁶⁾	7.219⁽⁷⁾	21.778⁽⁸⁾	17.030⁽⁹⁾	6.736⁽¹⁰⁾	68.346	(17.094)	51.252

- (1) Di cui 188 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(2) Di cui 2.146 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(3) Di cui 1.994 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(4) Di cui 1.241 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(5) Di cui 32 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(6) Di cui 92 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(7) Di cui 308 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(8) Di cui 866 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(9) Di cui 801 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(10) Di cui 15 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Dati patrimoniali per Settore secondario (Area Geografica)

Al 31 dicembre 2023

Milioni di euro	Italia	Iberia	Resto del Mondo	America Latina	Europa	Nord America	Africa, Asia e Oceania	Elisioni Resto del Mondo	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	34.361	23.527	35.524	22.273	3	12.790	458	-	97	93.509
Attività immateriali	3.122	16.178	11.397	10.771	26	482	118	-	686	31.383
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	90	80	520	473	2	40	5	-	1	691
Crediti commerciali	8.819	4.011	5.302	4.978	29	244	78	(27)	(149)	17.983
Altro	4.281	2.375	1.706	1.393	13	271	31	(2)	(243)	8.119
Attività operative	50.673⁽¹⁾	46.171	54.449⁽²⁾	39.888⁽³⁾	73	13.827⁽⁴⁾	690⁽⁵⁾	(29)	392	151.685
Debiti commerciali	9.001	2.888	5.011	4.075	30	849	79	(22)	(742)	16.158
Passività da contratti con i clienti non correnti e correnti	4.318	3.537	47	47	-	-	-	-	(33)	7.869
Fondi diversi	3.078	3.177	2.686	2.529	1	134	21	1	741	9.682
Altro	6.913	3.556	6.219	4.205	37	1.932	48	(3)	1.471	18.159
Passività operative	23.310⁽⁶⁾	13.158	13.963⁽⁷⁾	10.856⁽⁸⁾	68	2.915⁽⁹⁾	148⁽¹⁰⁾	(24)	1.437	51.868

- (1) Di cui 631 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
 (2) Di cui 4.801 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
 (3) Di cui 4.541 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
 (4) Di cui 242 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
 (5) Di cui 18 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
 (6) Di cui 155 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
 (7) Di cui 481 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
 (8) Di cui 477 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
 (9) Di cui 3 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
 (10) Di cui 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Al 31 dicembre 2022

Milioni di euro	Italia	Iberia	Resto del Mondo	America Latina	Europa	Nord America	Africa, Asia e Oceania	Elisioni Resto del Mondo	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	30.327	23.167	38.220	21.099	2.397	13.722	1.002	-	111	91.825
Attività immateriali	3.200	16.173	11.596	10.534	331	602	129	-	628	31.597
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	73	9	576	493	48	19	16	-	6	664
Crediti commerciali	7.086	4.369	6.470	5.037	1.127	268	66	(28)	(189)	17.736
Altro	4.947	2.929	2.105	1.498	294	250	63	-	(1.128)	8.853
Attività operative	45.633⁽¹⁾	46.647	58.967⁽²⁾	38.661⁽³⁾	4.197⁽⁴⁾	14.861	1.276⁽⁵⁾	(28)	(572)	150.675
Debiti commerciali	9.595	3.220	6.652	4.813	483	1.261	119	(24)	(1.404)	18.063
Passività da contratti con i clienti non correnti e correnti	4.188	3.351	479	35	443	-	1	-	(54)	7.964
Fondi diversi	3.008	3.458	2.576	2.378	69	97	32	-	629	9.671
Altro	4.323	3.144	7.076	4.480	637	1.893	66	-	1.011	15.554
Passività operative	21.114⁽⁶⁾	13.173	16.783⁽⁷⁾	11.706⁽⁸⁾	1.632⁽⁹⁾	3.251	218⁽¹⁰⁾	(24)	182	51.252

- (1) Di cui 253 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
 (2) Di cui 4.968 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
 (3) Di cui 307 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
 (4) Di cui 4.108 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
 (5) Di cui 553 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
 (6) Di cui 64 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
 (7) Di cui 1.737 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
 (8) Di cui 99 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
 (9) Di cui 1.584 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
 (10) Di cui 54 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

La seguente tabella presenta la riconciliazione tra le attività e passività di settore e quelle consolidate.

Milioni di euro		
	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Totale attività	195.224	219.874
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.650	1.281
Derivati finanziari attivi non correnti	2.383	3.970
Altre attività finanziarie non correnti	8.750	8.359
Crediti tributari a lungo inclusi in "Altre attività non correnti"	1.487	1.674
Altre attività finanziarie correnti	4.329	13.753
Derivati finanziari attivi correnti	6.407	14.830
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	6.801	11.041
Attività per imposte anticipate ⁽¹⁾	9.218	11.175
Crediti tributari	2.016	2.159
Attività finanziarie e fiscali di "Attività possedute per la vendita" ⁽¹⁾	498	957
Attività di settore	151.685	150.675
Totale passività	150.115	177.794
Finanziamenti a lungo termine	61.085	68.191
Derivati finanziari passivi non correnti	3.373	5.895
Altre passività finanziarie non correnti	8	-
Finanziamenti a breve termine	4.769	18.392
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	9.086	2.835
Altre passività finanziarie correnti	909	853
Derivati finanziari passivi correnti	6.461	16.141
Passività di imposte differite ⁽¹⁾	8.217	9.794
Debiti per imposte sul reddito	1.573	1.623
Debiti tributari diversi	1.034	1.048
Passività finanziarie e fiscali di "Passività possedute per la vendita" ⁽¹⁾	1.732	1.770
Passività di settore	51.868	51.252

(1) I dati relativi al 31 dicembre 2022 sono stati rideterminati per tenere conto degli effetti dell'Amendment allo IAS 12, in vigore successivamente al 1° gennaio 2023. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 8 "Rideterminazione dei dati comparativi".

Informazioni sul Conto economico consolidato

Ricavi

11.a Ricavi delle vendite e delle prestazioni – Euro 92.882 milioni

Milioni di euro	2023	2022	2023-2022	
Vendite energia elettrica	52.465	69.340	(16.875)	-24,3%
Trasporto energia elettrica	11.123	11.096	27	0,2%
Corrispettivi da gestori di rete	1.142	979	163	16,6%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	1.570	1.667	(97)	-5,8%
Vendite gas	7.983	8.970	(987)	-11,0%
Trasporto gas	68	80	(12)	-15,0%
Vendite di combustibili	3.458	5.605	(2.147)	-38,3%
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	877	826	51	6,2%
Ricavi per lavori e servizi su ordinazione	995	1.672	(677)	-40,5%
Vendite certificati ambientali	283	111	172	-
Vendite relative al business dei servizi a valore aggiunto	1.653	1.384	269	19,4%
Altre vendite e prestazioni	866	918	(52)	-5,7%
Totale ricavi IFRS 15	82.483	102.648	(20.165)	-19,6%
Vendite di commodity da contratti con consegna fisica	8.875	37.247	(28.372)	-76,2%
Risultati da valutazione dei contratti di vendita di commodity con consegna fisica chiusi nel periodo	1.508	(4.260)	5.768	-
Altri ricavi diversi	16	18	(2)	-11,1%
Totale ricavi delle vendite e delle prestazioni	92.882	135.653	(42.771)	-31,5%

I ricavi da “Vendite di energia elettrica” si attestano a 52.465 milioni di euro, in diminuzione di 16.875 milioni di euro rispetto all’esercizio precedente (-24,3%). Tale decremento è dovuto sostanzialmente ai minori volumi venduti in un regime di prezzi di vendita dell’energia elettrica decrescenti, soprattutto in Italia (9.873 milioni di euro) e in Spagna (6.916 milioni di euro), conseguenti alla stabilizzazione dei mercati.

I “Corrispettivi da gestori di rete” sono in aumento di 163 milioni di euro rispetto all’esercizio precedente. La variazione è dovuta ai maggiori corrispettivi riconosciuti in Italia (334 milioni di euro) relativi prevalentemente alla remunerazione del capacity market e al piano di massimizzazione della produzione termoelettrica da impianti alimentati con combustibili alternativi al gas richiesto dal Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) che ha incluso alcuni impianti di Enel Produzione SpA. La voce è compensata da minori corrispettivi riconosciuti in Argentina (139 milioni di euro) e in Perù (28 milioni di euro).

I ricavi per “Vendite di gas” nel 2023 sono pari a 7.983 milioni di euro (8.970 milioni di euro nel 2022) con un decremento di 987 milioni di euro rispetto all’esercizio prece-

dente. Tale decremento è riconducibile prevalentemente alla diminuzione dei prezzi e alla riduzione del numero di clienti in Spagna (1.101 milioni di euro), compensata dall’adeguamento delle offerte a prezzi di mercato (attraverso indicizzazione o con rimodulazione delle condizioni contrattuali) in parte mitigato dalle maggiori quantità vendute in Italia (272 milioni di euro).

I ricavi per “Vendite di combustibili” si riducono di 2.147 milioni di euro in ragione all’andamento decrescente dei prezzi di vendita del gas nell’ambito delle attività di trading. Tale effetto è in parte compensato dalle maggiori vendite effettuate in Spagna.

I “Ricavi per lavori e servizi su ordinazione” si attestano a 995 milioni di euro, in diminuzione di 677 milioni di euro. Tale riduzione è attribuibile alla variazione dei lavori di sviluppo della rete di distribuzione in concessione in Brasile e prevalentemente alla variazione del perimetro di Gruppo connessa alla cessione di Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás) avvenuta nel dicembre 2022.

I ricavi da “Vendite certificati ambientali” si attestano a 283 milioni di euro, in aumento di 172 milioni di euro. La varia-

zione positiva è riconducibile essenzialmente alle maggiori vendite realizzate da Endesa Generación (166 milioni di euro) per quote di CO₂.

I ricavi per "Vendite relative al business dei servizi a valore aggiunto" sono pari a 1.653 milioni di euro, in aumento di 269 milioni di euro. La variazione positiva è riconducibile essenzialmente ai maggiori ricavi per la vendita di beni di efficienza energetica e prestazioni riconducibili alla manutenzione, consulenza, riparazione e installazione dei beni a efficienza energetica del segmento di attività e-Home e Vivi Meglio di Enel X in Italia (123 milioni di euro), e ai maggiori ricavi per vendite di servizi a valore aggiunto in Nord

America (55 milioni di euro) e in Colombia (21 milioni di euro).

La variazione negativa delle "Vendite di commodity da contratti con consegna fisica", misurati al fair value a Conto economico nello scope dell'IFRS 9 (28.372 milioni di euro), è riferita prevalentemente alla commodity gas ed è dovuta principalmente alla riduzione dei prezzi nonché alla diminuzione dei volumi intermediati.

La tabella seguente espone i risultati netti relativi ai contratti di vendita e acquisto di commodity con consegna fisica misurati al fair value nello scope dell'IFRS 9.

Milioni di euro				
	2023	2022	2023-2022	
Risultati di contratti di commodity energetiche con consegna fisica (IFRS 9) chiusi nel periodo				
Contratti di vendita				
Vendite di energia elettrica	1.550	5.436	(3.886)	-71,5%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	281	(795)	1.076	-
Totale energia	1.831	4.641	(2.810)	-60,5%
Vendite di gas	7.271	30.924	(23.653)	-76,5%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	1.114	(3.600)	4.714	-
Totale gas	8.385	27.324	(18.939)	-69,3%
Vendite di quote di emissioni inquinanti	4	875	(871)	-99,5%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	109	131	(22)	-16,8%
Totale quote di emissioni inquinanti	113	1.006	(893)	-88,8%
Vendita di garanzie di origine	50	12	38	-
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	4	4	-	-
Totale garanzie di origine	54	16	38	-
Totale ricavi	10.383	32.987	(22.604)	-68,5%
Contratti di acquisto				
Acquisti di energia elettrica	2.884	6.161	(3.277)	-53,2%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	570	(200)	770	-
Totale energia	3.454	5.961	(2.507)	-42,1%
Acquisti di gas	8.063	33.092	(25.029)	-75,6%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	1.370	(1.940)	3.310	-
Totale gas	9.433	31.152	(21.719)	-69,7%
Acquisti di quote di emissioni inquinanti	624	843	(219)	-26,0%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	(31)	132	(163)	-
Totale quote di emissioni inquinanti	593	975	(382)	-39,2%
Acquisti di garanzie di origine	101	25	76	-
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	32	3	29	-
Totale garanzie di origine	133	28	105	-
Totale costi	13.613	38.116	(24.503)	-64,3%
Ricavi/(Costi) netti di contratti di commodity energetiche con consegna fisica chiusi nel periodo	(3.230)	(5.129)	1.899	37,0%
Risultati da valutazione di contratti outstanding di commodity energetiche con consegna fisica (IFRS 9)				
Contratti di vendita				
Energia	226	(134)	360	-
Gas	136	4.841	(4.705)	-97,2%
Quote di emissioni inquinanti	23	490	(467)	-95,3%
Garanzie di origine	4	(15)	19	-
Totale	389	5.182	(4.793)	-92,5%
Contratti di acquisto				
Energia	254	(124)	378	-
Gas	586	3.879	(3.293)	-84,9%
Quote di emissioni inquinanti	19	627	(608)	-97,0%
Garanzie di origine	67	(72)	139	-
Totale	926	4.310	(3.384)	-78,5%
Risultati netti da valutazione di contratti outstanding di commodity energetiche con consegna fisica (IFRS 9)	(537)	872	(1.409)	-
Totale ricavi/(costi) netti da contratti di commodity con consegna fisica (IFRS 9)	(3.767)	(4.257)	490	11,5%

I ricavi da contratti con clienti (IFRS 15) sono ripartiti tra "point in time" e "over time" così come esposto nella tabella seguente.

Milioni di euro	2023									
	Italia		Iberia		Resto del Mondo		Altro, elisioni e rettifiche		Totale	
	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time
Totale ricavi IFRS 15	36.982	1.169	23.063	1.973	17.887	1.342	13	54	77.945	4.538

Milioni di euro	2022									
	Italia		Iberia		Resto del Mondo		Altro, elisioni e rettifiche		Totale	
	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time
Totale ricavi IFRS 15	47.650	2.068	30.984	1.425	19.061	1.307	10	143	97.705	4.943

Nella seguente tabella è evidenziata la composizione dei ricavi delle vendite e delle prestazioni per area geografica.

Milioni di euro	2023		2022	
	2023	2022	2023	2022
Italia	39.724	57.859		
Europa				
Iberia	21.799	30.535		
Francia	1.919	3.086		
Svizzera	1.936	6.791		
Germania	1.028	1.676		
Austria	75	189		
Slovenia	10	146		
Romania	4	3		
Grecia	6	15		
Belgio	13	834		
Repubblica Ceca	180	321		
Ungheria	13	7		
Olanda	145	38		
Regno Unito	4.523	11.841		
Altri Paesi europei	2.299	1.551		
America				
Stati Uniti	864	779		
Canada	62	53		
Messico	315	313		
Brasile	7.621	9.064		
Cile	4.369	4.434		
Perù	1.565	1.449		
Colombia	3.248	2.725		
Argentina	613	966		
Panama	200	177		
Costa Rica	17	17		
Guatemala	81	83		
Altri				
Africa	96	132		
Asia	119	521		
Oceania	38	48		
Totale	92.882	135.653		

Obbligazioni di fare

La seguente tabella fornisce informazioni circa le obbligazioni di fare del Gruppo relativamente alle principali tipologie di ricavo, riassumendo i giudizi professionali espressi e

i connessi principi 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	Principi contabili
Vendita di energia elettrica prodotta dal Gruppo	<p>Al fine di determinare la natura della promessa contenuta in tali contratti con i clienti per la vendita di energia elettrica, il Gruppo analizza con attenzione i fatti e le circostanze applicabili a ciascun contratto.</p> <p>Per le vendite di energia sulle Borse elettriche, tali fatti e circostanze (inclusi le caratteristiche intrinseche della commodity, i termini contrattuali, le informazioni inerenti alle infrastrutture e agli altri meccanismi di consegna) generalmente indicano che l'obbligazione di fare è un servizio per la consegna della commodity da cui il cliente riceve e consuma simultaneamente i benefici. Di conseguenza, il Gruppo identifica un'obbligazione di fare adempiuta nel corso del tempo quale parte di una serie di beni/servizi distinti (ossia, ciascuna unità di commodity) che sono sostanzialmente gli stessi e hanno la stessa modalità di trasferimento al cliente.</p>	<p>Per i ricavi derivanti dalla vendita di energia sulle Borse elettriche, rilevati nel corso del tempo, il Gruppo applica un metodo di valutazione basato sugli output, così da rilevare ricavi per un importo pari a quello che ha il diritto di fatturare al cliente se tale importo corrisponde esattamente al valore, per il cliente, dell'obbligazione completata alla data di rilevazione, ossia al prezzo definito nel mercato (senza elementi variabili).</p>
Servizi di connessione alla rete	<p>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.</p> <p>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).</p>	<p>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).</p> <p>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.</p>
Vendita/trasporto di energia elettrica/gas ai clienti finali	<p>Un contratto di fornitura di energia elettrica/gas stipulato con un cliente finale prevede un'unica obbligazione di fare (vendita e trasporto della commodity) in quanto il Gruppo ha valutato che il contratto non fornisce beni/servizi distinti e che la promessa è soddisfatta con il trasferimento del controllo della commodity al cliente nel momento in cui la stessa è erogata al punto di consegna. Al fine di determinare la natura della promessa contenuta in tali contratti, il Gruppo analizza con attenzione i fatti e le circostanze applicabili a ciascun contratto e commodity. In ogni caso, il Gruppo considera che l'obbligazione di fare prevista da un contratto di servizio continuativo, quale un contratto di fornitura di energia elettrica/gas a clienti finali, sia tipicamente adempiuta nel corso del tempo (perché il cliente riceve e consuma simultaneamente i benefici 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.</p>	<p>Per i ricavi da trasporto e vendita di energia elettrica/gas ai clienti finali il Gruppo applica un metodo di valutazione basato sugli output, così da rilevare ricavi per un importo pari a quello che ha il diritto di fatturare al cliente se tale importo corrisponde esattamente al valore, per il cliente, dell'obbligazione completata alla data di rilevazione, ossia ai quantitativi forniti nell'esercizio, ancorché non fatturati; tali ricavi sono determinati utilizzando opportune stime oltre che letture periodiche dei consumi. Ove applicabile, tali ricavi si basano sulle tariffe e relativi vincoli fissati per legge o dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente e da analoghi organismi esteri, in vigore nel periodo di riferimento.</p>

Lavori su ordinazione

I lavori su ordinazione di norma comprendono un'obbligazione di fare che viene adempiuta nel corso del tempo; per tali contratti, il Gruppo generalmente considera adeguato l'uso di un metodo di valutazione dei progressi nell'adempimento dell'obbligazione di fare basato sugli input, a meno che un'analisi specifica del contratto suggerisca l'uso di un metodo diverso, che meglio rappresenti l'obbligazione di fare del Gruppo soddisfatta alla data di riferimento del bilancio.

Per i lavori su ordinazione che includono un'obbligazione di fare soddisfatta nel corso del tempo, il Gruppo rileva i ricavi nel corso del tempo misurando il progresso verso il completo adempimento di tale obbligazione.

Si ritiene che il metodo del costo sostenuto (cost-to-cost method) sia generalmente considerato il miglior metodo per misurare i progressi verso l'adempimento dell'obbligazione di fare del Gruppo alla data di riferimento del bilancio.

L'ammontare dovuto dai committenti per lavori su ordinazione è presentato come un'attività derivante da contratti con i clienti; l'ammontare dovuto ai committenti per lavori su ordinazione è presentato come una passività derivante da contratti con i clienti.

Servizi in concessione (in ambito di applicazione IFRIC 12)

Il Gruppo, in qualità di concessionario, fornisce servizi per la realizzazione/il miglioramento dell'infrastruttura utilizzata per la fornitura del servizio di carattere pubblico e/o servizi per la gestione e il mantenimento dell'infrastruttura stessa per il periodo della concessione.

Per le obbligazioni di fare connesse ai servizi di realizzazione e di miglioramento dell'infrastruttura, si rimanda a quanto detto per i "Lavori su ordinazione".

Per quanto riguarda i ricavi da servizi operativi, si rimanda a quanto detto per la "Vendita di energia elettrica prodotta dal Gruppo" e la "Vendita/trasporto di energia elettrica/gas ai clienti finali".

Quando il Gruppo fornisce servizi per la realizzazione/il miglioramento rileva attività immateriali e/o attività finanziarie, secondo le caratteristiche dell'accordo per servizi in concessione.

I corrispettivi ricevuti o da ricevere relativi a entrambe le componenti sono rilevati inizialmente come ricavi da contratti con i clienti. Per maggiori dettagli riguardo alla rilevazione di tali ricavi, si rimanda a quanto detto per i "Lavori su ordinazione".

Inoltre, è classificata come ricavo anche la componente rilevata a Conto economico derivante dalla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ad accordi per servizi in concessione relativi all'attività di distribuzione in Brasile, al fine di riflettere adeguatamente il modello di business coerentemente con il relativo contratto di concessione.

I ricavi relativi alle attività di gestione e di mantenimento sono rilevati come ricavi della vendita di energia elettrica sul mercato o ai clienti finali (si rimanda, rispettivamente, a quanto detto per la "Vendita di energia elettrica prodotta dal Gruppo" e la "Vendita/trasporto di energia elettrica/gas ai clienti finali").

11.b Altri proventi – Euro 2.683 milioni

Milioni di euro

	2023	2022	2023-2022	
Contributi per certificati ambientali ⁽¹⁾	346	220	126	57,3%
Altri contributi in conto esercizio	9	28	(19)	-67,9%
Contributi in conto impianti (business elettrico e gas)	28	28	-	-
Rimborsi vari	314	314	-	-
Plusvalenze da alienazione di controllate, collegate, joint venture, joint operation e attività non correnti possedute per la vendita	584	1.876	(1.292)	-68,9%
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	44	64	(20)	-31,3%
Premi per continuità del servizio	13	31	(18)	-58,1%
Altri proventi	1.345	2.303	(958)	-41,6%
Totale	2.683	4.864	(2.181)	-44,8%

(1) Relativamente alla voce "Contributi per certificati ambientali", si rimanda a quanto commentato nella nota 58 "Programmi ambientali".

La voce relativa alle plusvalenze da alienazione di società ammonta a 584 milioni di euro nel 2023 e accoglie principalmente la rilevazione da parte di Enel CIEN (in Brasile) del provento (99 milioni di euro) di fine concessione ricevuto per il subentro di altro soggetto, il provento complessivo (103 milioni di euro) derivante dalla cessione parziale con perdita di controllo delle attività detenute in Australia, il provento derivante dalla cessione di Arcadia Generación Solar (195 milioni di euro) e la rimisurazione al fair value della partecipazione residua di Enel Green Power Hellas (160 milioni di euro).

Nel 2022 tale voce accoglieva principalmente la rilevazione dei proventi derivanti dalla cessione da parte di Enel X International dell'1,1% della partecipazione in Ufinet (220 milioni di euro), dalla cessione da parte di Enel X Srl delle società del comparto finanziario a Mooney (67 milioni di euro), dalla cessione del 50% della partecipazione detenuta da Enel Grids in Gridespertise (520 milioni di euro) e dalla cessione da parte di Enel Chile della partecipazione detenuta in Enel Transmisión Chile.

Negli "Altri proventi" si registra un decremento di 958 milioni di euro dovuto principalmente alla diminuzione dei proventi registrati da Enel Generación Chile (456 milioni di euro) prevalentemente relativi all'accordo contrattuale con Shell la cui modifica nel 2022 aveva generato maggiori proventi, alla diminuzione dei proventi connessi al business elettrico registrati in Argentina (219 milioni di euro) a seguito degli accordi conclusi nel 2022 tra la società

Edesur e le autorità locali, nonché alla diminuzione in Enel Green Power North America dei proventi per tax partnership (127 milioni di euro).

Nelle tabelle seguenti è rappresentata una disaggregazione del totale "Ricavi" per Linea di Business in base all'approccio utilizzato dal management per monitorare le performance del Gruppo nei due esercizi a confronto.

Milioni di euro	2023							
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Holding e Servizi	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Totale ricavi IFRS 15	26.354	9.982	19.719	51.630	2.004	109.689	(27.206)	82.483
Vendite di commodity da contratti con consegna fisica	12.374	-	-	6	-	12.380	(3.505)	8.875
Risultati da valutazione dei contratti di vendita di commodity con consegna fisica chiusi nel periodo	1.504	-	-	4	-	1.508	-	1.508
Altri ricavi diversi	6	3	18	1	16	44	(28)	16
Totale ricavi delle vendite e delle prestazioni	40.238	9.985	19.737	51.641	2.020	123.621	(30.739)	92.882
Altri proventi	(48)	1.635	522	478	25	2.612	71	2.683
TOTALE RICAVI	40.190	11.620	20.259	52.119	2.045	126.233	(30.668)	95.565

Milioni di euro	2022							
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali ⁽¹⁾	Holding e Servizi ⁽¹⁾	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Totale ricavi IFRS 15	37.154	7.863	20.854	63.476	1.993	131.340	(28.692)	102.648
Vendite di commodity da contratti con consegna fisica	42.667	-	-	26	-	42.693	(5.446)	37.247
Risultati da valutazione dei contratti di vendita di commodity con consegna fisica chiusi nel periodo	(4.240)	-	-	(20)	-	(4.260)	-	(4.260)
Altri ricavi diversi	-	6	13	1	22	42	(24)	18
Totale ricavi delle vendite e delle prestazioni	75.581	7.869	20.867	63.483	2.015	169.815	(34.162)	135.653
Altri proventi	754	1.298	2.165	867	35	5.119	(255)	4.864
TOTALE RICAVI	76.335	9.167	23.032	64.350	2.050	174.934	(34.417)	140.517

(1) I dati relativi alla Linea di Business Mercati finali del 2022 sono stati rideterminati per tener conto del trasferimento di talune attività nette e dei relativi Conti economici di Enel X ed Enel X Way dalle Linee di Business Enel X e Holding, Servizi e Altro.

Costi

12.a Energia elettrica, gas e combustibile – Euro 46.270 milioni

Milioni di euro				
	2023	2022	2023-2022	
Energia elettrica	24.098	47.155	(23.057)	-48,9%
- di cui relativi ad acquisti da contratti con consegna fisica (IFRS 9)	2.884	6.161	(3.277)	-53,2%
Gas	16.583	47.930	(31.347)	-65,4%
- di cui relativi ad acquisti da contratti con consegna fisica (IFRS 9)	8.063	33.092	(25.029)	-75,6%
Risultati da valutazione dei contratti di acquisto di energia elettrica e gas con consegna fisica chiusi nel periodo	1.940	(2.140)	4.080	-
Combustibile nucleare	99	111	(12)	-10,8%
Altri combustibili	3.550	3.840	(290)	-7,6%
Totale	46.270	96.896	(50.626)	-52,2%

I costi per l'acquisto di "Energia elettrica" subiscono un decremento dovuto alla riduzione dei prezzi medi e ai minori volumi acquistati rispetto al precedente esercizio, principalmente in Italia (17.942 milioni di euro) e Spagna (4.833 milioni di euro).

Il decremento dei costi per l'acquisto di "Gas" riflette essenzialmente la diminuzione dei prezzi medi di acquisto del gas che ha impattato significativamente anche la valutazione dei contratti con consegna fisica, nonché la flessione dei volumi intermediati, prevalentemente in Italia e Spagna.

Si segnala, inoltre, che tale voce include gli oneri per 515

milioni di euro connessi alla definizione del lodo arbitrale con un fornitore di gas del Qatar in Spagna.

I risultati da valutazione al fair value dei contratti con consegna fisica chiusi registrano un incremento di 4.080 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, di cui 3.311 milioni di euro riconducibili alla commodity gas e 769 milioni di euro riconducibili alla commodity elettricità.

Il decremento nella voce "Altri combustibili" è principalmente dovuto ai minori volumi di approvvigionamento.

12.b Servizi e altri materiali – Euro 18.304 milioni

Milioni di euro				
	2023	2022	2023-2022	
Vettoriamenti passivi	7.781	8.247	(466)	-5,7%
Manutenzioni e riparazioni	1.134	1.067	67	6,3%
Telefonici e postali	168	181	(13)	-7,2%
Servizi di comunicazione	120	117	3	2,6%
Servizi informatici	840	872	(32)	-3,7%
Godimento beni di terzi	534	503	31	6,2%
Altri servizi	4.980	5.707	(727)	-12,7%
Costi per certificati ambientali non destinati alla compliance	1.002	963	39	4,0%
- di cui relativi ad acquisti da contratti con consegna fisica (IFRS 9)	725	868	(143)	-16,5%
Risultati da valutazione dei contratti di acquisto di certificati ambientali con consegna fisica chiusi nel periodo	1	135	(134)	-99,3%
Variazione rimanenze di certificati ambientali	(593)	(97)	(496)	-
Altri materiali	2.337	2.533	(196)	-7,7%
Totale	18.304	20.228	(1.924)	-9,5%

I costi per servizi e altri materiali, pari a 18.304 milioni di euro nel 2023, registrano un decremento di 1.924 milioni di euro rispetto all'esercizio 2022. Tale variazione risente essenzialmente:

- del decremento dei costi per "Vettoramenti passivi" per 466 milioni di euro, principalmente in Italia per effetto dei minori volumi e in Spagna per l'effetto della riduzione delle tariffe;
- del decremento degli "Altri servizi" pari a 727 milioni di euro dovuto principalmente ai minori costi imputabili ai

servizi connessi al business elettrico e del gas (371 milioni di euro) e ai minori costi per servizi in concessione in Brasile (353 milioni di euro);

- del decremento dei costi per certificati ambientali, inclusi della variazione delle rimanenze, essenzialmente riferito ai minori acquisti di quote CO₂;
- del decremento degli "Altri materiali" dovuto principalmente ai minori costi di approvvigionamento conseguenti alle variazioni di perimetro.

12.c Costo del personale – Euro 5.030 milioni

Milioni di euro				
	2023	2022	2023-2022	
Salari e stipendi	3.498	3.442	56	1,6%
Oneri sociali	903	924	(21)	-2,3%
Trattamento di fine rapporto	114	107	7	6,5%
Benefici successivi al rapporto di lavoro e altri benefici a lungo termine	67	73	(6)	-8,2%
Incentivi all'esodo	42	(20)	62	-
Incentivi all'esodo derivanti da accordi di ristrutturazione	214	(151)	365	-
Altri costi	192	195	(3)	-1,5%
Totale	5.030	4.570	460	10,1%

Il costo del personale dell'esercizio 2023, pari a 5.030 milioni di euro, registra un incremento di 460 milioni di euro.

L'organico del Gruppo diminuisce di 4.069 risorse, a seguito del saldo negativo tra le assunzioni e le cessazioni (201 risorse) sommato alle variazioni negative di perimetro (-3.868 risorse), sostanzialmente riferite:

- alla vendita della società Enel Generación Costanera SA in Argentina;
- alla vendita della società Central Dock Sud SA in Argentina;
- alla vendita delle società Usme ZE SAS e Fontibón ZE SAS;
- alla vendita della società Avikiran Solar India Private Limited in India;
- alla vendita della società Enel Green Power Australia in Australia;
- alla vendita di tutte le società in Romania;
- alla vendita di Enel Green Power Hellas e di tutte le società in Grecia.

L'aumento dei "Salari e stipendi" è principalmente dovuto al costo sostenuto per le nuove assunzioni delle società italiane,

in Spagna, in Cile e in Colombia.

Il decremento dei "Benefici successivi al rapporto di lavoro e altri benefici a lungo termine" per 6 milioni di euro è principalmente riconducibile all'America Latina e alla Spagna.

L'aumento degli "Incentivi all'esodo" e degli "Incentivi all'esodo derivanti da accordi di ristrutturazione" è prevalentemente dovuto ai maggiori costi in Spagna, a seguito dell'adeguamento per 177 milioni di euro del fondo relativo al piano AVS (*Acuerdo Voluntario de Salida*), e in Italia per il fondo per ristrutturazione e digitalizzazione relativamente al nuovo accordo quadro in applicazione dell'art 4, commi 1-7 *ter*, legge n. 92/2012, sottoscritto nel 2021 e per il quale sono stati necessari adeguamenti, negativo nel 2022 e positivo nel 2023, in funzione delle dinamiche del periodo e delle variazioni alla base delle ipotesi attuariali.

Nel prospetto che segue è evidenziata la consistenza media dei dipendenti per categoria di appartenenza, confrontata con quella dell'esercizio precedente, nonché la consistenza effettiva al 31 dicembre 2023.

N.	Consistenza media ⁽¹⁾		Consistenza ⁽¹⁾
	2023	2022	al 31.12.2023
Manager	1.374	1.389	1.310
Middle manager	12.589	12.528	12.389
White collar	33.906	35.676	31.308
Blue collar	16.527	16.883	16.048
Totale	64.396	66.476	61.055

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

12.d Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti – Euro 1.334 milioni

Milioni di euro				
	2023	2022	2023-2022	
Impairment di crediti commerciali	1.384	1.375	9	0,7%
Impairment di altri crediti	162	169	(7)	-4,1%
Totale impairment di crediti commerciali e di altri crediti	1.546	1.544	2	0,1%
Ripristini di valore di crediti commerciali	(210)	(265)	55	20,8%
Ripristini di valore di altri crediti	(2)	(1)	(1)	-
Totale ripristini di crediti commerciali e di altri crediti	(212)	(266)	54	20,3%
TOTALE IMPAIRMENT/(RIPRISTINI DI VALORE) NETTI DI CREDITI COMMERCIALI E ALTRI CREDITI	1.334	1.278	56	4,4%

La voce, pari a 1.334 milioni di euro, include gli impairment e i ripristini di valore dei crediti commerciali e degli altri crediti. Le svalutazioni dei crediti commerciali al netto dei

ripristini sono sostanzialmente in linea con l'esercizio precedente.

12.e Ammortamenti e altri impairment – Euro 8.089 milioni

Milioni di euro				
	2023	2022	2023-2022	
Ammortamento immobili, impianti e macchinari	4.674	4.472	202	4,5%
Ammortamento investimenti immobiliari	2	2	-	-
Ammortamento attività immateriali	1.677	1.612	65	4,0%
Impairment di attività immobilizzate	1.792	1.414	378	26,7%
Ripristini di valore	(56)	(53)	(3)	-5,7%
Totale	8.089	7.447	642	8,6%

La variazione della voce "Ammortamenti e altri impairment" risente essenzialmente dei seguenti fenomeni:

- i maggiori ammortamenti di attività materiali e immateriali per effetto dei nuovi investimenti realizzati soprattutto nei settori delle energie rinnovabili e della distribuzione;
- l'adeguamento di valore rilevato su talune società di impianti rinnovabili (1.268 milioni di euro) in Nord America riconducibile principalmente al deterioramento dello scenario di taluni mercati di riferimento che si è progressivamente consolidato nel corso del 2023, accompagnato da un generale peggioramento dello scenario macroeconomico, nonché dai piani strategici e di ri-

strutturazione ridefiniti nell'area di riferimento;

- le svalutazioni effettuate nel 2023 sulle attività di Enel X ed Enel X Way (pari complessivamente a 126 milioni di euro), sempre in Nord America;
- l'impairment pari a 171 milioni di euro sul progetto eolico colombiano di Windpeshi, poiché classificato come posseduto per la vendita;
- gli adeguamenti di valore nel 2022 delle attività nette riferite a Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás) (per 827 milioni di euro) e a CGT Fortaleza (73 milioni di euro) in Brasile, e delle attività nette riferite a Enel Generación Costanera SA (174 milioni di euro) e a Central Dock Sud SA (116 milioni di euro) in Argentina.

12.f Altri costi operativi – Euro 6.125 milioni

Milioni di euro				
	2023	2022	2023-2022	
Oneri di sistema – Certificati ambientali ⁽¹⁾	2.603	2.510	93	3,7%
Altri oneri connessi al sistema elettrico e gas	568	172	396	-
Altri oneri per imposte e tasse	1.529	1.107	422	38,1%
Minusvalenze e altri oneri da cessione di partecipazioni	404	363	41	11,3%
Contributi straordinari di solidarietà	208	-	208	-
Altri	813	533	280	52,5%
Totale	6.125	4.685	1.440	30,7%

(1) Relativamente alla voce "Oneri di sistema – Certificati ambientali", si rimanda a quanto commentato nella nota 58 "Programmi ambientali".

Gli "Altri costi operativi" si incrementano di 1.440 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente essenzialmente per effetto dei fenomeni di seguito descritti.

Gli "Altri oneri connessi al sistema elettrico e gas" si incrementano di 396 milioni di euro principalmente per effetto:

- del maggiore impatto del Bonus Sociale in Spagna (246 milioni di euro) riconducibile principalmente al riconoscimento nel 2022 di un indennizzo di 152 milioni di euro a seguito della sentenza n. 202/2022 della Corte Suprema;
- dell'incremento degli indennizzi e penalità connessi alla qualità del servizio in Italia, previsti dalla delibera dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) n. 566/2019/R/eel a carico dei distributori (118 milioni di euro).

Gli "Altri oneri per imposte e tasse" si incrementano di 422 milioni di euro essenzialmente per effetto del contributo di clawback in Italia (357 milioni di euro) introdotto dal decreto legge n. 25 del 28 marzo 2022 e in Spagna (118 milioni di euro) a seguito del Regio Decreto 17/2021. Tale variazione è stata parzialmente compensata dai minori oneri per l'oc-

cupazione del suolo pubblico in Spagna (76 milioni di euro) per effetto della riduzione delle tariffe.

Le "Minusvalenze e altri oneri da cessione di partecipazioni" del 2023 includono essenzialmente le minusvalenze rilevate a seguito delle cessioni di Enel Generación Costanera (132 milioni di euro) e Central Dock Sud (194 milioni di euro) in Argentina, e dell'adeguamento del prezzo relativo alla cessione di Celg Distribuição SA – Celg-D (Enel Goiás) (23 milioni di euro). Il dato del 2022 si riferisce principalmente alle minusvalenze rilevate a seguito delle cessioni di Enel Goiás (208 milioni di euro) e CGT Fortaleza (135 milioni di euro) in Brasile.

I "Contributi straordinari di solidarietà" si riferiscono al contributo rilevato, nel 2023, in Spagna (208 milioni di euro) a seguito dell'introduzione della legge n. 38 del 27 dicembre 2022.

L'incremento degli "Altri" costi operativi è riconducibile prevalentemente ai maggiori accantonamenti a fondi rischi e oneri stanziati da Enel Insurance a seguito delle richieste connesse alle avverse condizioni climatiche.

12.g Costi per lavori interni capitalizzati – Euro (3.385) milioni

Milioni di euro				
	2023	2022	2023-2022	
Personale	(1.120)	(1.184)	64	5,4%
Materiali	(1.338)	(1.258)	(80)	-6,4%
Altri	(927)	(973)	46	4,7%
Totale	(3.385)	(3.415)	30	0,9%

Gli oneri capitalizzati sono sostanzialmente in linea con l'esercizio precedente.

13. Risultati netti da contratti su commodity – Euro (2.966) milioni

Milioni di euro				
	2023	2022	2023-2022	
Derivati su commodity				
- proventi su derivati chiusi nel periodo	7.315	23.124	(15.809)	-68,4%
- oneri su derivati chiusi nel periodo	9.865	18.929	(9.064)	-47,9%
Proventi/(Oneri) netti su derivati su commodity chiusi nel periodo	(2.550)	4.195	(6.745)	-
- proventi su derivati outstanding	(3.283)	(2.479)	(804)	-32,4%
- oneri su derivati outstanding	(3.404)	223	(3.627)	-
Proventi/(Oneri) netti su derivati su commodity outstanding	121	(2.702)	2.823	-
Contratti outstanding di commodity energetiche con consegna fisica				
- risultati da valutazione di contratti outstanding di vendita di commodity energetiche con consegna fisica	389	5.182	(4.793)	-92,5%
- risultati da valutazione di contratti outstanding di acquisto di commodity energetiche con consegna fisica	(926)	(4.310)	3.384	78,5%
Risultati netti da valutazione di contratti outstanding di commodity energetiche con consegna fisica	(537)	872	(1.409)	-
RISULTATI NETTI DA CONTRATTI SU COMMODITY	(2.966)	2.365	(5.331)	-

I risultati netti da contratti su commodity ammontano a negativi 2.966 milioni di euro nel 2023 (risultati netti positivi per 2.365 milioni di euro nel 2022), e sono così composti:

- oneri netti su derivati su commodity pari complessivamente a 2.429 milioni di euro (proventi netti per 1.493 milioni di euro nel 2022), che si riferiscono a derivati designati di cash flow hedge e a derivati al fair value a Conto economico. In particolare, sono stati rilevati oneri netti su derivati chiusi nel periodo per 2.550 milioni di euro (proventi netti per 4.195 milioni di euro nel 2022)

e proventi netti da valutazione su derivati outstanding per 121 milioni di euro (oneri netti per 2.702 milioni di euro nel 2022);

- risultati netti negativi da valutazione al fair value a Conto economico dei contratti di commodity energetiche con consegna fisica ancora in essere alla data di riferimento del bilancio per 537 milioni di euro (risultati netti positivi per 872 milioni di euro nel 2022).

Per maggiori dettagli sui derivati, si prega di far riferimento alla nota 51 "Derivati ed hedge accounting".

14. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati – Euro (609) milioni

Milioni di euro				
	2023	2022	2023-2022	
Proventi:				
- proventi da derivati designati come strumenti di copertura	756	1.442	(686)	-47,6%
- proventi da derivati al fair value rilevato a Conto economico	802	1.676	(874)	-52,1%
Totale proventi	1.558	3.118	(1.560)	-50,0%
Oneri:				
- oneri da derivati designati come strumenti di copertura	(1.254)	(1.744)	490	28,1%
- oneri da derivati al fair value rilevato a Conto economico	(913)	(1.670)	757	45,3%
Totale oneri	(2.167)	(3.414)	1.247	36,5%
PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI DA CONTRATTI DERIVATI	(609)	(296)	(313)	-

I contratti derivati su tassi e cambi hanno registrato oneri netti per 609 milioni di euro nel 2023 (oneri netti per 296 milioni di euro nel 2022) e sono così composti:

- oneri netti derivanti dalla gestione dei derivati designa-

ti come strumenti di copertura per 498 milioni di euro (oneri netti per 302 milioni di euro nel 2022) che si riferiscono soprattutto a relazioni di copertura di cash flow hedge;

- oneri netti relativi a derivati al fair value a Conto economico per 111 milioni di euro (proventi netti per 6 milioni di euro nel 2022).

I risultati netti, rilevati nel 2023 e nell'esercizio precedente, su derivati sia di copertura sia al fair value a Conto eco-

nomico, si riferiscono prevalentemente alla copertura del rischio di cambio. Per maggiori dettagli sui derivati, si prega di far riferimento alla nota 51 "Derivati ed hedge accounting".

15. Altri proventi/(oneri) finanziari netti – Euro (2.766) milioni

Altri proventi finanziari

Milioni di euro

	2023	2022	2023-2022	
Interessi da attività finanziarie (correnti e non correnti):				
- interessi attivi al tasso effettivo su attività finanziarie non correnti	289	158	131	82,9%
- interessi attivi al tasso effettivo su attività finanziarie correnti	335	201	134	66,7%
Totale interessi attivi al tasso effettivo	624	359	265	73,8%
Proventi finanziari su titoli non correnti designati al fair value through profit or loss	-	-	-	-
Differenze positive di cambio	1.807	2.289	(482)	-21,1%
Proventi da partecipazioni	3	1	2	-
Proventi da iperinflazione	1.575	1.739	(164)	-9,4%
Altri proventi	482	781	(299)	-38,3%
TOTALE ALTRI PROVENTI FINANZIARI	4.491	5.169	(678)	-13,1%

Gli altri proventi finanziari, pari a 4.491 milioni di euro, registrano un decremento di 678 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è prevalentemente riconducibile ai seguenti fenomeni:

- al decremento dei proventi relativi alle differenze positive di cambio per 482 milioni di euro, soprattutto in Enel Finance International (370 milioni di euro) ed Enel Global Trading (82 milioni di euro);
- al decremento dei proventi da iperinflazione per 164 milioni di euro, rilevati nelle società argentine in relazione all'applicazione dello IAS 29, relativo alla rendi-

contazione in economie iperinflazionate; per maggiori approfondimenti si rimanda alla nota 5 del presente Bilancio consolidato al 31 dicembre 2023;

- al decremento di altri proventi relativo principalmente all'adeguamento di valore di passività oggetto di copertura in relazioni di fair value hedge, per 159 milioni di euro, e alla variazione di perimetro relativo alla cessione di Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás) per 45 milioni di euro;
- all'aumento degli interessi attivi al tasso effettivo per 265 milioni di euro.

Altri oneri finanziari

Milioni di euro

	2023	2022	2023-2022	
Interessi su debiti finanziari (correnti e non correnti):				
- interessi passivi su debiti verso banche	987	509	478	93,9%
- interessi passivi su prestiti obbligazionari	2.079	1.884	195	10,4%
- interessi passivi su altri finanziamenti non bancari	451	235	216	91,9%
Totale interessi passivi	3.517	2.628	889	33,8%
Oneri finanziari su operazioni di gestione del debito	7	-	7	-
Differenze negative di cambio	1.058	2.179	(1.121)	-51,4%
Attualizzazione TFR e altri benefici ai dipendenti	165	145	20	13,8%
Attualizzazione altri fondi	255	201	54	26,9%
Oneri da partecipazioni	-	-	-	-
Oneri da iperinflazione	1.291	1.449	(158)	-10,9%
Altri oneri	964	727	237	32,6%
TOTALE ALTRI ONERI FINANZIARI	7.257	7.329	(72)	-1,0%

Gli altri oneri finanziari, pari a 7.257 milioni di euro, evidenziano un decremento complessivo di 72 milioni di euro rispetto al 2022 dovuto essenzialmente ai seguenti fenomeni:

- al decremento degli oneri da iperinflazione per 158 milioni di euro, rilevati nelle società argentine in relazione all'applicazione dello IAS 29, relativo alla rendicontazione in economie iperinflazionate; per maggiori approfondimenti si rimanda alla nota 5 del presente Bilancio consolidato al 31 dicembre 2023;
- al decremento degli oneri relativi alle differenze negati-

ve di cambio per 1.121 milioni di euro, che riguarda soprattutto Enel Finance International (733 milioni di euro) ed Enel Global Trading (217 milioni di euro);

- all'incremento degli interessi passivi per 889 milioni di euro, principalmente relativo all'aumento dei tassi di interesse;
- all'incremento di altri oneri relativo principalmente all'adeguamento di valore di passività oggetto di copertura in relazioni di fair value hedge, per 126 milioni di euro, e agli oneri finanziari sulle operazioni di cessione crediti, per 102 milioni di euro.

16. Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – Euro (41) milioni

Milioni di euro				
	2023	2022	2023-2022	
Proventi da partecipazioni in società collegate ⁽¹⁾	68	81	(13)	-16,0%
Oneri da partecipazioni in società collegate	(109)	(141)	32	22,7%
Totale⁽¹⁾	(41)	(60)	19	31,7%

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

La quota degli oneri netti derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto nel 2023 è negativa per complessivi 41 milioni di euro e registra un incremento pari a 19 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è da riferire soprattutto all'incremento dei risultati *pro quota* di pertinenza del Gruppo relativi a Slo-

vak Power Holding (per 65 milioni di euro) e a Gridspertise (per 9 milioni di euro), parzialmente compensato dal decremento dei risultati *pro quota* di Mooney (per 18 milioni di euro), di PowerCrop (per 22 milioni di euro), di Enel Green Power Australia (per 7 milioni di euro) e di Compañía Eólica Tierras Altas (per 7 milioni di euro).

17. Imposte – Euro 2.778 milioni

Milioni di euro				
	2023	2022	2023-2022	
Imposte correnti	2.877	3.025	(148)	-4,9%
Rettifiche per imposte sul reddito relative a esercizi precedenti	(75)	(233)	158	67,8%
Totale imposte correnti	2.802	2.792	10	0,4%
Imposte differite ⁽¹⁾	(197)	318	(515)	-
Imposte anticipate ⁽¹⁾	173	413	(240)	-58,1%
TOTALE	2.778	3.523	(745)	-21,1%

(1) I dati relativi al 31 dicembre 2022 sono stati rideterminati per tenere conto degli effetti dell'Amendment allo IAS 12, in vigore successivamente al 1° gennaio 2023. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 8 "Rideterminazione dei dati comparativi".

Le imposte di competenza del 2023 ammontano a 2.778 milioni di euro e si decrementano di 745 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2022.

L'incidenza delle imposte sul risultato *ante* imposte del 2023 è del 37%, a fronte del 41% nel 2022.

Tale minore incidenza risente principalmente dei seguenti fenomeni:

- l'impatto dei maggiori impairment e minusvalenze risultanti delle operazioni di Merger & Acquisition registrate nel 2022 non dedotti fiscalmente, riferiti essenzialmente a Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás) e CGT Fortaleza in Brasile;
- le maggiori imposte rilevate nel 2022 in Italia per il contributo straordinario contro il caro bollette, previsto dalla legge n. 51/2022 (circa 121 milioni di euro) e per il contributo di solidarietà previsto dalla legge n. 197/2022 (circa 599 milioni di euro);
- l'effetto derivante dall'iperinflazione in Argentina prevalentemente riconducibile, nel 2023, al riconoscimento

fiscale dei maggior valori degli asset adeguati all'iperinflazione;

- il maggior credito fiscale per eliminare la doppia imposizione sui dividendi in Enel Iberia nel 2023.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati:

- dall'ineducibilità del contributo straordinario di solidarietà in Spagna;
- dal rilascio della fiscalità anticipata per la parte ritenuta non più recuperabile negli Stati Uniti, in Messico e in Perù;
- dall'impatto fiscale (190 milioni di euro) relativo alla cessione delle partecipazioni in Ufinet, Gridspertise e delle società finanziarie del comparto Enel X a Mooney nel 2022.

Per la movimentazione delle imposte anticipate e differite si rimanda alla nota 25.

Di seguito la riconciliazione tra aliquota fiscale teorica ed effettiva.

Milioni di euro				
	2023		2022	
Risultato prima delle imposte⁽¹⁾	7.416		8.677	
Imposte teoriche	1.780	24%	2.082	24%
Delta effetto fiscale su adeguamenti di valore e operazioni M&A	195		420	
Regime fiscale agevolato su cessioni Ufinet, Gridspertise e Mooney	-		(190)	
Regime fiscale agevolato su cessioni Australia e Grecia	(63)		-	
Fiscalità anticipata rilevata sull'operazione di carve out Enel X Way	-		(60)	
Patent Box in Italia	-		(65)	
Effetti fiscali vari relativi all'economia iperinflazionata argentina	(58)		30	
Effetto fiscale per accantonamenti per rischi non deducibili in Spagna	-		30	
Storno imposte anticipate per fusione Enel Green Power Perú con Enel Generación Perú	25		-	
Write-off imposte anticipate Stati Uniti e Messico	155		-	
IRAP	352		260	
Contributo straordinario caro bollette	-		121	
Contributo di solidarietà	-		599	
Ineducibilità del contributo straordinario di solidarietà in Spagna	52		-	
Altre differenze, effetto delle diverse aliquote estere rispetto a quella teorica italiana, e partite minori	340		296	
Totale	2.778		3.523	

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

18. Risultato e risultato diluito per azione

Entrambi gli indici sono calcolati sulla consistenza media delle azioni ordinarie dell'esercizio pari a 10.166.679.946 azioni, rettificata della media delle azioni proprie detenute e delle erogazioni effettuate nel corso dell'anno.

Il numero puntuale delle azioni proprie detenute al 31 dicembre 2023 è pari a 9.262.330 del valore nominale di 1 euro (7.153.795 al 31 dicembre 2022).

Milioni di euro		
	2023	2022
Risultato netto di pertinenza del Gruppo (base)	3.438	1.682
di cui:		
- continuing operation ⁽¹⁾	3.813	3.573
- discontinued operation ⁽¹⁾	(375)	(1.891)
Effetto di diritti preferenziali sui dividendi (per es. azioni privilegiate)	-	-
Dividendi su strumenti di capitale (per es. obbligazioni ibride)	(182)	(123)
Altro	-	-
Risultato netto di pertinenza del Gruppo attribuibile agli azionisti ordinari (base)	3.256	1.559
di cui:		
- continuing operation ⁽¹⁾	3.631	3.450
- discontinued operation ⁽¹⁾	(375)	(1.891)
Numero di azioni (unità)		
Numero di azioni ordinarie emesse al 1° gennaio	10.166.679.946	10.166.679.946
Effetto delle azioni proprie detenute	(7.696.284)	(6.287.027)
Effetto delle opzioni su azioni esercitate	422.896	145.119
Altro	-	-
Numero medio ponderato di azioni ordinarie in circolazione (totale) per il risultato base per azione	10.159.406.558	10.160.538.038
Risultato netto di pertinenza del Gruppo attribuibile agli azionisti ordinari (base)	3.256	1.559
Effetto diluitivo:		
- interessi su obbligazioni convertibili	-	-
- altro	-	-
Risultato netto di pertinenza del Gruppo attribuibile agli azionisti ordinari (diluito)	3.256	1.559
di cui:		
- continuing operation	3.631	3.450
- discontinued operation	(375)	(1.891)
Numero di azioni (unità)		
Numero medio ponderato di azioni ordinarie in circolazione (totale) per il risultato base per azione	10.159.406.558	10.160.538.038
Effetto della conversione dei titoli convertibili	-	-
Altro	-	-
Numero medio ponderato di azioni ordinarie in circolazione (totale) per il risultato diluito per azione	10.159.406.558	10.160.538.038
Risultato netto base per azione		
Risultato netto base per azione	0,32	0,15
Risultato netto base per azione delle continuing operation	0,36	0,34
Risultato netto base per azione delle discontinued operation	(0,04)	(0,19)
Risultato netto diluito per azione		
Risultato netto diluito per azione	0,32	0,15
Risultato netto diluito per azione delle continuing operation	0,36	0,34
Risultato netto diluito per azione delle discontinued operation	(0,04)	(0,19)

(1) Il dato riferito all'esercizio 2022 è stato rideterminato per tener conto della classificazione tra le "discontinued operation" della "Variazione della riserva di traduzione" riferita a Rusenergosby LLC, società russa ceduta a dicembre 2023.

Informazioni sullo Stato patrimoniale consolidato

19. Immobili, impianti e macchinari – Euro 89.801 milioni

Il dettaglio e la movimentazione delle attività materiali relativi all'esercizio 2023 sono di seguito riportati.

Milioni di euro	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Beni in leasing	Migliorie su immobili di terzi	Immob. in corso e acconti	Totale
Costo storico al netto degli impairment cumulati	629	11.606	165.370	572	1.439	4.021	547	13.964	198.148
Fondo ammortamento	-	5.719	100.685	409	1.147	1.259	408	-	109.627
Consistenza al 31.12.2022	629	5.887	64.685	163	292	2.762	139	13.964	88.521
Investimenti	4	47	2.182	27	86	1	4	8.213	10.564
Passaggi in esercizio	31	1.189	6.085	6	56	4	29	(7.365)	35
Differenze di cambio	11	(22)	(933)	(1)	(26)	(23)	-	(464)	(1.458)
Variazioni perimetro di consolidamento	2	8	33	-	-	(6)	-	3	40
Dismissioni	(2)	(2)	(106)	(1)	(31)	(63)	(1)	20	(186)
Ammortamenti	-	(219)	(3.857)	(23)	(81)	(337)	(34)	-	(4.551)
Impairment	(1)	(230)	(1.149)	-	-	-	-	(186)	(1.566)
Ripristini di valore	-	1	30	-	-	-	-	8	39
Leasing	-	-	-	-	-	684	-	-	684
Altri movimenti	(1)	(92)	879	(1)	6	3	(1)	460	1.253
Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	(43)	(270)	(2.590)	(1)	(5)	(161)	-	(504)	(3.574)
Totale variazioni	1	410	574	6	5	102	(3)	185	1.280
Costo storico al netto degli impairment cumulati	630	12.084	167.123	592	1.456	4.318	572	14.149	200.924
Fondo ammortamento	-	5.787	101.864	423	1.159	1.454	436	-	111.123
Consistenza al 31.12.2023	630	6.297	65.259	169	297	2.864	136	14.149	89.801

Gli "Impianti e macchinari" includono beni gratuitamente devolvibili per un valore netto di libro di 9.538 milioni di euro (8.409 milioni di euro al 31 dicembre 2022), sostanzialmente riferibili a impianti di produzione di energia elettrica in Iberia e America Latina per 4.068 milioni di euro (3.456 milioni di euro al 31 dicembre 2022) e alla rete di distribuzione di energia elettrica in America Latina per 4.470 milioni di euro (4.228 milioni di euro al 31 dicembre 2022).

Per i "Beni in leasing" si rinvia alla successiva nota 21.

Gli investimenti per gli "Immobili, impianti e macchinari" presentano un valore di 10.564 milioni di euro, mentre per le "Attività immateriali" (per il cui dettaglio si rimanda alla nota 23) si rilevano investimenti pari a 1.355 milioni di euro, per un totale di 11.919 milioni di euro, di seguito sintetizzati per tipologia.

Milioni di euro	2023	2022	2023-2022
Impianti di produzione:			
- termoelettrici	550	659	(109)
- idroelettrici	458	435	23
- geotermoelettrici	136	121	15
- nucleari	163	134	29
- con fonti energetiche alternative	3.444	5.147	(1.703)
Totale impianti di produzione	4.751	6.496	(1.745)
Reti di distribuzione di energia elettrica ⁽¹⁾	4.485	4.373	112
Enel X (e-City, e-Industries, e-Home)	449	373	76
Enel X Way (e-Mobility)	106	113	(7)
Retail	617	721	(104)
Altro	1.511	1.097	414
TOTALE	11.919	13.173	(1.254)

(1) I valori del 2023 non considerano 795 milioni di euro riferiti a investimenti in infrastrutture comprese nell'IFRIC 12 (1.174 milioni di euro nel 2022).

Il Gruppo Enel, in linea con gli accordi di Parigi in termini di riduzione delle emissioni di CO₂, guidato da obiettivi di efficienza e transizione energetica, ha investito soprattutto in impianti di generazione da fonti energetiche alternative mentre gli investimenti nell'ambito della generazione termoelettrica diminuiscono soprattutto in America Latina e Italia.

Significativi gli investimenti nelle reti; in particolare, i maggiori investimenti della distribuzione in Italia, principalmente per manutenzione correttiva e affidabilità della rete, sono in parte compensati dai minori investimenti in Brasile, Romania, Perù, Argentina e Cile.

Gli investimenti effettuati nell'esercizio nel business Retail in Italia, Spagna e Romania risultano in diminuzione per effetto essenzialmente di minori attività di digitalizzazione dei processi operativi nella gestione della clientela.

L'aumento degli investimenti in Enel X è relativo principalmente ai business e-City e Distributed Energy in Italia, e in Brasile nel business e-City.

Le svalutazioni rilevate nell'esercizio 2023 risultano pari a 1.566 milioni di euro e sono riconducibili per 1.234 milioni di euro ad adeguamenti di valore effettuati su taluni impianti fotovoltaici ed eolici negli Stati Uniti, operanti in un contesto macroeconomico progressivamente peggiorato e in mercati locali caratterizzati dal perdurare di condizioni svantaggiose legate al dispacciamento dell'energia prodotta nonché dall'avvio e dall'implementazione da parte del management di specifici piani di ristrutturazione nel Paese, che hanno impattato in maniera significativa sui valori recuperabili delle suddette attività. Tutto ciò premesso, le circostanze sopra descritte hanno evidenziato condizioni di bassa marginalità che, a valle del processo di impairment test, condotto in accordo con le disposizioni dello IAS 36, hanno determinato la non piena recuperabilità dei valori di carico.

Le svalutazioni dell'esercizio includono, inoltre, gli adeguamenti di valore degli asset di generazione termica presenti nei

territori extra peninsulari in Spagna (91 milioni di euro), in linea con il processo di decarbonizzazione perseguito dal Gruppo, e l'adeguamento di valore effettuato sul progetto del parco eolico Windpeshi in Colombia (171 milioni di euro) a valle di un processo di dismissione delle relative attività che ha determinato la loro classificazione tra le attività possedute per la vendita.

I ripristini, pari a 39 milioni di euro, si riferiscono prevalentemente alle attività di generazione in Colombia relative alla Sociedad Portuaria Central Cartagena SA oggetto di svalutazione nel corso dell'esercizio precedente per tenere conto del suo valore di realizzo.

La "Riclassifica da/ad 'Attività classificate come possedute per la vendita'" è da riferirsi principalmente alle attività in Perù di distribuzione e fornitura di energia elettrica detenute da Enel Distribución Perú SAA, alle attività di generazione detenute da Enel Generación Perú, Compañía Energética Veracruz ed Enel Generación Piura, alle attività riferite a un portafoglio di asset rinnovabili composto da circa 150 MW di impianti geotermici e solari in Nord America, la cui cessione si è perfezionata nel mese di gennaio 2024, a impianti fotovoltaici di Arcadia Generación Solar SA in Cile, poi ceduta nel corso dell'esercizio 2023, e al citato parco eolico in costruzione di Windpeshi.

Gli "Altri movimenti" includono l'adeguamento di oneri smantellamento e ripristino impianti in riduzione di 38 milioni di euro e riferibili principalmente al perimetro Spagna, i nuovi contratti di leasing per 684 milioni di euro, l'adeguamento dei valori delle attività materiali delle società argentine che operano in una economia iperinflazionata per 872 milioni di euro nonché l'effetto della capitalizzazione degli interessi su finanziamenti specificamente dedicati a investimenti effettuati su immobili, impianti e macchinari per 303 milioni di euro (251 milioni di euro nel 2022), di seguito dettagliati.

Milioni di euro						
	2023	Tasso %	2022	Tasso %	2023-2022	
EGP North America	70	0,2%	83	0,5%	(13)	-15,7%
EGP México	16	9,8%	14	7,0%	2	14,3%
EGP South Africa	-	-	-	6,3%	-	-
Gruppo Enel Américas	55	6,4%	41	3,2%	14	34,1%
Gruppo Enel Chile	90	6,0%	91	6,1%	(1)	-1,1%
Gruppo Endesa	12	3,2%	5	1,4%	7	-
Gruppo Enel Italia	58	2,1%	8	3,2%	50	-
Nuove Energie	2	3,3%	2	1,6%	-	-
Totale	303		251		52	20,7%

Al 31 dicembre 2023, l'ammontare degli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di immobili, impianti e macchinari è pari a 4.690 milioni di euro.

20. Infrastrutture comprese nell'“IFRIC 12 – Accordi per servizi in concessione”

Gli accordi per servizi in concessione, rilevati in base all'IFRIC 12, si riferiscono a talune infrastrutture asservite alle concessioni del servizio di distribuzione e generazione di energia elettrica in Brasile e Costa Rica e di illuminazione

pubblica in Brasile.

Nella seguente tabella si riepilogano gli elementi rilevanti di tali concessioni.

Milioni di euro							Totale riconosciuto tra le attività immateriali da contratti con clienti al 31.12.2023	Totale riconosciuto tra le attività finanziarie da contratti con clienti al 31.12.2023	Totale riconosciuto tra le attività finanziarie al 31.12.2023	Totale riconosciuto tra le attività immateriali al 31.12.2023
Concedente	Attività	Paese	Periodo della concessione	Periodo residuo della concessione	Opzione di rinnovo					
Enel Distribuição Rio de Janeiro	Stato brasiliano Distribuzione di energia elettrica	Brasile	1996-2026	3 anni	Sì	134	-	1.353	439	
Enel Distribuição Ceará	Stato brasiliano Distribuzione di energia elettrica	Brasile	1998-2028	5 anni	Sì	134	-	1.138	466	
Enel Green Power Mourão	Stato brasiliano Generazione di energia elettrica	Brasile	2016-2046	23 anni	No	-	-	6	-	
Enel Green Power Paranapanema	Stato brasiliano Generazione di energia elettrica	Brasile	2016-2046	23 anni	No	-	-	27	-	
Enel Green Power Volta Grande	Stato brasiliano Generazione di energia elettrica	Brasile	2017-2047	24 anni	No	-	-	291	-	
Enel Distribuição São Paulo	Stato brasiliano Distribuzione di energia elettrica	Brasile	1998-2028	5 anni	Sì	157	-	1.549	722	
Luz de Angra Energia	Stato brasiliano Illuminazione pubblica	Brasile	2021-2036	13 anni	Sì ⁽¹⁾	-	3	-	-	
Luz de Jaboatão Energia	Stato brasiliano Illuminazione pubblica	Brasile	2023-2045	21 anni	Sì ⁽¹⁾	-	5	-	-	
Luz de Caruaru Energia	Stato brasiliano Illuminazione pubblica	Brasile	2023-2043	19 anni	Sì ⁽¹⁾	-	4	-	-	
Luz de Cataguases	Stato brasiliano Illuminazione pubblica	Brasile	2023-2048	24 anni	Sì ⁽¹⁾	-	1	-	-	
PH Chucas	Istituto Costaricense dell'Elettricità Impianto idroelettrico	Costa Rica	2012-2031	8 anni	No	-	-	40	38	
Totale						425	13	4.404	1.665	

(1) Limitato a 35 anni.

Il valore dei beni al termine della concessione, classificati tra le attività finanziarie, è valutato al fair value. Per mag-

giori dettagli si rimanda alla nota 52 “Attività e passività misurate al fair value”.

21. Leasing

Nella seguente tabella viene esposta la movimentazione del diritto d'uso nel corso del 2023.

Milioni di euro	Terreni in leasing	Fabbricati in leasing	Impianti in leasing	Altri beni in leasing	Totale
Totale al 31.12.2022	1.312	513	424	513	2.762
Incrementi	318	270	(3)	99	684
Differenza cambi	(26)	2	-	1	(23)
Ammortamento	(47)	(118)	(29)	(143)	(337)
Altri movimenti	(69)	(35)	(114)	(4)	(222)
Totale al 31.12.2023	1.488	632	278	466	2.864

Le passività di leasing e i loro movimenti durante l'anno sono riportati nella tabella che segue.

Milioni di euro	
Totale al 31.12.2022	2.672
Incrementi	677
Pagamenti	(406)
Altri movimenti	(38)
Totale al 31.12.2023	2.905
<i>di cui a medio lungo termine</i>	<i>2.638</i>
<i>di cui a breve termine</i>	<i>267</i>

Viene precisato che nel corso del 2023 non sono state apportate modifiche o rinegoziazioni alle clausole contenute nei contratti di leasing.

Milioni di euro	
	2023
Ammortamento delle attività consistenti nel diritto di utilizzo	346
Interessi passivi sulle passività del leasing	128
Costi relativi a leasing a breve termine (inclusi nei costi per servizi e altri materiali)	46
Costi relativi a leasing di attività di modesto valore (inclusi nei costi per servizi e altri materiali)	-
Costi relativi ai pagamenti variabili dovuti per leasing (inclusi nei costi per servizi e altri materiali)	29
Totale	549

22. Investimenti immobiliari – Euro 97 milioni

Milioni di euro	
Costo storico al netto degli impairment cumulati	116
Fondo ammortamento	22
Consistenza al 31.12.2022	94
Differenze di cambio	-
Ammortamenti	(2)
Impairment	(1)
Altri movimenti	6
Totale variazioni	3
Costo storico al netto degli impairment cumulati	114
Fondo ammortamento	17
Consistenza al 31.12.2023	97

Gli investimenti immobiliari al 31 dicembre 2023 ammontano a 97 milioni di euro e presentano un incremento pari a 3 milioni di euro rispetto all'anno precedente.

Gli investimenti immobiliari del Gruppo sono rappresentati da immobili siti in Italia, Spagna, Brasile e Cile, sui quali non sussistono restrizioni sulla realizzabilità degli investimenti o sulla rimessa dei proventi e incassi connessi alla dismissione. Inoltre, si precisa che il Gruppo non ha obbligazioni contrattuali per l'acquisizione, la costruzione o lo sviluppo

degli investimenti immobiliari o per riparazioni, manutenzioni o migliorie.

La variazione dell'esercizio è prevalentemente dovuta ad adeguamenti di valore di alcuni asset in Spagna, ad alcune dismissioni in Italia e all'ammortamento dell'anno.

Per maggiori dettagli sulla valutazione degli investimenti immobiliari si rimanda alle note 52 "Attività e passività misurate al fair value" e 52.2 "Attività non misurate al fair value nello Stato patrimoniale".

23. Attività immateriali – Euro 17.055 milioni

Il dettaglio e la movimentazione delle attività immateriali relativa all'esercizio 2023 sono di seguito riportati.

Milioni di euro	Costi di sviluppo	Diritti di brev. ind. e di utilizz. opere ing.	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Accordi per servizi in concessione	Altre	Migliorie su attività immater. di terzi	Immobil. in corso e acconti	Contract cost	Totale
Costo storico al netto degli impairment cumulati	101	3.697	12.646	5.261	5.279	-	1.747	2.831	31.562
Fondo ammortamento	22	3.034	1.851	3.761	3.847	-	-	1.527	14.042
Consistenza al 31.12.2022	79	663	10.795	1.500	1.432	-	1.747	1.304	17.520
Investimenti	3	30	45	-	122	-	640	515	1.355
Passaggi in esercizio	2	300	8	-	209	-	(564)	10	(35)
Differenze di cambio	1	(4)	220	72	(4)	-	(49)	(4)	232
Variazioni perimetro di consolidamento	-	-	1	-	-	-	(1)	-	-
Dismissioni	-	(2)	-	(18)	-	-	3	-	(17)
Ammortamenti	(5)	(313)	(199)	(402)	(342)	-	-	(425)	(1.686)
Impairment	(3)	-	1	-	(1)	-	(57)	-	(60)
Ripristini di valore	-	-	-	-	2	-	-	-	2
Altri movimenti	(47)	50	(10)	513	-	-	(46)	3	463
Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	(4)	(49)	(590)	-	(44)	-	(32)	-	(719)
Totale variazioni	(53)	12	(524)	165	(58)	-	(106)	99	(465)
Costo storico al netto degli impairment cumulati	55	3.988	12.401	5.822	5.513	-	1.641	3.352	32.772
Fondo ammortamento	29	3.313	2.130	4.157	4.139	-	-	1.949	15.717
Consistenza al 31.12.2023	26	675	10.271	1.665	1.374	-	1.641	1.403	17.055

Nella tabella che segue sono esposti gli accordi per servizi in concessione non ricompresi nell'applicazione dell'IFRIC 12 che presentano un saldo di bilancio al 31 dicembre 2023.

Milioni di euro									
Concedente	Attività	Paese	Periodo della conc.	Periodo residuo della conc.	Opz. di rinnovo	al 31.12.2023	al 31.12.2022	Fair value iniziale	
Endesa Distribución Eléctrica	Distribuzione di energia elettrica	Spagna	Indefinito	Indefinito	-	5.677	5.678	5.673	
Enel Colombia (ex Codensa)	Distribuzione di energia elettrica	Colombia	Indefinito	Indefinito	-	1.266	1.047	1.839	
Enel Distribución Chile (ex Chilectra)	Distribuzione di energia elettrica	Cile	Indefinito	Indefinito	-	1.254	1.331	1.667	

I beni a vita utile indefinita hanno un valore complessivo di 8.197 milioni di euro (8.056 milioni di euro al 31 dicembre 2022) riferibili essenzialmente alle concessioni per l'attività di distribuzione in Spagna (5.677 milioni di euro), Colombia (1.266 milioni di euro) e Cile (1.254 milioni di euro), per le quali non è normativamente prevista né prevedibile a oggi

una data di scadenza all'esercizio del servizio; sulla base delle previsioni formulate, i flussi di cassa attribuibili a ciascuna CGU, alla quale appartengono le varie concessioni, sono sufficienti a recuperare il valore di iscrizione in bilancio. La variazione dell'anno è riferita, principalmente, alla variazione del tasso di cambio in America Latina. Si segna-

la che nel corso dell'esercizio è stata riclassificata tra le attività possedute per la vendita l'attività relativa agli accordi per servizi in concessione non ricompresi nell'applicazione dell'IFRIC 12 di Enel Distribución Perú per un valore di 581 milioni di euro (584 milioni di euro al 31 dicembre 2022). Per maggiori dettagli sulla voce "Accordi per servizi in concessione" si rimanda alla nota 20.

Gli "Impairment" ammontano nel 2023 a 60 milioni di euro, prevalentemente riferiti a taluni progetti, non più strategici, nell'ambito delle rinnovabili in Spagna, negli Stati Uniti e in Italia.

La "Riclassifica da/ad 'Attività classificate come possedute per la vendita'" è da riferirsi principalmente alle attività detenute da Enel Distribución Perú SAA, Enel Generación Perú, Compañía Energética Veracruz e alle attività riferite a un portafoglio di asset rinnovabili in Nord America, queste ultime cedute a inizio 2024.

Gli "Altri movimenti" accolgono prevalentemente le riclassifiche tra le attività finanziarie di parte degli investimenti ricadenti nelle concessioni IFRIC 12 in Brasile e l'adeguamento dei valori delle attività immateriali delle società argentine per effetto dell'applicazione del principio contabile relativo alle economie iperinflazionate.

24. Avviamento – Euro 13.042 milioni

Milioni di euro	al 31.12.2022	Variazioni perimetro	Differ. cambio	Impairment	Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	Altri movimenti	al 31.12.2023
							Valore netto
Iberia Penisola	8.785	-	-	-	-	-	8.785
Cile	1.148	-	(1)	-	(46)	-	1.101
Argentina	21	-	(1)	-	-	-	20
Perù	571	-	(1)	-	(570)	-	-
Colombia	518	-	8	-	-	-	526
Brasile	1.313	-	44	-	-	-	1.357
Centro America	26	-	-	-	-	-	26
Nord America Enel Green Power	70	-	(2)	-	-	-	68
Nord America Enel X	142	-	(4)	(57)	-	-	81
Nord America Enel X Way	70	-	(1)	(69)	-	-	-
Asia Pacifico Enel X	84	-	-	-	-	-	84
Resto d'Europa Enel X ⁽¹⁾	43	-	-	-	-	-	43
Italia Mercato ⁽²⁾	581	-	-	-	-	-	581
Italia Enel Green Power	21	-	-	-	-	-	21
Italia Enel Produzione	349	-	-	-	-	-	349
Totale	13.742	-	42	(126)	(616)	-	13.042

(1) Include Viva Labs.

(2) Include Enel Energia.

Nella tabella seguente si rappresenta l'allocazione dell'avviamento nella matrice relativa alle Linee di Business e alle Aree Geografiche. A tal riguardo, si evidenzia che le modifiche intervenute sulla rappresentazione dei settori

operativi, descritte nella precedente nota 10, non hanno comportato modifiche con riferimento all'allocazione dell'avviamento ai fini dei test di impairment.

Matrice avviamento al 31.12.2023

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Holding e Servizi	Totale
Italia Enel Green Power	-	21	-	-	-	21
Italia Mercato ⁽¹⁾	-	-	-	581	-	581
Italia Enel Produzione	-	349	-	-	-	349
Iberia Penisola	-	1.190	5.788	1.807	-	8.785
Argentina	-	1	19	-	-	20
Brasile	-	502	855	-	-	1.357
Cile	-	949	152	-	-	1.101
Colombia	-	303	223	-	-	526
Perù	-	-	-	-	-	-
Centro America	-	26	-	-	-	26
Nord America Enel Green Power	-	68	-	-	-	68
Nord America Enel X	-	-	-	81	-	81
Nord America Enel X Way	-	-	-	-	-	-
Asia Pacifico Enel X	-	-	-	84	-	84
Resto d'Europa Enel X ⁽²⁾	-	-	-	43	-	43
Totale	-	3.409	7.037	2.596	-	13.042

(1) Include Enel Energia.

(2) Include Viva Labs.

Matrice avviamento al 31.12.2022

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali ⁽¹⁾	Holding e Servizi ⁽¹⁾	Totale
Italia Enel Green Power	-	21	-	-	-	21
Italia Mercato ⁽²⁾	-	-	-	581	-	581
Italia Enel Produzione	-	349	-	-	-	349
Iberia Penisola	-	1.190	5.788	1.807	-	8.785
Argentina	-	2	19	-	-	21
Brasile	-	478	835	-	-	1.313
Cile	-	996	152	-	-	1.148
Colombia	-	295	223	-	-	518
Perù	44	207	320	-	-	571
Centro America	-	26	-	-	-	26
Nord America Enel Green Power	-	70	-	-	-	70
Nord America Enel X	-	-	-	142	-	142
Nord America Enel X Way	-	-	-	70	-	70
Asia Pacifico Enel X	-	-	-	84	-	84
Resto d'Europa Enel X ⁽³⁾	-	-	-	43	-	43
Totale	44	3.634	7.337	2.727	-	13.742

(1) I dati al 31 dicembre 2022 relativi alla Linea di Business Mercati finali sono stati rideterminati per tener conto anche dei valori di Enel X ed Enel X Way. Quest'ultima in precedenza era esposta nel settore Holding, Servizi e Altro.

(2) Include Enel Energia.

(3) Include Viva Labs.

Il decremento dell'avviamento, pari a 700 milioni di euro, è attribuibile per lo più alla riclassifica tra le attività possedute per la vendita delle attività della generazione e distribuzione in Perù (pari a 570 milioni di euro), e di Arcadia Generación Solar in Cile (pari a 46 milioni di euro).

Addizionalmente nel corso del 2023 sono stati rilevati nuovi adeguamenti di valore riferiti alle CGU del Nord America di Enel X ed Enel X Way (rispettivamente per 57 e 69 milioni di euro) a esito degli impairment test anche per effetto del cambiamento dello scenario macroeconomico.

La variazione negativa è parzialmente compensata dalle differenze cambio positive registrate in Brasile.

La stima del valore recuperabile degli avviamenti iscritti in bilancio è stata effettuata determinando il valore d'uso delle CGU in esame mediante l'utilizzo di modelli discounted cash flow, che prevedono la stima dei flussi di cassa attesi e l'applicazione di un appropriato tasso di attualizzazione, determinato utilizzando input di mercato quali tassi risk-free, beta e market risk premium.

I flussi di cassa sono stati determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima, tenuto anche conto dei rischi specifici delle singole CGU, e desumibili:

- per il periodo esplicito dal Piano Industriale approvato dal Consiglio di Amministrazione della Capogruppo in data 22 novembre 2023, contenente le previsioni in ordine ai volumi, ai ricavi, ai costi operativi, agli investimenti, agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili macroeconomiche (inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio) e delle commodity. Si segnala che il periodo esplicito dei flussi di cassa preso in considerazione per l'impairment test è pari a tre anni;
- per gli anni successivi, tenendo in considerazione le ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili che determinano i flussi di cassa, la vita media utile residua degli asset o la durata delle concessioni.

In particolare, il valore terminale è stimato in base alle specificità dei business relativi alle diverse CGU sottoposte alla procedura di impairment:

- perpetuità, in riferimento ai business di generazione con tecnologia Large Hydro (LH) e distribuzione, in cui licenze e concessioni presentano scadenze a lungo termine e/o il rinnovo può essere stimato con ragionevole certezza; e per i business Enel X ed Enel X Way, in quanto caratterizzati dallo sviluppo di know-how specifici sostenibili nel lungo termine;
- rendita annua, nel caso di CGU caratterizzata prevalentemente dal business retail, la cui vita utile residua è pertanto sostanzialmente correlata alla durata media

dei rapporti con i clienti; e per i business di generazione termica convenzionale (Generation and Trading). È utilizzato, inoltre, in riferimento ai business da fonti rinnovabili (Enel Green Power) per tenere conto (i) del valore derivante dalla vita utile residua degli impianti e (ii) del valore residuo, nell'ipotesi di dismissione degli impianti, associato ai diritti di concessione, alla competitività dei siti produttivi (in termini di risorsa naturale) e alle interconnessioni di rete.

Il tasso di crescita nominale considerato (g-rate) è pari alla crescita di lungo periodo della domanda elettrica e/o dell'inflazione (in funzione del Paese di appartenenza e del business).

Per quanto concerne le assunzioni sugli andamenti dei prezzi delle commodity vengono utilizzati scenari coerenti con gli obiettivi di riduzione delle emissioni attualmente stabiliti.

Si evidenzia inoltre che il Gruppo ha tenuto conto, attraverso analisi di sensitività, anche degli impatti derivanti dal cambiamento climatico nel lungo periodo; in particolare:

- considerando un tasso di crescita perpetua del flusso di cassa dopo il periodo esplicito, di lungo termine allineato alla variazione della domanda elettrica 2026-2050 in base alle specificità dei business interessati, tenendo in considerazione assunzioni relative all'aumento della temperatura dovuto al cambiamento climatico e ai trend legati alla transizione energetica;
- considerando variazioni della producibilità idroelettrica, eolica e fotovoltaica dei nostri asset in portafoglio, associate a ogni proiezione delle variabili climatiche e meteorologiche sottostanti (per esempio temperatura, irradianza, velocità del vento e precipitazioni);
- il sostenimento dei costi accantonati per la dismissione degli impianti di generazione di elettricità da fonti fossili coerentemente con l'obiettivo di zero emissioni dirette (Scope 1) e indirette da attività retail (Scope 3).

Al fine di verificare la robustezza del valore d'uso delle CGU, sono state condotte analisi di sensitività sui principali driver di valore, in particolare WACC e tasso di crescita di lungo periodo.

Anche in tali circostanze sono stati rilevati risultati coerenti con le evidenze descritte in precedenza, riscontrando su tutte le CGU analizzate, a eccezione di quelle oggetto di svalutazione (Enel X North America ed Enel X Way North America), un'eccedenza positiva del valore d'uso rispetto al valore contabile, che garantisce la totale recuperabilità dei valori contabili delle stesse nel Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2023.

AMBIZIONE EMISSIONI ZERO

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

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

TARGET GHG		Intensità emissioni GHG Scope 1 relative alla produzione di energia		
Attività di business principale	Produzione di elettricità			
Tipologia di attività nella catena del valore	Attività diretta			
Stakeholder impattati o coinvolti	<ul style="list-style-type: none"> • Clienti e consumatori di energia elettrica • Società e Ambiente 			
Fonti GHG coperte (GHG Protocol)⁽¹⁾	95% delle emissioni GHG Scope 1 ⁽²⁾			
Tempistiche	Breve termine (2026)	Medio termine (2030)	Lungo termine (2040)	
Target GHG	125 gCO _{2eq} /kWh	72 gCO _{2eq} /kWh	0 gCO _{2eq} /kWh Emissioni zero	
% riduzione rispetto al 2017 (baseline SBTi)	-66%	-80%	-100%	
% riduzione rispetto al 2023 (anno di reporting)	-22%	-55%	-100%	
Scenario climatico	🔥 1,5 °C ⁽³⁾	🔥 1,5 °C (certificato SBTi)	🔥 1,5 °C (certificato SBTi)	
Principali driver e azioni a futuro	<ul style="list-style-type: none"> • Phase-out graduale della capacità a carbone nel periodo 2024-2026, con la prevista chiusura delle centrali Federico II e Torrevaldaliga Nord in Italia (con una capacità complessiva di circa 3,6 GW). • Investire 12,1 miliardi di euro per accelerare lo sviluppo delle energie rinnovabili, installando 13,4 GW di nuova capacità rinnovabile nel periodo 2024-2026 (di cui circa 11,3 GW consolidati), raggiungendo 73 GW di capacità rinnovabile entro il 2026 (inclusivo del BESS). • Proseguire nel processo di decarbonizzazione della generazione di elettricità, portando il parco di generazione aziendale a essere composto per il 78% da impianti rinnovabili nel 2026, raggiungendo nello stesso anno un livello di produzione a zero emissioni pari all'86% sul totale, considerando la produzione consolidata e gestita. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal per raggiungere il target. 	<ul style="list-style-type: none"> • Proseguire nel processo di decarbonizzazione della generazione di elettricità, grazie a investimenti a livello di Gruppo che porteranno al 2030 il parco di generazione aziendale a essere composto per circa l'85% da impianti rinnovabili, raggiungendo così un livello di produzione a zero emissioni pari al 90% sul totale, considerando la produzione consolidata e gestita. • Uscita dalla generazione a carbone, che è prevista entro il 2027 a livello globale. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal per raggiungere il target. 	<ul style="list-style-type: none"> • Uscire dal business della generazione di elettricità da capacità termica, raggiungendo un mix energetico 100% rinnovabile. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal per raggiungere il target. 	
Risultati e principali azioni svolte nel 2023	<p>Risultato del KPI nel 2023: 160 gCO_{2eq}/kWh</p> <ul style="list-style-type: none"> • Circa 5,9 miliardi di euro investiti nelle rinnovabili nel 2023. • Nuova capacità rinnovabile installata consolidata pari a 4 GW nel 2023, raggiungendo una capacità totale consolidata pari a 55,5 GW nel 2023. • Incremento della produzione rinnovabile consolidata pari a +13% rispetto al 2022, rappresentando il 61% del totale della produzione consolidata nel 2023. • Riduzione della capacità termoelettrica di circa 5,1 GW rispetto al 2022, includendo la chiusura di due impianti a carbone (per un totale di circa 2 GW) e la vendita degli impianti a gas in Argentina (per un totale di circa 3 GW) e in Colombia (per un totale di circa 0,2 GW). • Riduzione della produzione termoelettrica pari al 38% rispetto al 2022 (in particolare con una riduzione del 45% della produzione a carbone), rappresentando il 27% del totale della produzione nel 2023. 			

TARGET GHG
Intensità emissioni GHG Scope 1 e 3 relative all'Integrated Power

Attività di business principale	Vendita di elettricità		
Tipologia di attività nella catena del valore	<ul style="list-style-type: none"> • Attività dirette (produzione di elettricità) • Attività a valle della catena del valore (acquisto di energia ad altri produttori per vendita al cliente finale) 		
Stakeholder impattati o coinvolti	<ul style="list-style-type: none"> • Clienti e consumatori di energia elettrica • Produttori di energia elettrica (peers) • Società e Ambiente 		
Fonti GHG coperte (GHG Protocol)⁽¹⁾	<ul style="list-style-type: none"> • 95% delle emissioni GHG Scope 1 • 42% delle emissioni GHG Scope 3 (corrispondente al 78% delle emissioni GHG Scope 3 - categoria 3) 		
Tempistiche	Breve termine (2026)	Medio termine (2030)	Lungo termine (2040)
Target GHG	135 gCO _{2eq} /kWh	73 gCO _{2eq} /kWh	0 gCO _{2eq} /kWh Emissioni zero
% riduzione rispetto al 2017 (baseline SBTi)	-59%	-78%	-100%
% riduzione rispetto al 2023 (anno di reporting)	-20%	-57%	-100%
Scenario climatico	1,5 °C ⁽³⁾	1,5 °C (certificato SBTi)	1,5 °C (certificato SBTi)
Principali driver e azioni a futuro	<ul style="list-style-type: none"> • Aumentare la quota di energia rinnovabile venduta ai clienti, incrementando la produzione rinnovabile del Gruppo e ottimizzando il portafoglio clienti proseguendo nella strategia di bilanciamento tra domanda e offerta. • In Europa incrementare dal circa 65% del 2023 a oltre l'80% nel 2026 la quota di vendite ai clienti finali a prezzo fisso coperta da produzione a zero emissioni. • In America Latina mantenere una copertura del 100% delle vendite ai clienti finali da produzione a zero emissioni (anche tramite PPA). • In Nord America mantenere una copertura del 100% delle vendite ai clienti finali da produzione a zero emissioni. • Proseguire nel processo di decarbonizzazione della generazione di elettricità, incrementando il livello di produzione a zero emissioni dal 75% nel 2023 (compresa la capacità gestita) all'86% sul totale nel 2026, considerando la produzione consolidata e gestita. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal per raggiungere il target. 	<ul style="list-style-type: none"> • Proseguire nella strategia di bilanciamento tra domanda e offerta e incremento della quota di elettricità venduta a prezzo fisso coperta da generazione carbon free. • Proseguire nel processo di decarbonizzazione della generazione di elettricità, raggiungendo circa il 90% di produzione a zero emissioni sul totale nel 2030. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal per raggiungere il target. 	<ul style="list-style-type: none"> • Al 2040 arrivare al 100% di vendita di energia coperto da fonti rinnovabili. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal per raggiungere il target.





Risultati e principali azioni svolte nel 2023
Risultato del KPI nel 2023: 168 gCO_{2eq}/kWh

- Incremento della produzione rinnovabile consolidata del Gruppo del 13% nel 2023 rispetto al 2022.
- Riduzione del 7% del gap tra le vendite di energia ai clienti finali e la produzione propria nei Paesi in cui il Gruppo ha avuto una posizione integrata nel 2023, rispetto al 2022.

TARGET GHG
Emissioni GHG assolute Scope 3 relative alla vendita di gas nel mercato finale

Attività di business principale	Vendita di gas al cliente finale		
Tipologia di attività nella catena del valore	<ul style="list-style-type: none"> • Attività a valle della catena del valore 		
Stakeholder impattati o coinvolti	<ul style="list-style-type: none"> • Clienti gas • Società e Ambiente 		
Fonti GHG coperte (GHG Protocol)⁽¹⁾	<ul style="list-style-type: none"> • 30% delle emissioni GHG Scope 3 (corrispondente al 100% delle emissioni GHG Scope 3 - categoria 11) 		
Tempistiche	 Breve termine (2026)	 Medio termine (2030)	 Lungo termine (2040)
Target GHG	20,0 MtCO _{2eq}	11,4 MtCO _{2eq}	0 MtCO _{2eq} Emissioni zero
% riduzione rispetto al 2017 (baseline SBTi)	-21%	-55%	-100%
% riduzione rispetto al 2023 (anno di reporting)	- ⁽⁴⁾	-32%	-100%
Scenario climatico	n.a. ⁽⁵⁾	1,5 °C (certificato SBTi)	1,5 °C (certificato SBTi)
Principali driver e azioni a futuro	<ul style="list-style-type: none"> • Promuovere il passaggio dei clienti dal gas all'elettricità (soprattutto clienti residenziali) attraverso la promozione di tecnologie elettriche più efficienti (per esempio, pompe di calore per il riscaldamento domestico o piani a induzione nelle cucine), portando il consumo unitario di energia elettrica annua del cliente energia Business to Consumer del mercato libero (Italia e Spagna) da 2,8 MWh del 2023 a circa 2,9 MWh nel 2026 e aumentando così il tasso di elettrificazione dei clienti. • Destinare il 32% degli investimenti nelle reti nel periodo 2024-2026 alle connessioni, anche per consentire la crescita di generazione distribuita e quindi promuovere l'elettrificazione dei consumi dei clienti finali. Si prevede che il numero di connessioni alla generazione distribuita raddoppi nel triennio raggiungendo i 4 milioni nel 2026. • Raggiungere volumi di gas venduti ai clienti finali di circa 8,4 bcm nel 2026. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal per raggiungere il target. 	<ul style="list-style-type: none"> • Promuovere il passaggio dei clienti dal gas all'elettricità (soprattutto clienti residenziali) attraverso la promozione di tecnologie elettriche più efficienti (per esempio, pompe di calore per il riscaldamento domestico o piani a induzione nelle cucine), portando il consumo unitario di energia elettrica annua del cliente energia Business to Consumer del mercato libero (Italia e Spagna) a circa 3,5 MWh nel 2030 e aumentando così il tasso di elettrificazione dei clienti. • Continuare a investire nelle reti di distribuzione accompagnando la crescita di generazione distribuita e quindi promuovere l'elettrificazione dei consumi dei clienti finali, fino a raggiungere i 6 milioni di connessioni alla generazione distribuita nel 2030. • Ottimizzare il portafoglio gas dei clienti (specialmente clienti industriali), continuando nella riduzione dei volumi di gas venduti fino a raggiungere circa 5,3 bcm nel 2030. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal per raggiungere il target. 	<ul style="list-style-type: none"> • Raggiungere il 100% di vendita di energia ai clienti finali coperta da fonti rinnovabili entro il 2040. • Uscire dal business della vendita di gas alla clientela retail entro il 2040. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal per raggiungere il target.
Risultati e principali azioni svolte nel 2023	Risultato del KPI nel 2023: 16,8 MtCO_{2eq}		
	<ul style="list-style-type: none"> • 6,2 milioni di clienti gas nel 2023, in riduzione del 6% rispetto al 2022. • Vendita di gas nel 2023 di 8,3 bcm, riduzione del 19% rispetto al 2022. • 3,6 milioni di nuove connessioni nel 2023. 		

TARGET GHG
Emissioni aggiuntive Scope 1-2-3

Attività di business principale	<ul style="list-style-type: none"> • Distribuzione di elettricità (Scope 1 e 2) • Gestione della flotta di veicoli, edifici e altri asset (Scope 1 e 2) • Gestione della catena di fornitura (Scope 3) • Acquisto di combustibili (Scope 3) 	
Tipologia di attività nella catena del valore	<ul style="list-style-type: none"> • Attività dirette (distribuzione di elettricità e gestione della flotta, degli edifici e altri asset del Gruppo) • Attività a monte della catena del valore (catena di fornitura di prodotti e servizi e filiera dei combustibili) 	
Stakeholder impattati o coinvolti	<ul style="list-style-type: none"> • Clienti e consumatori di energia elettrica • Produttori di energia elettrica (peers) • Fornitori di prodotti e servizi • Fornitori di oil&gas • Società e Ambiente 	
Fonti GHG coperte (GHG Protocol)⁽¹⁾	<ul style="list-style-type: none"> • 0,5% delle emissioni GHG Scope 1 • 100% delle emissioni GHG Scope 2 • Target 2030⁽⁶⁾: 15% delle emissioni GHG Scope 3 (corrispondente al 17% delle emissioni Scope 3 - categoria 1 e al 22% della categoria 3) • Target 2040⁽⁶⁾: 18% delle emissioni GHG Scope 3 (corrispondente al 35% delle emissioni Scope 3 - categoria 1 e al 22% della categoria 3) 	
Tempistiche	 <p>Medio termine (2030)</p>	 <p>Lungo termine (2040)</p>
Target GHG	10,4 MtCO_{2eq}	<2,5 MtCO_{2eq} Emissioni Net Zero
% riduzione rispetto al 2017 (baseline SBTi)	-55%	-90%
% riduzione rispetto al 2023 (anno di reporting)	-12%	-83%
Scenario climatico	 1,5 °C (certificato SBTi)	 1,5 °C (certificato SBTi)
Principali driver e azioni a futuro	<ul style="list-style-type: none"> • Investire un totale di 18,6 miliardi di euro nelle reti nel periodo 2024-2026, di cui il 50% per migliorare la resilienza, la qualità e la digitalizzazione delle reti, contribuendo in tal modo a ridurre le perdite di rete e le relative emissioni di gas serra. Sostituire i componenti esistenti dell'infrastruttura della rete di distribuzione con soluzioni SF₆ free. • Implementare un approccio circolare di approvvigionamento, incrementare il numero dei contratti che includono la misurazione dell'impronta carbonica dei prodotti e servizi acquistati da Enel incentivando la riduzione della stessa in un percorso di decarbonizzazione condiviso con i fornitori. Rafforzare il dialogo con i produttori di materie prime e con le altre utility per definire strategie comuni di decarbonizzazione efficaci e a lungo termine. • Uscire gradualmente dalla generazione a carbone entro il 2027, mitigando tutte le emissioni GHG legate alla fornitura di carbone. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal per raggiungere il target. 	<ul style="list-style-type: none"> • Promuovere la digitalizzazione della rete e sostituire i componenti esistenti dell'infrastruttura della rete di distribuzione con soluzioni SF₆ free. • Implementare un approccio circolare di approvvigionamento, incrementare il numero dei contratti che includono la misurazione dell'impronta carbonica dei prodotti e servizi acquistati da Enel incentivando la riduzione della stessa in un percorso di decarbonizzazione condiviso con i fornitori. Rafforzare il dialogo con i produttori di materie prime e con le altre utility per definire strategie comuni di decarbonizzazione efficaci e a lungo termine. • Azzerare le emissioni legate alle attività di estrazione di gas, essendo il Gruppo completamente uscito dalle attività sia di generazione di elettricità da gas sia di vendita di gas a clienti finali. • Neutralizzare la quota residuale attraverso azioni di carbon removal (acquisto di certificati legati a progetti nature-based o technology-based nei mercati volontari di carbone, secondo gli standard internazionali) qualora la mitigazione completa delle emissioni non sia fattibile a causa di fattori esogeni (tecnologici, di mercato o regolatori).

Risultato del KPI nel 2023: 11,9 MtCO_{2eq} (secondo il perimetro target 2017-2030) e 13,5 MtCO_{2eq} (secondo il perimetro target 2017-2040)⁽⁶⁾

Risultati e principali azioni svolte nel 2023

- 5,4 miliardi di euro investiti sulla rete nel 2023.
- Riduzione del 43% dell'ammontare di carbone combusto negli impianti termoelettrici.
- Riduzione del 41% del volume di gas naturale combusto negli impianti termoelettrici rispetto al 2022 (influenzato anche dalla vendita di impianti a gas in Russia e Argentina), e riduzione del 19% del volume di gas venduto nel mercato finale rispetto al 2022.
- Riduzione dell'8% del consumo di elettricità negli impianti di generazione e negli edifici del Gruppo.
- Riduzione del 24% del valore intensivo (tCO_{2eq}/mIn€) della catena di fornitura nel 2023 rispetto al 2022, raggiungendo 684 tCO_{2eq}/mIn€.

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

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

(1) Percentuali basate sulle emissioni totali di GHG nel 2023.

(2) Sono state escluse le emissioni GHG Scope 1 marginali che non sono direttamente correlate al processo di combustione dei combustibili fossili per la produzione di energia elettrica nelle centrali termoelettriche. Queste emissioni includono anche l'utilizzo di servizi ausiliari nell'attività di distribuzione. In particolare, nel 2023 si è verificato un utilizzo straordinariamente superiore di questi servizi in Brasile per far fronte all'emergenza meteorologica verificatasi a San Paolo a novembre 2023 che ha provocato l'interruzione del funzionamento della rete. In ogni caso, le emissioni di GHG Scope 1 e 2 coperte da tutti i target sopracitati sono complessivamente pari a 95,8%, e pertanto superiori alla soglia del 95% richiesta dall'iniziativa Science Based Targets e dal GHG Protocol.

(3) Il target soddisfa il percorso di 1,5 °C stabilito dalla SBTi per il settore dei servizi elettrici (approccio di decarbonizzazione settoriale, SDA), anche se non ha potuto essere validato ufficialmente perché la SBTi non certifica target con tempistiche inferiori a cinque anni dalla data di presentazione.

(4) Nel 2023 la vendita di gas si è ridotta considerevolmente rispetto agli anni precedenti. Inoltre, è stato implementato un cambiamento metodologico nell'utilizzo dei fattori di conversione. Questi due elementi hanno portato a un valore al di sotto del target previsto per il 2026.

(5) Il target non ha potuto essere validato ufficialmente perché la SBTi non certifica target con tempistiche inferiori a cinque anni dalla data di presentazione. Inoltre, la SBTi non ha definito un approccio di decarbonizzazione settoriale per queste tipologie di emissioni, per cui il livello di ambizione non può essere verificato.

(6) Sono stati definiti due diversi limiti percentuali al target per le emissioni GHG Scope 3 della catena di fornitura, come consentito dalla metodologia SBTi, che richiede di coprire almeno il 67% delle emissioni Scope 3 per il target 2030, e almeno il 90% per il target 2040.

Di seguito viene riportata la composizione del saldo dei principali avviamenti per società cui la CGU appartiene, i

tassi di sconto adottati e l'orizzonte temporale nel quale i flussi previsti vengono attualizzati.

Milioni di euro	Importo	Tasso di crescita ⁽¹⁾	Tasso di sconto WACC pre-tax ⁽²⁾	Periodo esplicito flussi di cassa	Terminal value ⁽³⁾	al 31.12.2022				
						Importo	Tasso di crescita ⁽¹⁾	Tasso di sconto WACC pre-tax ⁽²⁾	Periodo esplicito flussi di cassa	Terminal value ⁽³⁾
	al 31.12.2023					al 31.12.2022				
Iberia Penisola	8.785	2,19%	8,23%	3 anni	Perpetuità/22 anni EGP/12 anni G&T/15 anni MKT	8.785	2,47%	6,10%	3 anni	Perpetuità/25 anni EGP/13 anni G&T
Cile	1.101	2,07%	9,57%	3 anni	Perpetuità/28 anni EGP/5 anni G&T	1.148	2,00%	8,45%	3 anni	Perpetuità/26 anni EGP/5 anni G&T
Argentina	20	1757%	41,90%	3 anni	Perpetuità	21	45,70%	71,78%	3 anni	Perpetuità
Perù	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	571	2,25%	8,75%	3 anni	Perpetuità/25 anni EGP/8 anni G&T
Colombia	526	3,50%	14,25%	3 anni	Perpetuità/25 anni EGP/14 anni G&T	518	3,20%	11,79%	3 anni	Perpetuità/26 anni EGP/15 anni G&T
Brasile	1.357	3,86%	12,31%	3 anni	Perpetuità/24 anni EGP	1.313	3,58%	11,22%	3 anni	Perpetuità/25 anni EGP
Centro America	26	2,10%	10,92%	3 anni	17 anni	26	2,02%	9,66%	3 anni	18 anni
Nord America Enel Green Power	68	2,10%	8,27%	3 anni	24 anni	70	2,02%	6,48%	3 anni	25 anni
Nord America Enel X	81	2,10%	11,75%	3 anni	Perpetuità	142	2,02%	9,71%	3 anni	Perpetuità
Nord America Enel X Way	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	70	2,02%	11,53%	3 anni	Perpetuità
Asia Pacifico Enel X	84	2,10%	13,27%	3 anni	Perpetuità	84	2,02%	10,39%	3 anni	Perpetuità
Resto d'Europa Enel X	43	2,10%	11,45%	3 anni	Perpetuità	43	1,62%	8,82%	3 anni	Perpetuità
Italia Enel Green Power	21	2,10%	8,66%	3 anni	Perpetuità/26 anni	21	1,62%	6,39%	3 anni	Perpetuità/24 anni
Italia Mercato	581	1,93%	11,31%	3 anni	15 anni	581	2,38%	10,69%	3 anni	15 anni
Italia Enel Produzione	349	2,06%	9,07%	3 anni	Perpetuità/14 anni	349	1,64%	7,70%	3 anni	Perpetuità/15 anni
Romania	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
CGU senza avviamento iscritto ma oggetto di test di impairment in presenza di appositi indicatori previsti da IAS 36										
Iberia - TNP (Territori Non Peninsulari)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Australia	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Messico	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

(1) Tasso di crescita perpetua del flusso di cassa dopo il periodo esplicito.

(2) Il WACC pre-tax calcolato con il metodo iterativo: il tasso di sconto che permette che il valore d'uso calcolato con i flussi pre-tax sia equivalente a quello calcolato con flussi post-tax scontati al WACC post-tax.

(3) Il valore del terminal value è stato stimato attraverso una rendita perpetua o una rendita attesa annua a rendimento crescente per gli anni indicati in colonna (G&T = Generation and Trading, EGP = Enel Green Power, MKT = Mercati finali).

25. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite – Euro 9.218 milioni ed euro 8.217 milioni

Di seguito vengono dettagliati i movimenti delle “Attività per imposte anticipate” e delle “Passività per imposte differite” per tipologia di differenze temporali, determinati sulla base delle aliquote fiscali previste dai provvedimenti

in vigore, nonché l’ammontare delle attività per imposte anticipate compensabili, ove consentito, con le passività per imposte differite.

Milioni di euro	Incr./ (Decr.) con imputazione a Conto economico	Incr./ (Decr.) con imputazione a patrimonio netto	Variazioni perimetro di consolidamento	Differenze cambio	Altri movimenti	Riclassifica “Attività possedute per la vendita”		
	al 31.12.2022						al 31.12.2023	
Attività per imposte anticipate:								
- differenze di valore su immobilizzazioni materiali e immateriali	2.313	(79)	-	-	-	65	(30)	2.269
- accantonamenti per rischi e oneri e impairment con deducibilità fiscale differita	1.956	(68)	-	-	6	33	(2)	1.925
- perdite fiscalmente riportabili	786	(39)	-	-	(12)	11	-	746
- valutazione strumenti finanziari	2.914	1	(1.521)	-	(2)	(70)	-	1.322
- benefici al personale	798	(25)	66	-	22	3	(1)	863
- altre partite ⁽¹⁾	2.408	32	11	1	(148)	(98)	(113)	2.093
Totale	11.175	(178)	(1.444)	1	(134)	(56)	(146)	9.218
Passività per imposte differite:								
- differenze su immobilizzazioni e attività finanziarie	5.719	17	-	1	(490)	306	(515)	5.038
- valutazione strumenti finanziari	1.506	(3)	(473)	-	(3)	(69)	(1)	957
- altre partite ⁽¹⁾	2.569	(200)	(5)	-	(27)	(68)	(47)	2.222
Totale	9.794	(186)	(478)	1	(520)	169	(563)	8.217
Attività per imposte anticipate non compensabili							5.221	
Passività per imposte differite non compensabili							3.347	
Passività per imposte differite nette compensabili							873	

(1) I dati relativi al 31 dicembre 2022 delle attività per imposte anticipate e delle passività per imposte differite sono stati rideterminati rispettivamente per 250 milioni di euro e 252 milioni di euro per tenere conto degli effetti dell’Amendment allo IAS 12, in vigore successivamente al 1° gennaio 2023. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 8 “Rideterminazione dei dati comparativi”.

Le “Attività per imposte anticipate” iscritte in bilancio al 31 dicembre 2023, in quanto sussiste la ragionevole certezza della loro recuperabilità, sono pari a 9.218 milioni di euro (11.175 milioni di euro al 31 dicembre 2022).

Le imposte anticipate nel corso dell’anno si decrementano di 1.957 milioni di euro, sostanzialmente per effetto:

- del decremento della fiscalità anticipata legata all’andamento del fair value dei contratti derivati di cash flow hedge;

- dell'impatto delle differenze cambio in America Latina, in particolare in Argentina;
- del rilascio della fiscalità anticipata per la parte ritenuta non più recuperabile negli Stati Uniti e in Messico;
- della riclassifica tra le attività possedute per la vendita delle attività della generazione e distribuzione in Perù.

Si fa presente che non sono state accertate imposte anticipate su perdite fiscali pregresse e dell'esercizio (1.480 milioni di euro) complessivamente pari a 453 milioni di euro, in quanto sulla base delle attuali stime sui futuri imponibili fiscali non si ritiene probabile la loro recuperabilità.

Le "Passività per imposte differite", pari a 8.217 milioni di euro al 31 dicembre 2023 (9.794 milioni di euro al 31 dicembre 2022), accolgono essenzialmente la determinazione degli effetti fiscali sugli adeguamenti di valore delle attività acquisite in sede di allocazione definitiva del costo

delle acquisizioni effettuate nei vari esercizi e la fiscalità differita sulle differenze tra gli ammortamenti calcolati in base alle aliquote fiscali, inclusi gli ammortamenti anticipati, e quelli determinati in base alla vita utile dei beni.

Le imposte differite diminuiscono complessivamente di 1.577 milioni di euro, in particolare per effetto:

- del decremento della fiscalità differita legata all'andamento del fair value dei contratti derivati di cash flow hedge;
- dell'impatto delle differenze cambio in America Latina, in particolare in Argentina;
- del rilascio della fiscalità differita connesso agli adeguamenti di valore di taluni impianti di generazione rinnovabile negli Stati Uniti;
- della riclassifica delle passività per imposte differite relative alle società classificate come disponibili per la vendita in Perù.

26. Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – Euro 1.650 milioni

Nella seguente tabella è esposta la movimentazione delle principali partecipazioni in imprese a controllo congiunto e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.

Milioni di euro	al		Impatto a Conto economico	Variazioni perimetro	Dividendi	Riclassifica a Discontinued operation	Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	Impairment	Altri movimenti	al	
	Quota %	31.12.2022								31.12.2023	Quota %
Società a controllo congiunto											
Gridspertise Srl	299	50,0%	9	-	-	-	-	-	(2)	306	50,0%
Mooney Group SpA	219	50,0%	(35)	-	-	-	-	-	1	185	50,0%
Slovak Power Holding	90	50,0%	-	-	-	-	-	-	99	189	50,0%
Enel Green Power Australia	-		(7)	142	-	-	-	-	13	148	50,0%
Enel Green Power Hellas	-		(1)	246	-	-	-	-	-	245	50,0%
Società progetto Matimba	108	50,0%	(1)	(15)	-	-	-	-	(17)	75	50,0%
Società progetto Kino	16	20,0%	(13)	-	-	-	-	-	(2)	1	20,0%
Ewiva Srl	20	50,0%	(3)	-	-	-	-	-	22	39	50,0%
Drift Sand Wind Project	45	50,0%	1	-	-	-	-	-	(1)	45	50,0%
Front Maritim del Besòs	31	61,4%	(2)	-	-	-	-	-	1	30	61,4%
Elecgas SA	30	50,0%	6	-	(13)	-	-	-	(2)	21	50,0%
Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	5	43,8%	-	-	-	-	-	-	-	5	43,8%
Suministradora Eléctrica de Cádiz	9	33,5%	3	-	(3)	-	-	-	(1)	8	33,5%
Energie Electricque de Tahaddart	11	32,0%	3	-	(2)	-	-	-	(4)	8	32,0%
Rusenergosbyt	91	49,5%	58	-	-	(115)	-	-	(34)	-	
PowerCrop	14	50,0%	(6)	-	-	-	-	-	-	8	50,0%
Totale società a controllo congiunto	988		12	373	(18)	(115)	-	-	73	1.313	

Milioni di euro	al		Impatto a Conto economico	Variazioni perimetro	Dividendi	Riclassifica a Discontinued operation	Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	Impairment	Altri movimenti	al	
	Quota %	31.12.2022								Quota %	31.12.2023
Società collegate											
CESI	58	42,7%	(2)	-	-	-	-	-	-	56	42,7%
GNL Chile SA	14	33,3%	7	-	-	-	-	-	(1)	20	33,3%
Energías Especiales del Bierzo	12	50,0%	1	-	(2)	-	-	-	(1)	10	50,0%
Gorona del Viento El Hierro SA	13	23,2%	(6)	-	-	-	-	-	-	7	23,2%
Compañía Eólica Tierras Altas	7	37,5%	1	-	(1)	-	-	-	-	7	37,5%
Sociedad Eólica El Puntal	4	50,0%	1	-	(2)	-	-	-	2	5	50,0%
Renovables Brovales 400 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	5	5	64,2%
Cogenio Iberia	5	20,0%	-	-	-	-	-	-	1	6	20,0%
Cogenio Srl	9	20,0%	-	-	-	-	-	-	(1)	8	20,0%
Avikiran Solar India	-	-	(1)	29	-	-	-	-	(1)	27	51,0%
Avikiran Surya India	27	51,1%	(1)	-	-	-	-	-	(2)	24	51,0%
EGPNA Renewable Energy Partners	77	10,0%	2	-	-	-	-	-	(15)	64	10,0%
Rocky Caney Holding	22	10,0%	2	-	-	-	-	-	(4)	20	10,0%
Altre minori	45	-	(57)	8	(2)	-	(1)	-	85	78	-
Totale società collegate	293		(53)	37	(7)	-	(1)	-	68	337	
TOTALE	1.281		(41)	410	(25)	(115)	(1)	-	141	1.650	

L'incremento del valore delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto, nel 2023, è riconducibile prevalentemente:

- alle variazioni di perimetro dell'esercizio riconducibili soprattutto:
 - alla rilevazione delle partecipazioni nelle società a controllo congiunto del nodo Enel Green Power Australia (per 142 milioni di euro), in seguito alla cessione, a INPEX Corporation, del 50% di tali società, precedentemente interamente controllate e classificate come possedute per la vendita;
 - alla rilevazione della partecipazione nella società a controllo congiunto Enel Green Power Hellas (per 246 milioni di euro), in seguito alla vendita, a Macquarie Asset Management, del 50% di tale società, precedentemente interamente detenuta dal Gruppo Enel;
 - alla rilevazione della partecipazione nella società collegata Avikiran Solar India Private Limited (per 29 milioni di euro) in relazione alla cessione, a Norfund, del 49% di tale società con perdita del controllo;

- alla rilevazione dell'adeguamento negativo di prezzo della partecipazione nella joint venture che detiene le società del progetto Matimba (per 15 milioni di euro);
- alla rilevazione della quota di pertinenza del Gruppo delle variazioni delle riserve OCI (per 98 milioni di euro) riferite prevalentemente a Slovak Power Holding e riferibili all'andamento del fair value dei derivati di cash flow hedge della società.

Tali effetti positivi sono stati principalmente compensati dalla riclassifica dell'intera partecipazione nella società Rusenergobytt nelle discontinued operation (per 115 milioni di euro), ceduta nel 2023, nonché dai dividendi distribuiti nell'esercizio (per 25 milioni di euro), principalmente dalle società spagnole, e dall'andamento sfavorevole dei cambi.

Le seguenti tabelle illustrano le informazioni finanziarie delle principali società a controllo congiunto e collegate per il Gruppo, non classificate come possedute per la vendita secondo quanto previsto dall'IFRS 5.

Milioni di euro	Attività non correnti		Attività correnti		Totale attivo	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Società a controllo congiunto						
Gridspertise Srl	170	94	132	192	302	286
Mooney Group SpA	894	880	487	449	1.381	1.329
Slovak Power Holding	12.468	12.376	1.470	1.444	13.938	13.820
Enel Green Power Australia	428	-	73	-	501	-
Enel Green Power Hellas	687	-	109	-	796	-
Società progetto Matimba	1.583	1.759	320	348	1.903	2.107
Ewiva Srl	40	40	39	-	79	40
Società collegate						
CESI	179	191	13	25	192	216
Avikiran Solar India	148	-	6	-	154	-
Avikiran Surya India	200	207	63	30	263	237

Milioni di euro	Totale ricavi		Risultato prima delle imposte		Risultato netto delle continuing operation	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Società a controllo congiunto						
Gridspertise Srl	418	334	23	12	17	8
Mooney Group SpA	435	224	(70)	(33)	(70)	(33)
Slovak Power Holding	5.129	5.184	856	(320)	598	(223)
Enel Green Power Australia	37	-	(28)	-	(28)	-
Enel Green Power Hellas	127	-	25	-	17	-
Società progetto Matimba	148	114	(8)	(39)	(2)	(24)
Ewiva Srl	-	-	(6)	(4)	(6)	(4)
Società collegate						
CESI	164	155	(5)	(4)	(5)	(1)
Avikiran Solar India	15	-	(6)	-	(6)	-
Avikiran Surya India	18	9	(3)	1	(3)	1

Passività non correnti		Passività correnti		Totale passivo		Patrimonio netto	
al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
49	9	158	198	207	207	95	79
1.134	1.086	649	575	1.783	1.661	(402)	(332)
7843	4.950	1.393	6.620	9.236	11.570	4.702	2.250
315	-	21	-	336	-	165	-
672	-	166	-	838	-	(42)	-
1.599	1.763	113	93	1.712	1.856	191	251
-	-	-	-	-	-	79	40
20	24	73	90	93	114	99	102
87	-	14	-	101	-	53	-
112	117	48	9	160	126	103	111

27. Derivati

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Contratti derivati attivi	2.383	3.970	6.407	14.830
Contratti derivati passivi	3.373	5.895	6.461	16.141

Con riferimento ai contratti derivati qualificati come strumenti di copertura e valutati al FVTPL, si rimanda a quanto commentato nella nota 51 "Derivati ed hedge accounting".

28. Attività/(Passività) non correnti/correnti derivanti da contratti con i clienti

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Attività derivanti da contratti con i clienti	444	508	212	106
Passività derivanti da contratti con i clienti	5.743	5.747	2.126	1.775

Le attività non correnti derivanti da contratti con i clienti si riferiscono principalmente alle attività a utilità pluriennale in corso di costruzione derivanti da accordi per servizi pubblici in concessione "public-to-private" rilevati secondo quanto previsto dall'IFRIC 12 (425 milioni di euro). Tale casistica ricorre nei casi in cui il concessionario non abbia ancora maturato pienamente il diritto a farsi riconoscere tali attività dal concedente in quanto contrattualmente sussiste tuttavia un'obbligazione di fare perché il bene venga completato e possa essere remunerato attraverso la tariffa. Si precisa che il valore al 31 dicembre 2023 comprende investimenti del periodo per un ammontare pari a 795 milioni di euro.

Le attività correnti derivanti da contratti con i clienti accolgono principalmente le attività per lavori e servizi in corso su ordinazione (167 milioni di euro) relative a commesse per lavori ancora da fatturare il cui corrispettivo è subordinato all'adempimento di una prestazione contrattuale.

Il valore al 31 dicembre 2023 delle passività non correnti derivanti da contratti con i clienti è da attribuire principalmente alla distribuzione in Italia (3.014 milioni di euro) e Spagna (2.729 milioni di euro) con riferimento alle modalità di rilevazione contabile dei ricavi legati agli allacci di nuovi utenti che vengono riscontati lungo la durata media dei contratti.

Le passività correnti derivanti da contratti con i clienti accolgono le passività relative ai ricavi da servizi di connessione alla rete elettrica con scadenza entro i 12 mesi per 1.628 milioni di euro rilevate principalmente in Italia e Spagna, nonché le passività per lavori in corso su ordinazione (453 milioni di euro).

Come richiesto dall'IFRS 15 si riporta di seguito la ripartizione per classe temporale dei riversamenti a Conto economico delle passività derivanti da contratti con i clienti.

Milioni di euro	al 31.12.2023	al 31.12.2022
	Entro 1 anno	2.126
Entro 2 anni	568	516
Entro 3 anni	567	517
Entro 4 anni	565	516
Entro 5 anni	564	515
Oltre 5 anni	3.479	3.683
Totale	7.869	7.522

29. Altre attività finanziarie non correnti – Euro 8.750 milioni

Milioni di euro				
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022	
Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value	346	366	(20)	-5,5%
Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto (vedi nota 29.1)	3.837	4.213	(376)	-8,9%
Accordi per servizi in concessione	4.391	3.732	659	17,7%
Crediti finanziari relativi a Joint Development Agreement (JDA)	133	-	133	-
Risconti attivi finanziari non correnti	43	48	(5)	-10,4%
Totale	8.750	8.359	391	4,7%

Le "Altre attività finanziarie non correnti" si incrementano di 391 milioni di euro per:

- l'aumento delle attività finanziarie relative agli accordi per servizi in concessione, essenzialmente nelle società brasiliane;
- la rilevazione dei crediti finanziari derivanti da accordi di sviluppo congiunto (JDA) relativi ai corrispettivi versati, da alcune società italiane del Gruppo di generazione rinnovabile, a sviluppatori per lo sviluppo di progetti di generazione rinnovabile; tali crediti nell'esercizio precedente erano rilevati nell'ambito delle altre attività non correnti per un importo di 100 milioni di euro.

Tali effetti positivi sono stati parzialmente compensati, prevalentemente, dal decremento delle altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto, come specificato nella nota 29.1, e dalla riduzione delle partecipazioni in altre imprese dovuta alla vendita della partecipazione in Athonet Srl e alla riduzione di valore delle partecipazioni in Termoeléctrica José de San Martín SA e Termoeléctrica Manuel Belgrano SA.

Di seguito il dettaglio della voce "Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value":

Milioni di euro					
	al 31.12.2023	Quota %	al 31.12.2022	Quota %	2023-2022
Empresa Propietaria de la Red SA	8	11,1%	7	11,1%	1
European Energy Exchange AG	22	2,4%	22	2,4%	-
Athonet Srl	-	-	7	16,0%	(7)
Korea Line Corporation	1	0,3%	1	0,3%	-
Hsubject GmbH	11	12,5%	11	12,5%	-
Termoeléctrica José de San Martín SA	3	5,6%	11	24,7%	(8)
Termoeléctrica Manuel Belgrano SA	2	6,2%	9	8,6%	(7)
Zacapa Topco Sàrl	287	19,5%	288	19,5%	(1)
Altre	12		10		2
Totale	346		366		(20)

29.1 Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto – Euro 3.837 milioni

Milioni di euro				
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022	
Titoli	505	447	58	13,0%
Crediti finanziari diversi	3.332	3.766	(434)	-11,5%
Totale	3.837	4.213	(376)	-8,9%

I titoli sono valutati al FVOCI e rappresentano gli strumenti finanziari nei quali le società assicurative olandesi investono parte della loro liquidità.

Il decremento dei "Crediti finanziari diversi" è riconducibile principalmente alla riduzione dei crediti finanziari per depositi di liquidità (per 634 milioni di euro), essenzialmente

nel Gruppo Endesa, parzialmente compensata prevalentemente dall'incremento dei crediti finanziari per deficit del sistema elettrico spagnolo (per 85 milioni di euro) e dei crediti finanziari a medio e lungo termine (per 79 milioni di euro), prevalentemente in Enel Finance International ed Enel Américas.

30. Altre attività finanziarie correnti – Euro 4.329 milioni

Milioni di euro				
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022	
Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto (vedi nota 30.1)	4.148	13.501	(9.353)	-69,3%
Altre	181	252	(71)	-28,2%
Totale	4.329	13.753	(9.424)	-68,5%

Le "Altre attività finanziarie correnti" si riducono di 9.424 milioni di euro principalmente per il decremento delle attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento finan-

ziario netto, come dettagliato nella nota 30.1, nonché per la riduzione di ratei finanziari attivi.

30.1 Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento – Euro 4.148 milioni

Milioni di euro				
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022	
Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine	1.007	2.838	(1.831)	-64,5%
Titoli al FVOCI	81	78	3	3,8%
Cash collateral e altri crediti finanziari per operatività su derivati	2.899	8.319	(5.420)	-65,2%
Altre	161	2.266	(2.105)	-92,9%
Totale	4.148	13.501	(9.353)	-69,3%

La variazione della voce è principalmente riconducibile:

- ai minori cash collateral versati alle controparti per l'operatività su contratti derivati (per 5.420 milioni di euro);
- alla riduzione della voce "Altre", principalmente per il decremento dei crediti finanziari in:
 - Enel Brasil (per 1.212 milioni di euro) prevalentemente per la rilevazione nell'anno precedente dei crediti connessi alla cessione di Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás);
 - Enel X Italia (per 581 milioni di euro) essenzialmente a seguito dell'incasso dei crediti finanziari derivanti dalla cessione dei crediti tributari "ecosismabonus" nell'esercizio precedente;
 - alla diminuzione della quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine (per 1.831 milioni di euro), determinata essenzialmente dalla riduzione del credito finanziario relativo al deficit del sistema elettrico spagnolo.

31. Altre attività non correnti – Euro 2.249 milioni

Milioni di euro				
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022	
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	331	282	49	17,4%
Attività netta programmi del personale	42	8	34	-
Crediti tributari > 12 mesi	1.487	1.674	(187)	-11,2%
Depositi cauzionali attivi di natura operativa >12 mesi	306	301	5	1,7%
Altri crediti	83	221	(138)	-62,4%
Totale	2.249	2.486	(237)	-9,5%

I "Crediti verso operatori istituzionali di mercato" aumentano di 49 milioni di euro rispetto al precedente esercizio, principalmente in Spagna relativamente all'attività di distribuzione.

I crediti tributari diminuiscono di 187 milioni di euro prevalentemente in Brasile per effetto del contenzioso relativo all'applicazione dei tributi PIS/COFINS (338 milioni di euro), in parte compensati dall'incremento dei crediti tributari in Italia e in Cile.

32. Altre attività correnti – Euro 4.099 milioni

Milioni di euro				
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022	
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	1.161	1.033	128	12,4%
Anticipi a fornitori	311	332	(21)	-6,3%
Crediti verso il personale	28	30	(2)	-6,7%
Contributi non monetari da ricevere per certificati ambientali	24	16	8	50,0%
Crediti verso altri	1.068	1.040	28	2,7%
Crediti tributari diversi	1.311	1.598	(287)	-18,0%
Ratei e risconti attivi correnti	196	265	(69)	-26,0%
Totale	4.099	4.314	(215)	-5,0%

I "Crediti verso operatori istituzionali di mercato" includono principalmente i crediti relativi al sistema Italia per 700 milioni di euro (617 milioni di euro al 31 dicembre 2022) e al sistema Spagna per 422 milioni di euro (388 milioni di euro al 31 dicembre 2022).

La variazione in aumento è essenzialmente riconducibile ai maggiori crediti, registrati in Italia, verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA), vantati principalmente da e-distribuzione (390 milioni di euro) e da Servizio Elet-

trico Nazionale (252 milioni di euro) e connessi essenzialmente a meccanismi di perequazione.

La diminuzione dei "Crediti tributari diversi" per 287 milioni di euro è riconducibile principalmente ai minori crediti per imposte indirette e tasse registrati nella Capogruppo Enel SpA (274 milioni di euro), in Italia (18 milioni di euro) e in America Latina (108 milioni di euro), e parzialmente compensati dall'incremento degli stessi registrato in Spagna (146 milioni di euro) e in Nord America (58 milioni di euro).

33. Rimanenze – Euro 4.290 milioni

Milioni di euro				
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022	
Materie prime, sussidiarie e di consumo:				
- combustibili	1.598	2.396	(798)	-33,3%
- materiali, apparecchi e altre giacenze	2.000	2.137	(137)	-6,4%
Totale	3.598	4.533	(935)	-20,6%
Certificati ambientali:				
- CO ₂ emissioni inquinanti	514	152	362	-
- garanzie di origine	39	18	21	-
- certificati di efficienza energetica	-	6	(6)	-
- altri certificati ambientali	6	-	6	-
Totale	559	176	383	-
Immobili destinati alla vendita	45	47	(2)	-4,3%
Acconti	88	97	(9)	-9,3%
TOTALE	4.290	4.853	(563)	-11,6%

Le rimanenze di materie prime, sussidiarie e di consumo sono costituite da materiali e apparecchi destinati alle attività di funzionamento, manutenzione e costruzione di impianti di generazione e reti di distribuzione nonché dalle giacenze di combustibili destinati a soddisfare le esigenze delle società di generazione e l'attività di trading.

Nel corso dell'esercizio il decremento complessivo delle rimanenze, pari a 563 milioni di euro, è da ricondurre principalmente alle minori giacenze di combustibili e materiali,

apparecchi e altre giacenze registrate in Italia (537 milioni di euro, di cui 166 milioni di euro relativi a svalutazioni di carbone e altri materiali), Spagna (363 milioni di euro) e America Latina (35 milioni di euro), in particolare con riferimento alle scorte di gas destinato a soddisfare i fabbisogni degli impianti del Gruppo, parzialmente compensato dall'incremento dei certificati ambientali per quote dei diritti di emissione di CO₂ registrato in Italia.

34. Crediti commerciali – Euro 17.773 milioni

Milioni di euro				
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022	
Clienti:				
- vendita e trasporto di energia elettrica	11.133	10.216	917	9,0%
- distribuzione e vendita di gas	2.811	3.026	(215)	-7,1%
- altre attività	3.646	3.118	528	16,9%
Totale crediti verso clienti	17.590	16.360	1.230	7,5%
Crediti commerciali verso società collegate e a controllo congiunto	183	245	(62)	-25,3%
TOTALE	17.773	16.605	1.168	7,0%

I crediti verso clienti sono iscritti al netto del relativo fondo svalutazione, che a fine esercizio è pari a 3.775 milioni di euro, a fronte di un saldo di 3.783 milioni di euro registrato alla fine del periodo precedente.

Nello specifico l'incremento dell'esercizio, complessivamente pari a 1.168 milioni di euro, è imputabile ai maggiori crediti per la vendita e il trasporto dell'energia elettrica rilevati nel corso dell'esercizio.

La variazione è principalmente registrata in Italia (1.810 milioni di euro), parzialmente compensata dalla diminuzione registrata in Spagna (230 milioni di euro) e in America Latina (231 milioni di euro).

Per maggiori dettagli sui crediti commerciali si rimanda alla nota 48 "Strumenti finanziari per categoria".

35. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti – Euro 6.801 milioni

Le disponibilità liquide, dettagliate nella tabella successiva, sono diminuite complessivamente per 4.240 milioni

di euro principalmente in Italia e in Nord America, parzialmente compensate dall'incremento registrato in Spagna.

Milioni di euro				
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022	
Depositi bancari e postali	4.664	8.968	(4.304)	-48,0%
Denaro e valori in cassa	23	35	(12)	-34,3%
Altri investimenti di liquidità	2.114	2.038	76	3,7%
Totale	6.801	11.041	(4.240)	-38,4%

36. Attività e passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita – Euro 5.919 milioni ed euro 2.316 milioni

La movimentazione delle attività possedute per la vendita nell'esercizio 2023 è di seguito dettagliata.

Milioni di euro	al 31.12.2022		Dismissioni e variaz. perimetro di consolid.	(Impairment)/Ripristini	Diff. cambi	Investimenti	Altri movimenti	al 31.12.2023	
	Riclassifica da/ad attività correnti e non								
Immobili, impianti e macchinari	3.304	3.574	(3.440)	(263)	(59)	820	(228)	3.708	
Attività immateriali	334	719	(328)	16	(14)	29	(41)	715	
Avviamento	-	616	(46)	(1)	3	-	-	572	
Attività per imposte anticipate ⁽¹⁾	217	146	(88)	-	(56)	-	(23)	196	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	27	116	(142)	-	-	-	-	1	
Altre attività non correnti ⁽²⁾	50	37	(222)	-	-	-	170	35	
Crediti finanziari non correnti e titoli ⁽²⁾	75	-	(29)	-	(45)	-	(1)	-	
Attività finanziarie non correnti	138	-	(85)	-	(3)	-	(50)	-	
Crediti finanziari correnti e titoli	43	1	(20)	-	(32)	-	9	1	
Altre attività finanziarie correnti	9	2	(11)	-	-	-	-	-	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	425	259	(320)	-	(40)	-	(63)	261	
Rimanenze, crediti commerciali e altre attività correnti	1.533	351	(1.479)	-	29	-	(4)	430	
Totale⁽¹⁾	6.155	5.821	(6.210)	(248)	(217)	849	(231)	5.919	

(1) I dati relativi al 31 dicembre 2022 sono stati rideterminati per tenere conto degli effetti dell'Amendment allo IAS 12, in vigore successivamente al 1° gennaio 2023. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 8 "Rideterminazione dei dati comparativi".

(2) La voce "Altre attività non correnti" al 31 dicembre 2022 includeva i "Crediti finanziari non correnti e titoli" esposti separatamente nella tabella sopra.

Le passività, invece, si movimentano nell'esercizio 2023 nel seguente modo.

Milioni di euro	al 31.12.2022		Dismissioni e variaz. perimetro di consolid.	Diff. cambi	Altri movimenti	al 31.12.2023	
	Riclassifica da/a passività correnti e non						
Finanziamenti a lungo termine	775	663	(908)	(49)	249	730	
Fondi rischi e oneri quota non corrente	33	33	(34)	-	4	36	
Passività per imposte differite ⁽¹⁾	246	563	(192)	(70)	(42)	505	
TFR e altri benefici definiti relativi al personale	23	4	(22)	(3)	3	5	
Passività finanziarie non correnti	69	-	(80)	(2)	23	10	
Passività derivanti da contratti con i clienti non correnti	442	-	(453)	-	11	-	
Altre passività non correnti	179	19	(149)	(8)	13	54	
Finanziamenti a breve termine	642	217	(189)	(10)	(384)	276	
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	18	100	(9)	(5)	41	145	
Fondi rischi e oneri quota corrente	33	10	(64)	(2)	32	9	
Altre passività finanziarie correnti	12	8	(17)	-	6	9	
Debiti commerciali e altre passività correnti	894	385	(705)	11	(48)	537	
Totale⁽¹⁾	3.366	2.002	(2.822)	(138)	(92)	2.316	

(1) I dati relativi al 31 dicembre 2022 sono stati rideterminati per tenere conto degli effetti dell'Amendment allo IAS 12, in vigore successivamente al 1° gennaio 2023. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 8 "Rideterminazione dei dati comparativi".

La voce in esame include sostanzialmente le attività valutate sulla base del minore tra il costo, inteso come valore netto contabile, e il presumibile valore di realizzo, che in ragione delle decisioni assunte dal management rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 - Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate" per la loro classificazione in tale voce.

I saldi delle attività possedute per la vendita e le relative passività associate al 31 dicembre 2023 ammontano, rispettivamente a 5.919 milioni di euro e 2.316 milioni di euro e fanno riferimento principalmente a:

- 3SUN in Italia: sulla base del processo di negoziazione finalizzato alla cessione di una quota pari al 50% del capitale sociale di 3SUN Srl, le attività nette della stessa sono state riclassificate tra le "Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate", in accordo con l'IFRS 5;
- Nord America: le attività riferite a un portafoglio di asset rinnovabili negli Stati Uniti composto da circa 150 MW di impianti geotermici e solari in esercizio;
- Perù: le attività di distribuzione e fornitura di energia elettrica detenute da Enel Distribución Perú SAA, le attività di servizi energetici avanzati di Enel X Perú SAC e le attività di generazione detenute da Enel Generación Perú, Compañía Energética Veracruz ed Enel Generación Piura in quanto sulla base delle negoziazioni in essere sono soddisfatti i requisiti previsti dall'IFRS 5;
- Colombia: il parco eolico in costruzione di Windpeshi che sulla base delle negoziazioni in essere soddisfa i requisiti previsti dall'IFRS 5.

Nel corso del 2023 sono state realizzate alcune cessioni di società precedentemente classificate come disponibili per la vendita; in particolare:

- nel corso del primo semestre 2023 sono state cedute le società di generazione Enel Generación Costanera, Inversora Dock Sud e Central Dock Sud in Argentina; Enel Green Power India ha inoltre ceduto il controllo sulle attività nette detenute attraverso Avikiran Solar India Private Limited, pur mantenendo una interessenza residua nella stessa società del 51% del capitale sociale versato;
- nel corso del terzo trimestre 2023, tramite la controllata Enel Green Power SpA, sono state cedute per il 50% le due società che possiedono tutte le attività dedicate alle rinnovabili del Gruppo in Australia, nello specifico Enel Green Power Australia (Pty) Ltd ed Enel Green Power Australia Trust, a INPEX Corporation;
- nel corso del quarto trimestre 2023 il Gruppo Enel ha perfezionato tramite la controllata Endesa Generación SAU la cessione dell'intera partecipazione detenuta in Tecnatom SA.

Per maggiori approfondimenti relativi agli effetti economici delle operazioni di cessione sopra riportate si rimanda alla nota 9 "Principali acquisizioni e cessioni dell'esercizio".

Nel corso del 2023 sono state inoltre realizzate cessioni di società precedentemente classificate come discontinued operation; in particolare, nel corso del quarto trimestre 2023 è stata perfezionata la cessione di tutte le partecipazioni detenute dal Gruppo Enel in Romania; infine, è stata finalizzata la vendita del 50% di Enel Green Power Hellas. Per maggiori approfondimenti relativi agli effetti economici delle cessioni relative alle discontinued operation sopra descritte si rimanda alla nota 7 "Discontinued operation" e alla nota 9 "Principali acquisizioni e cessioni dell'esercizio".

37. Patrimonio netto totale – Euro 45.109 milioni

37.1 Patrimonio netto del Gruppo – Euro 31.755 milioni

Milioni di euro	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022
Capitale sociale	10.167	10.167	-
Riserva azioni proprie	(59)	(47)	(12)
Altre riserve	6.551	2.740	3.811
Riserva da sovrapprezzo azioni	7.496	7.496	-
Riserva per strumenti di capitale – obbligazioni ibride perpetue	6.553	5.567	986
Riserva legale	2.034	2.034	-
Altre riserve	2.341	2.332	9
Riserva conversione bilanci in valuta estera	(5.289)	(5.912)	623
Riserve da valutazione strumenti finanziari di cash flow hedge	(1.393)	(3.553)	2.160
Riserve da valutazione strumenti finanziari costi di hedging	(38)	(81)	43
Riserve da valutazione strumenti finanziari FVOCI	10	(22)	32
Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(375)	(476)	101
Rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefici definiti	(1.185)	(1.063)	(122)
Riserva per cessioni quote azionarie senza perdita di controllo	(2.390)	(2.390)	-
Riserva da acquisizioni su non-controlling interest	(1.213)	(1.192)	(21)
Utili e perdite accumulati⁽¹⁾	15.096	15.795	(699)
Patrimonio netto del Gruppo⁽¹⁾	31.755	28.655	3.100

(1) I dati relativi al 2022 sono stati rideterminati per tenere conto degli effetti dell'Amendment allo IAS 12, in vigore successivamente al 1° gennaio 2023. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 8 "Rideterminazione dei dati comparativi".

Capitale sociale – Euro 10.167 milioni

Al 31 dicembre 2023 il capitale sociale di Enel SpA, interamente sottoscritto e versato, risulta pari a Euro 10.166.679.946, rappresentato da altrettante azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna. L'indicato importo del capitale di Enel SpA risulta quindi invariato rispetto a quello registrato al 31 dicembre 2022.

Al 31 dicembre 2023, in base alle risultanze del libro dei Soci e tenuto conto delle comunicazioni inviate alla CONSOB e pervenute alla Società ai sensi dell'art. 120 del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58, nonché delle altre informazioni a disposizione, gli azionisti in possesso di una partecipazione superiore al 3% del capitale della Società risultavano il Ministero dell'Economia e delle Finanze (con il 23,585% del capitale sociale) e BlackRock Inc. (con il 5,023% del capitale sociale, posseduto a titolo di gestione del risparmio).

Riserva azioni proprie – Euro (59) milioni

Alla data del 31 dicembre 2023, le azioni proprie sono rappresentate da n. 9.262.330 azioni ordinarie di Enel SpA del valore nominale di 1 euro (n. 7.153.795 al 31 dicembre 2022), acquistate tramite un intermediario abilitato per un valore complessivo di 59 milioni di euro.

Altre riserve – Euro 6.551 milioni

Riserva da sovrapprezzo azioni – Euro 7.496 milioni

La riserva sovrapprezzo azioni ai sensi dell'art. 2431 del codice civile accoglie, nel caso di emissione di azioni sopra la pari, l'eccedenza del prezzo di emissione delle azioni rispetto al loro valore nominale, ivi comprese quelle derivate dalla conversione di obbligazioni. Tale riserva, che ha natura di riserva di capitale, non può essere distribuita fino a che la riserva legale non abbia raggiunto il limite stabilito dall'art. 2430 del codice civile.

Riserva per strumenti di capitale – obbligazioni ibride perpetue – Euro 6.553 milioni

Tale riserva accoglie il valore nominale, al netto dei costi di transazione, dei prestiti obbligazionari non convertibili subordinati ibridi perpetui denominati in euro destinati a investitori istituzionali.

La variazione della riserva per 986 milioni di euro è conseguente all'emissione di nuovi prestiti per circa 1.738 milioni di euro, al netto di costi di transazione, in parte compensata dal riacquisto e successiva cancellazione di precedenti prestiti obbligazionari per circa 752 milioni di euro, inclusi costi di transazione.

Nel corso del 2023 il Gruppo ha pagato coupon a titolari di obbligazioni ibride perpetue per 182 milioni di euro.

Riserva legale – Euro 2.034 milioni

La riserva legale rappresenta la parte di utili che secondo quanto disposto dall'art. 2430 del codice civile non può essere distribuita a titolo di dividendo.

Altre riserve – Euro 2.341 milioni

Includono 2.215 milioni di euro riferiti alla quota residua delle rettifiche di valore effettuate in sede di trasformazione di Enel da ente pubblico a società per azioni.

In caso di distribuzione i relativi ammontari non costituiscono distribuzione di utile ai sensi dell'art. 47 del TUIR.

Riserva conversione bilanci in valuta estera – Euro (5.289) milioni

La variazione positiva dell'esercizio, pari a 623 milioni di euro, è dovuta principalmente agli effetti della variazione di perimetro relativa alle cessioni delle partecipazioni detenute in Romania, di Inversora Dock Sud e Central Dock Sud e di Enel Generación Costanera e al deprezzamento netto delle valute funzionali utilizzate dalle controllate estere, soprattutto in Cile e Stati Uniti, rispetto all'euro (valuta di presentazione della Capogruppo).

Riserve da valutazione strumenti finanziari di cash flow hedge – Euro (1.393) milioni

Includono gli oneri netti rilevati direttamente a patrimonio netto per effetto di valutazioni su derivati di copertura (cash flow hedge). La variazione del periodo è riconducibile principalmente all'andamento del prezzo delle commodity.

Riserve da valutazione strumenti finanziari costi di hedging – Euro (38) milioni

Tali riserve accolgono, in applicazione dell'IFRS 9, la variazione di fair value dei currency basis point e dei punti forward. La variazione del periodo è riconducibile principalmente all'andamento del prezzo delle commodity.

Riserve da valutazione strumenti finanziari FVOCI – Euro 10 milioni

Includono gli oneri netti non realizzati relativi a valutazioni al fair value di attività finanziarie.

Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – Euro (375) milioni

Tale riserva accoglie la quota di risultato complessivo da rilevare direttamente a patrimonio netto, riferibile alle società valutate con il metodo del patrimonio netto. La variazione del 2023 è da attribuire prevalentemente alla variazione della riserva da valutazione strumenti di cash flow hedge di Slovak Power Holding.

Rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefici definiti – Euro (1.185) milioni

Tale riserva accoglie la rilevazione degli utili e perdite attuariali in contropartita delle passività per benefici ai dipendenti, al netto del relativo effetto fiscale.

Riserva per cessioni di quote azionarie senza perdita di controllo – Euro (2.390) milioni

Tale riserva accoglie principalmente:

- la plusvalenza realizzata a seguito dell'Offerta Pubblica di Vendita delle azioni di Enel Green Power, al netto degli oneri connessi a tale cessione e del relativo effetto fiscale;
- la cessione di quote di minoranza rilevata per effetto dell'aumento di capitale sociale di Enersis (ora Enel Américas ed Enel Chile);
- la minusvalenza, al netto degli oneri connessi a tale cessione e del relativo effetto fiscale, registrata per effetto della vendita del 21,92% di Endesa attraverso Offerta Pubblica di Vendita;
- la cessione a terzi di quote di minoranza di Enel Green Power North America Renewable Energy Partners;
- gli effetti della fusione in Enel Américas di Endesa Américas e Chilectra Américas;
- gli effetti della cessione del 49% della partecipazione detenuta da Enel Green Power Canada nelle società Pincher Creek LP e Riverview LP.

Riserva da acquisizioni su non-controlling interest – Euro (1.213) milioni

Tale riserva accoglie principalmente l'eccedenza dei prezzi di acquisizione rispetto ai patrimoni netti contabili acquisiti a seguito dell'acquisto da terzi di ulteriori interessenze in imprese già controllate in America Latina.

La variazione del periodo, negativa per 21 milioni di euro, si riferisce principalmente agli effetti della fusione per incorporazione tra le società Enel Generación Perú (incorporante) ed Enel Green Power Perú, Energética Monzón ed Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos (incorporate) che ha comportato un modifica della percentuale di interessenza del Gruppo in tali società.

Utili e perdite accumulati – Euro 15.096 milioni

Tale riserva accoglie gli utili di esercizi precedenti non distribuiti né accantonati in altre riserve.

Nella tabella seguente viene rappresentata la movimentazione degli utili e delle perdite rilevati negli Other Comprehensive Income, comprensiva delle quote di terzi con evidenza per singola voce del relativo effetto fiscale.

Milioni di euro												
al 31.12.2022				Variazioni						al 31.12.2023		
	Totale	Di cui Gruppo	Di cui terzi	Utili/(Perdite) rilevati a patrimonio netto nell'esercizio	Rilasciate a Conto economico	Imposte	Totale	Di cui Gruppo	Di cui terzi	Totale	Di cui Gruppo	Di cui terzi
Riserva conversione bilanci in valuta estera	(10.900)	(5.424)	(5.476)	(504)	-	-	(504)	(415)	(89)	(11.404)	(5.839)	(5.565)
Riserva da valutazione degli strumenti finanziari di cash flow hedge	(4.656)	(3.573)	(1.083)	1.146	2.512	(947)	2.711	2.111	600	(1.945)	(1.462)	(483)
Riserve da valutazione strumenti finanziari costi di hedging	(111)	(91)	(20)	75	(16)	(10)	49	43	6	(62)	(48)	(14)
Riserve da valutazione di attività finanziarie FVOCI	(33)	(32)	(1)	12	-	(1)	11	15	(4)	(22)	(17)	(5)
Quota OCI di società collegate valutate a equity	(586)	(601)	15	92	-	6	98	97	1	(488)	(504)	16
Riserve da valutazione di partecipazioni in altre imprese	(19)	(19)	-	3	-	-	3	3	-	(16)	(16)	-
Rimisurazione delle passività/ (attività) nette per piani a benefici definiti	(1.474)	(1.016)	(458)	(217)	-	66	(151)	(120)	(31)	(1.625)	(1.136)	(489)
Totale utili/ (perdite) iscritti a patrimonio netto	(17.779)	(10.756)	(7.023)	607	2.496	(886)	2.217	1.734	483	(15.562)	(9.022)	(6.540)

37.2 Dividendi

	Ammontare distribuito (milioni di euro)	Dividendo per azione (euro)
Dividendi distribuiti nel 2022		
Dividendi relativi al 2021	3.861	0,38
Acconto sul dividendo 2022 ⁽¹⁾	-	-
Dividendi straordinari	-	-
Totale dividendi distribuiti nel 2022	3.861	0,38
Dividendi distribuiti nel 2023		
Dividendi relativi al 2022	4.064	0,40
Acconto sul dividendo 2023 ⁽²⁾	-	-
Dividendi straordinari	-	-
Totale dividendi distribuiti nel 2023	4.064	0,40

(1) Deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 3 novembre 2022 e messo in pagamento a decorrere dal 25 gennaio 2023 (acconto dividendo per azione 0,20 euro per complessivi 2.033 milioni di euro).

(2) Deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 7 novembre 2023 e messo in pagamento a decorrere dal 24 gennaio 2024 (acconto dividendo per azione 0,215 euro per complessivi 2.186 milioni di euro).

I dividendi distribuiti sono esposti al netto delle quote spettanti alle azioni proprie risultate in portafoglio alle rispettive "record date". Tali quote sono state oggetto di rinuncia all'incasso da parte della Società e destinate alla riserva de-

nominata "utili accumulati".

Il dividendo dell'esercizio 2023, pari a euro 0,43 per azione, per un ammontare complessivo di 4.372 milioni di euro (di cui 0,215 euro per azione per complessivi 2.186 milioni di

euro a titolo di acconto), verrà proposto all'Assemblea degli azionisti del 23 maggio 2024 riunita in unica convocazione. Il presente Bilancio non tiene conto degli effetti della distribuzione ai soci del dividendo dell'esercizio 2023, se non per il debito verso gli Azionisti per l'acconto sul dividendo 2023, deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 7 novembre 2023 per un importo massimo potenziale di 2.186 milioni di euro, e messo in pagamento a decorrere dal 24 gennaio 2024 al netto della quota spettante alle n. 10.085.106 azioni proprie risultate in portafoglio alla "record date" del 23 gennaio 2024. Nel corso del 2023 il Gruppo ha inoltre pagato ai detentori di obbligazioni ibride perpetue coupon per un valore complessivo di 182 milioni di euro.

Gestione del capitale

Gli obiettivi identificati dal Gruppo nella gestione del capi-

tale sono la salvaguardia della continuità aziendale, la creazione di valore per gli stakeholder e il supporto allo sviluppo del Gruppo. In particolare, il Gruppo persegue il mantenimento di un adeguato livello di capitalizzazione che permetta di realizzare un soddisfacente ritorno economico per gli azionisti e di garantire l'accesso a fonti esterne di finanziamento, anche attraverso il conseguimento di un rating adeguato.

In tale contesto, il Gruppo gestisce la propria struttura di capitale ed effettua aggiustamenti alla stessa, qualora i cambiamenti delle condizioni economiche lo richiedano. Non vi sono state modifiche sostanziali agli obiettivi, alle politiche o ai processi nel corso del 2023.

A tal fine, il Gruppo monitora costantemente l'evoluzione del livello di indebitamento in rapporto al patrimonio netto, la cui situazione al 31 dicembre 2023 e 2022 è sintetizzata nella seguente tabella.

Milioni di euro	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022
Posizione finanziaria non corrente	61.093	68.191	(7.098)
Posizione finanziaria corrente netta	2.907	(3.315)	6.222
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	(3.837)	(4.213)	376
Indebitamento finanziario netto⁽¹⁾	60.163	60.663	(500)
Patrimonio netto di Gruppo	31.755	28.655	3.100
Interessenze di terzi	13.354	13.425	(71)
Patrimonio netto⁽²⁾	45.109	42.080	3.029
Indice debt/equity	1,33	1,44	(0,11)

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

Il decremento del rapporto debt/equity, che misura la leva finanziaria, è ascrivibile sostanzialmente all'incremento del patrimonio netto per effetto del risultato di esercizio, della variazione positiva delle riserve da valutazione strumenti finanziari derivati di cash flow hedge e della variazione di perimetro della riserva conversione bilanci in valuta estera,

solo in parte compensati dalla distribuzione dei dividendi. La riduzione dell'indebitamento finanziario netto contribuisce ulteriormente al suddetto decremento.

Si rinvia alla nota 47 per la composizione delle singole voci riportate in tabella.

37.3 Interessenze di terzi – Euro 13.354 milioni

Nella tabella seguente viene rappresentata la composizione delle interessenze di terzi suddivisa per area geografica.

Milioni di euro	Patrimonio netto di terzi		Risultato del periodo di terzi	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Italia	-	1	-	-
Iberia	5.470	5.321	192	713
America Latina	7.665	7.422	666	857
Europa	-	328	3	(342)
Nord America	151	218	(39)	10
Africa, Asia e Oceania	68	135	7	-
Totale	13.354	13.425	829	1.238

La variazione delle interessenze di terzi si riferisce principalmente all'effetto dei dividendi distribuiti e della cessione delle partecipazioni detenute in Romania. Tali effetti sono stati compensati dai risultati conseguiti, dall'impatto dell'inflazione e dall'adeguamento di valore degli strumenti di copertura di cash flow hedge.

Si riporta di seguito l'informativa economico-finanziaria richiesta dall'IFRS 12 per le società controllate con interessenze di terzi rilevanti.

I dati relativi al 2022 sono stati rideterminati per tenere conto degli effetti dell'Amendment allo IAS 12, in vigore successivamente al 1° gennaio 2023. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 8 "Rideterminazione dei dati comparativi".

Milioni di euro	Attività non correnti		Attività correnti		Totale attivo	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Società controllate						
Enel Américas	27.578	29.635	8.459	5.430	36.037	35.065
Enel Chile	10.810	11.094	1.722	1.541	12.532	12.635
Endesa	43.701	45.125	4.033	11.166	47.734	56.291

Milioni di euro	Passività non correnti		Passività correnti		Totale passivo		Patrimonio netto		Patrimonio netto di Gruppo		Patrimonio netto di terzi	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Società controllate												
Enel Américas	10.466	11.569	7.314	6.208	17.780	17.777	18.257	17.288	12.936	12.136	5.321	5.152
Enel Chile	3.706	4.222	2.730	2.460	6.436	6.682	6.096	5.953	3.753	3.683	2.343	2.270
Endesa	16.018	18.523	10.045	17.372	26.063	35.895	21.671	20.396	16.202	15.081	5.469	5.315

Milioni di euro	Totale ricavi		Risultato prima delle imposte		Risultato netto delle continuing operation		Risultato netto di Gruppo		Risultato netto di terzi	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Società controllate										
Enel Américas	13.400	14.696	1.639	1.015	877	221	504	(90)	373	311
Enel Chile	4.678	6.450	996	1.971	748	1.458	456	913	292	545
Endesa	25.423	32.714	839	3.055	595	2.244	402	1.534	193	710

38. Finanziamenti

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Finanziamenti a lungo termine	61.085	68.191	9.086	2.835
Finanziamenti a breve termine	-	-	4.769	18.392
Totale	61.085	68.191	13.855	21.227

Per maggiori dettagli sulla natura dei finanziamenti si rimanda alla nota 48.2 "Passività finanziarie per categoria".

39. Benefici ai dipendenti – Euro 2.320 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, in particolare per i dipendenti di talune società estere;
- la voce “Assistenza sanitaria” accoglie le prestazioni garantite a dipendenti o ex dipendenti a fronte di spese mediche da essi sostenute;
- la voce “Altri 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 2023 e al 31 dicembre 2022 nonché la riconciliazione di tale passività con la passività attuariale.

Milioni di euro	2023					2022				
	Benefici pensionistici	Sconto energia	Piani medici	Altri benefici	Totale	Benefici pensionistici	Sconto energia	Piani medici	Altri benefici	Totale
VARIAZIONI NELLA PASSIVITÀ ATTUARIALE										
Variazione passività attuariale esercizio precedente										
Passività attuariale a inizio esercizio	3.765	224	162	118	4.269	4.240	410	206	190	5.046
Costo normale	9	1	3	(1)	12	13	1	5	13	32
Oneri finanziari	336	8	9	4	357	320	7	8	5	340
(Utili)/Perdite da cambiamenti nelle assunzioni demografiche	-	-	-	2	2	-	-	-	-	-
(Utili)/Perdite da cambiamenti nelle assunzioni finanziarie	224	8	6	3	241	(533)	(93)	(38)	(18)	(682)
(Utili)/Perdite derivanti dall'esperienza	(43)	(12)	6	1	(48)	119	(80)	8	1	48
Costo relativo a prestazioni di lavoro passate	-	-	-	-	-	(3)	-	-	-	(3)
(Utili)/Perdite derivanti da settlement	-	-	-	-	-	(163)	-	-	-	(163)
(Utili)/Perdite su cambi	145	1	4	(4)	146	335	-	6	(1)	340
Contributi versati dalla Società	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contributi versati dal dipendente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Erogazioni	(393)	(14)	(14)	(17)	(438)	(470)	(15)	(13)	(44)	(542)
Altri movimenti	-	-	-	-	-	-	-	-	(6)	(6)
Riclassifica nell'attivo di bilancio	41	-	-	-	41	8	-	-	-	8
Variazioni nell'area di consolidamento/passività classificata per la vendita	1	-	-	(4)	(3)	(101)	(6)	(20)	(22)	(149)
Passività attuariale a fine esercizio (A)	4.085	216	176	102	4.579	3.765	224	162	118	4.269
VARIAZIONI NELLE ATTIVITÀ AL SERVIZIO DEI PIANI										
Fair value dei plan asset a inizio esercizio	2.124	-	-	-	2.124	2.348	-	-	-	2.348
Proventi finanziari	200	-	-	-	200	193	-	-	-	193
Rendimento atteso delle attività a servizio dei piani escluso quanto riportato nei proventi finanziari	(52)	-	-	-	(52)	(184)	-	-	-	(184)
(Utili)/Perdite su cambi	89	-	-	-	89	213	-	-	-	213
Contributi versati dalla Società	331	14	14	11	370	286	15	13	22	336
Contributi versati dal dipendente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Erogazioni	(393)	(14)	(14)	(11)	(432)	(470)	(15)	(13)	(22)	(520)
Altri pagamenti	-	-	-	-	-	(163)	-	-	-	(163)
Variazioni nell'area di consolidamento	-	-	-	-	-	(99)	-	-	-	(99)
Fair value dei plan asset a fine esercizio (B)	2.299	-	-	-	2.299	2.124	-	-	-	2.124
EFFETTO DELL'ASSET CEILING										
Asset ceiling a inizio esercizio	57	-	-	-	57	26	-	-	-	26
Proventi finanziari	6	-	-	-	6	2	-	-	-	2
Cambi nell'asset ceiling	(26)	-	-	-	(26)	27	-	-	-	27
(Utili)/Perdite su cambi	3	-	-	-	3	2	-	-	-	2
Variazioni nell'area di consolidamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Asset ceiling a fine esercizio (C)	40	-	-	-	40	57	-	-	-	57
Passività riconosciuta in bilancio (A-B+C)	1.826	216	176	102	2.320	1.698	224	162	118	2.202

La passività riconosciuta in bilancio si attesta, per il 2023, a 2.320 milioni di euro, un aumento di 118 milioni di euro rispetto al 2022 che risente in particolare degli adeguamenti di valore connessi ai cambiamenti di assunzioni finanziarie a seguito del generale andamento al ribasso dei tassi di interesse (tassi di attualizzazione e di inflazione). Oltre alla normale movimentazione annuale, si registra nel 2023 la

riclassifica a possedute per la vendita delle passività attuariali di Enel Generación Perú SAA e di Enel Distribución Perú SAA in Perù. Inoltre, in Spagna, la valutazione attuariale di un piano di Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II AIE, è risultata in attivo rispetto alla obbligazione assunta dalla società e per questo motivo è stata riclassificata in una apposita voce dell'attivo dello Stato patrimoniale.

Milioni di euro	2023	2022
(Utili)/Perdite a Conto economico		
Costo normale e costo relativo a prestazioni di lavoro passate	17	22
Oneri finanziari netti	163	149
(Utili)/Perdite derivanti da settlement	-	-
(Utili)/Perdite derivanti da altri benefici a lungo termine	(5)	7
Altri movimenti	5	(20)
Totale	180	158

Milioni di euro	2023	2022
Variazione negli (utili)/perdite in OCI		
Rendimento atteso delle attività a servizio dei piani escluso quanto riportato nei proventi finanziari	52	184
(Utili)/Perdite su piani a benefici definiti	190	(614)
Variazioni nell'asset ceiling escluso quanto riportato nei proventi finanziari	(26)	27
Altri movimenti	1	-
Totale	217	(403)

La variazione nel costo rilevato a Conto economico è pari a 22 milioni di euro. L'impatto a Conto economico risulta quindi in aumento ma sostanzialmente in linea con quanto registrato nel 2022.

La passività riconosciuta in bilancio a fine esercizio è esposta al netto del fair value delle attività a servizio dei piani, pari a 2.299 milioni di euro al 31 dicembre 2023. La

voce "(Utili)/Perdite su piani a benefici definiti" risulta in aumento rispetto lo scorso anno, a seguito, come detto, della diminuzione dei tassi di interesse, rispetto al loro forte aumento registrato nel 2022.

La composizione di tali attività, totalmente concentrata in Spagna e Brasile, è sintetizzabile come di seguito riportato.

%	2023	2022
Investimenti quotati in mercati attivi		
Azioni	4	10
Titoli a reddito fisso	73	66
Investimenti immobiliari	3	3
Altro	20	21
Investimenti non quotati		
Asset detenuti da compagnie assicurative	-	-
Altro	-	-
Totale	100	100

Le principali assunzioni utilizzate nella stima attuariale delle passività per benefici ai dipendenti e delle attività al

servizio dei piani, determinate in coerenza con l'esercizio precedente, sono evidenziate nella seguente tabella.

	Italia	Iberia	America Latina	Altri Paesi	Italia	Iberia	America Latina	Altri Paesi
	2023				2022			
Tasso di attualizzazione	3,30%-3,40%	3,14%-3,47%	5,31%-10,09%	7,20%	3,60%-3,70%	3,57%-3,77%	5,40%-10,40%	3,75%-7,65%
Tasso di inflazione	2,30%	2,57%	3,00%-7,58%		2,30%	2,78%	3,00%-8,00%	2,40%-3,50%
Tasso di incremento delle retribuzioni	2,30%-4,30%	2,57%	4,55%-10,00%	10,00%	2,30%-4,30%	2,78%	3,80%-8,49%	3,00%-10,00%
Tasso di incremento costo spese sanitarie	3,30%	4,77%	7,63%-10,00%		3,30%	4,98%	7,12%-10,00%	-
Tasso di rendimento atteso delle attività al servizio del piano	-	3,22%-3,31%	9,99%-10,09%		-	3,76%-3,77%	10,40%	7,40%

Di seguito si riporta un'analisi di sensitività che illustra gli effetti sulla passività attuariale per benefici definiti a seguito di variazioni, ragionevolmente possibili alla fine dell'e-

esercizio, di ciascuna singola ipotesi attuariale rilevante adottata nella stima della già menzionata passività.

	Benefici pensionistici	Sconto energia	Piani medici	Altri benefici	Benefici pensionistici	Sconto energia	Piani medici	Altri benefici
	al 31.12.2023				al 31.12.2022			
Decremento 0,5% tasso di attualizzazione	147	8	5	(6)	185	2	6	(17)
Incremento 0,5% tasso di attualizzazione	(188)	(14)	(9)	(12)	(118)	(22)	(9)	(23)
Incremento 0,5% tasso di inflazione	(49)	(4)	(9)	(12)	16	(11)	(8)	(21)
Decremento 0,5% tasso di inflazione	(30)	(4)	5	(6)	37	(10)	6	(16)
Incremento 0,5% delle retribuzioni	(28)	(4)	(19)	18	29	(10)	(2)	(17)
Incremento 0,5% delle pensioni in corso di erogazione	(28)	(4)	(19)	11	28	(10)	(2)	(20)
Incremento 1% costi assistenza sanitaria	-	-	(164)	-	-	-	(147)	-
Incremento di 1 anno dell'aspettativa di vita dipendenti in forza e pensionati	16	2	(15)	12	55	(9)	5	(17)

L'analisi di sensitività sopra indicata è stata determinata applicando una metodologia che estrapola l'effetto sulla passività attuariale per 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 243 milioni di euro.

Di seguito si illustrano i pagamenti dei benefici attesi nei prossimi esercizi per piani a benefici definiti.

Milioni di euro	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Entro 1 anno	447	427
Tra 1 e 2 anni	407	397
Tra 2 e 5 anni	1.120	1.124
Oltre 5 anni	1.739	1.826

40. Fondi rischi e oneri – Euro 7.312 milioni

Milioni di euro						
	al 31.12.2023			al 31.12.2022		
	Non corrente	Corrente	Totale	Non corrente	Corrente	Totale
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:						
- decommissioning nucleare	571	-	571	581	-	581
- smantellamento, rimozione e bonifica del sito	2.517	160	2.677	2.686	247	2.933
- contenzioso legale	663	39	702	652	51	703
- oneri per certificati ambientali	-	250	250	-	292	292
- oneri su imposte e tasse	295	19	314	313	26	339
- altri	1.053	425	1.478	803	316	1.119
Totale	5.099	893	5.992	5.035	932	5.967
Fondo oneri per incentivi all'esodo e altri piani di ristrutturazione	154	128	282	231	192	423
Fondo per programmi di ristrutturazione legati alla transizione energetica	765	273	1.038	789	201	990
TOTALE	6.018	1.294	7.312	6.055	1.325	7.380

Milioni di euro	Accanto- namenti	Rilasci	Utilizzi	Attualiz- zazione	Accanta- menti per fondi sman- tellamento e ripristino	Variazione perimetro di consoli- damento	Differenze cambio	Altri mo- vimenti	Riclassifica "Passività possedute per la vendita"		
	al									al	
	31.12.2022									31.12.2023	
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:											
- decommissioning nucleare	581	-	-	-	17	(27)	-	-	-	-	571
- smantellamento, rimozione e bonifica del sito	2.933	47	(47)	(161)	-	(15)	-	(10)	(37)	(33)	2.677
- contenzioso legale	703	188	(105)	(118)	36	-	-	6	-	(8)	702
- oneri per certificati ambientali	292	241	-	(313)	-	-	-	-	30	-	250
- oneri su imposte e tasse	339	18	(19)	(40)	6	-	-	2	9	(1)	314
- altri	1.119	519	(24)	(151)	1	5	-	(8)	18	(1)	1.478
Totale	5.967	1.013	(195)	(783)	60	(37)	-	(10)	20	(43)	5.992
Fondo oneri per incentivi all'esodo e altri piani di ristrutturazione	423	28	(11)	(174)	18	-	-	-	(2)	-	282
Fondo per programmi di ristrutturazione legati alla transizione energetica	990	209	(6)	(184)	35	-	-	-	(6)	-	1.038
TOTALE	7.380	1.250	(212)	(1.141)	113	(37)	-	(10)	12	(43)	7.312

Fondo per decommissioning nucleare

Al 31 dicembre 2023 il fondo accoglie esclusivamente gli oneri che verranno sostenuti al momento della dismissione degli impianti nucleari da parte di Enresa, società pubblica spagnola incaricata di tale attività in forza del Regio Decreto 1349/2003 e della Legge n. 24/2005. La quantificazione degli oneri si basa su quanto riportato nel Contratto tipo tra Enresa e le società elettriche, approvato dal Ministero dell'Economia, che regola l'iter di smantellamento e chiusura degli impianti di generazione nucleari. L'orizzonte temporale coperto corrisponde al periodo compreso (tre anni) tra l'interruzione della produzione e il passaggio a Enresa della gestione dell'impianto (c.d. "post-operatio-

nal costs") e tiene conto, tra le varie assunzioni utilizzate per stimarne l'ammontare, del quantitativo di combustibile nucleare non consumato previsto alla data di chiusura di ciascuna delle centrali nucleari spagnole in base a quanto previsto dal contratto di concessione.

Fondo smantellamento e ripristino impianti

Il fondo "smantellamento e ripristino impianti" accoglie il valore attuale del costo stimato per lo smantellamento e la rimozione degli impianti non nucleari in presenza di obbligazioni legali o implicite. Il fondo è riconducibile prevalentemente al Gruppo Endesa e a Enel Produzione. In particolare, la variazione del fondo nel corso del 2023 è legata

prevalentemente agli utilizzi e rilasci di fondi accantonati negli anni precedenti per far fronte al processo di decarbonizzazione soprattutto in Italia, Spagna e Cile.

Si riporta di seguito la tabella riepilogativa della ripartizione temporale dei pagamenti relativi al fondo smantellamento e ripristino impianti:

Milioni di euro		
	Stratificazione temporale pagamenti (valore nominale)	Valore attualizzato
Entro 1 anno	276	258
Oltre 1 anno ed entro i 5 anni	1.147	1.045
Oltre i 5 anni	2.636	1.374
Totale	4.059	2.677

Fondo contenzioso legale

Il fondo "contenzioso legale" è destinato a coprire le passività che potrebbero derivare da vertenze giudiziali e da altro contenzioso e include la stima dell'onere a fronte dei contenziosi sorti nell'esercizio, oltre all'aggiornamento delle stime sulle posizioni sorte negli esercizi precedenti, in base alle indicazioni dei legali interni ed esterni. Il saldo dei contenziosi legali è prevalentemente riconducibile alle società del Gruppo localizzate in America Latina (396 milioni di euro), in Spagna (158 milioni di euro) e in Italia (116 milioni di euro). L'ammontare del fondo è rimasto sostanzialmente immutato rispetto al precedente esercizio in quanto la movimentazione negativa per maggiori utilizzi e rilasci in Brasile è stata compensata da nuovi accantonamenti.

Fondo certificati ambientali

Il fondo "certificati ambientali" accoglie gli oneri relativi al deficit di certificati ambientali connessi all'adempimento di specifici obblighi normativi, nazionali o sovranazionali, in materia di tutela ambientale ed è riconducibile prevalentemente all'Iberia (Endesa Energía ed Endesa Generación SA).

Fondo oneri su imposte e tasse

Il fondo "oneri su imposte e tasse" accoglie la stima di passività derivanti da contenziosi di natura tributaria relativi a imposte dirette e indirette.

Si precisa che il saldo del fondo accoglie, tra gli altri, l'accantonamento relativo al contenzioso esistente e a quello potenziale in materia di Imposta Comunale sugli Immobili (ICI) e di Imposta Municipale Unica (IMU). In Italia, il Gruppo ha tenuto conto dell'evoluzione normativa in materia catastale (che, con decorrenza 1° gennaio 2016, ha previsto l'esclusione di macchinari, congegni, attrezzature e altri impianti funzionali allo specifico processo produttivo dal calcolo della rendita attribuibile agli immobili censiti nel gruppo catastale D, fra i quali rientrano le centrali di produzione di energia elettrica) nella stima delle passività iscritte in bilancio a fronte di tale fattispecie, sia ai fini della quantificazione del rischio probabile sui contenziosi già incardinati, sia ai fini di una ragionevole valutazione di probabili oneri futuri su posizioni non ancora oggetto di rilievi da parte degli Uffici dell'Agenzia delle Entrate e dei Comuni.

Altri fondi rischi e oneri futuri

Gli "altri" fondi si riferiscono a rischi e oneri di varia natura, connessi principalmente a controversie di carattere regolatorio, a contenziosi con enti locali per tributi e canoni od oneri di varia natura.

La variazione positiva dell'esercizio, pari a 342 milioni di euro, è prevalentemente riconducibile agli accantonamenti ai fondi per indennizzi assicurativi (217 milioni di euro) di Enel Reinsurance nonché agli accantonamenti effettuati per provvedimenti regolatori, eventi atmosferici e guasti.

Fondo oneri per incentivi all'esodo e altri piani di ristrutturazione

Il "Fondo oneri per incentivi all'esodo e altri piani di ristrutturazione" accoglie la stima degli oneri connessi alle offerte per risoluzioni consensuali anticipate del rapporto di lavoro derivanti da esigenze organizzative. La riduzione dell'anno pari a 141 milioni di euro risente prevalentemente degli utilizzi riferiti ai fondi di incentivazione istituiti negli esercizi precedenti in Spagna e in Italia per far fronte alla risoluzione anticipata del rapporto di lavoro di alcuni dipendenti.

Fondo per programmi di ristrutturazione legati alla transizione energetica

Enel, nel suo ruolo di leader nella transizione energetica, ha posto al centro della propria strategia la decarbonizzazione e la crescita delle rinnovabili nel mondo.

In tale contesto, Enel ha avviato la ristrutturazione delle attività derivanti dal processo di transizione energetica che coinvolge gli impianti di generazione da fonti termiche nelle geografie in cui il Gruppo opera. La conseguente revisione dei processi e dei modelli operativi richiede cambiamenti di ruoli e competenze dei dipendenti che il Gruppo intende attuare con piani altamente sostenibili basati su programmi di redeployment, con importanti piani di upskilling e reskilling e con il raggiungimento di accordi volontari individuali di prepensionamento. La transizione energetica si basa inoltre su un progressivo e significativo sviluppo di strumenti digitali in quanto la digitalizzazione è fondamentale per fornire risposte alle molteplici forze esterne e assumere decisioni consapevoli e ben ponderate a ogni livello nell'ambito dell'organizzazione del Gruppo.

A tal proposito è stato quindi costituito nel corso del 2020 un fondo per programmi di ristrutturazione, che al 31 dicembre 2023 ammonta a 1.038 milioni di euro, riconducibile prevalentemente a Spagna e Italia, e accoglie la stima dei costi che il Gruppo sosterrà, a seguito dell'accelerazione della transizione energetica, per tutte le attività, dirette e in-

dirette, legate alla revisione dei processi e dei modelli operativi oltreché dei ruoli e delle competenze dei dipendenti. Nel corso del 2023 sono stati effettuati nuovi accantonamenti principalmente in Spagna a seguito dell'adeguamento, per 177 milioni di euro, del fondo relativo al piano AVS (*Acuerdo Voluntario de Salida*).

41. Altre passività finanziarie non correnti – Euro 8 milioni

Milioni di euro				
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022	
Altre passività finanziarie non correnti	8	-	8	-
Totale	8	-	8	-

La variazione delle "Altre passività finanziarie non correnti" pari a 8 milioni di euro è relativa alla rilevazione dei debiti

finanziari non correnti relativi al deficit del sistema elettrico spagnolo inclusi nell'indebitamento finanziario netto.

42. Altre passività non correnti – Euro 4.236 milioni

Milioni di euro				
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022	
Ratei e risconti passivi operativi	464	347	117	33,7%
Debiti verso casse conguaglio - gestori di mercato e di servizi energetici	307	205	102	49,8%
Debiti per tax partnership >12 mesi	1.262	1.322	(60)	-4,5%
Acconti diversi non correnti	348	-	348	-
Altre partite	1.855	2.372	(517)	-21,8%
Totale	4.236	4.246	(10)	-0,2%

La variazione delle "Altre partite" risente della diminuzione degli "Altri debiti diversi" principalmente in Brasile e relativi all'esito del contenzioso PIS/COFINS nel Paese (già dettagliato nelle "Altre attività non correnti") per 401 milioni di euro.

La voce "Acconti diversi non correnti" accoglie l'incasso registrato da e-distribuzione, pari a 348 milioni di euro, relativo dell'anticipo del 10% del contributo concesso sui 24 progetti ammessi alle agevolazioni del PNRR.

43. Altre passività correnti – Euro 14.760 milioni

Milioni di euro				
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022	
Debiti diversi verso clienti	1.882	2.094	(212)	-10,1%
Debiti verso operatori istituzionali di mercato	5.479	2.115	3.364	-
Debiti verso il personale	503	519	(16)	-3,1%
Debiti tributari diversi	1.034	1.046	(12)	-1,1%
Debiti verso istituti di previdenza	235	215	20	9,3%
Ratei e risconti passivi correnti	314	441	(127)	-28,8%
Debiti per derivati chiusi su commodity energetiche	437	285	152	53,3%
Debiti per dividendi	2.470	2.228	242	10,9%
Debiti per tax partnership <12 mesi	271	241	30	12,4%
Acconti diversi correnti	144	201	(57)	-28,4%
Altri debiti	1.991	2.328	(337)	-14,5%
Totale	14.760	11.713	3.047	26,0%

La variazione delle “Altre passività correnti” è essenzialmente dovuta:

- alla riduzione dei “Debiti verso clienti” che accoglie principalmente la variazione in Italia dei depositi cauzionali da clienti in linea con il decremento del numero di clienti serviti dalle società del mercato e compensata dall’incremento dei crediti commerciali in seguito al ripristino degli oneri di sistema della distribuzione. La voce comprende altresì, sempre con riferimento all’Italia, la variazione negativa dei debiti diversi verso clienti principalmente per gli importi relativi al recupero IVA su crediti non riscossi, gli importi a disposizione dei clienti e i rimborsi da effettuare, per conto delle società di distribuzione, ai clienti passati dal mercato vincolato al mercato libero per il superamento dei vincoli tariffari degli esercizi precedenti; tale decremento è compensato dall’incremento nella distribuzione degli incassi pervenuti e in corso di lavorazione e dei debiti per indennizzi;
- all’incremento dei “Debiti verso operatori istituzionali di mercato” riferiti principalmente all’Italia e in particolar modo a e-distribuzione SpA per il progressivo ripristino, nel corso del 2023, degli oneri relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione, e di altri oneri (componenti Asos e Arim) definiti dalle delibere ARERA n. 735/2022, n. 134/2023, n. 297/2023 e n. 419/2023, e alla Spagna, in particolare a Edistribución Redes Digitales, per maggiori debiti verso il regolatore locale Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC);
- all’incremento dei “Debiti per dividendi” relativo ai debiti per i dividendi da corrispondere agli azionisti riconducibile essenzialmente alla Capogruppo Enel SpA e alla controllata spagnola Endesa SA;
- all’incremento dei debiti per derivati da liquidare su commodity energetiche in Italia;
- alla riduzione degli “Altri” debiti riconducibile essenzialmente a minori debiti in Spagna e in Brasile.

44. Debiti commerciali – Euro 15.821 milioni

La voce, pari a 15.821 milioni di euro (17.641 milioni di euro al 31 dicembre 2022), accoglie i debiti per forniture di energia, combustibili, materiali, apparecchi relativi ad impianti e prestazioni diverse.

Nello specifico, i debiti commerciali con scadenza inferiore a 12 mesi ammontano a 15.487 milioni di euro (17.605 milioni di euro al 31 dicembre 2022) mentre quelli con scadenza superiore a 12 mesi sono pari a 334 milioni di euro (36 milioni di euro al 31 dicembre 2022).

45. Altre passività finanziarie correnti – Euro 909 milioni

Milioni di euro				
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022	
Ratei e risconti finanziari passivi	734	710	24	3,4%
Altri debiti finanziari correnti inclusi nell’indebitamento finanziario netto	1	-	1	-
Altri debiti	174	143	31	21,7%
Totale	909	853	56	6,6%

L’incremento delle altre passività finanziarie correnti è riconducibile essenzialmente all’incremento dei ratei finanziari passivi.

La voce contiene anche i debiti finanziari correnti relativi al deficit del sistema elettrico spagnolo per 1 milione di euro inclusi nell’indebitamento finanziario netto.

Informazioni sul Rendiconto finanziario consolidato

46. Flussi finanziari

Milioni di euro			
	2023	2022	2023-2022
Disponibilità e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio⁽¹⁾	11.543	8.990	2.553
Cash flow da attività operativa ⁽²⁾	14.620	8.649	5.971
<i>di cui discontinued operation</i>	<i>132</i>	<i>(391)</i>	
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	(10.610)	(13.626)	3.016
<i>di cui discontinued operation</i>	<i>(442)</i>	<i>(351)</i>	
Cash flow da attività di finanziamento ⁽²⁾	(8.361)	7.394	(15.755)
<i>di cui discontinued operation</i>	<i>(16)</i>	<i>656</i>	
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(49)	136	(185)
Disponibilità e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio⁽³⁾	7.143	11.543	(4.400)

- (1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 11.041 milioni di euro al 1° gennaio 2023 (8.315 milioni di euro al 1° gennaio 2022), "Titoli a breve" pari a 78 milioni di euro al 1° gennaio 2023 (88 milioni di euro al 1° gennaio 2022), "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 98 milioni di euro al 1° gennaio 2023 (44 milioni di euro al 1° gennaio 2022) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Discontinued operation" pari a 326 milioni di euro al 1° gennaio 2023 (543 milioni di euro al 1° gennaio 2022).
- (2) Per una migliore rappresentazione, ai soli fini comparativi, sono stati riclassificati i proventi e oneri finanziari realizzati riferiti ai soli finanziamenti dalla voce "Incassi/Pagamenti) legati a derivati connessi a finanziamenti", inclusa nella sezione del cash flow da attività di finanziamento, alle voci "Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati" e "Interessi passivi e altri finanziari oneri pagati" incluse nel cash flow da attività operativa.
- (3) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 6.801 milioni di euro al 31 dicembre 2023 (11.041 milioni di euro al 31 dicembre 2022), "Titoli a breve" pari a 81 milioni di euro al 31 dicembre 2023 (78 milioni di euro al 31 dicembre 2022), "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 261 milioni di euro al 31 dicembre 2023 (98 milioni di euro al 31 dicembre 2022) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Discontinued operation" pari a 326 milioni di euro al 31 dicembre 2022.

Il **cash flow da attività operativa** nell'esercizio 2023 è positivo per 14.620 milioni di euro, in aumento di 5.971 milioni di euro rispetto al valore dell'esercizio precedente, prevalentemente per effetto del minor fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto.

Il **cash flow da attività di investimento** nell'esercizio 2023 ha assorbito liquidità per 10.610 milioni di euro, nel 2022 ne aveva assorbita per 13.626 milioni di euro.

In particolare, gli investimenti in attività materiali, immateriali, investimenti immobiliari e attività derivanti da contratti con i clienti, pari a 13.563 milioni di euro (inclusivi di 849 milioni di euro riclassificati come disponibili per la vendita), si sono ridotti rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

Gli investimenti in imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, ammontano a 17 milioni di euro mentre nell'esercizio precedente ammontavano a 1.275 milioni di euro e si riferivano prevalentemente all'acquisizione da parte di Enel Produzione SpA del 100% della società ERG Hydro Srl (ora Enel Hydro Appennino Centrale Srl), per un corrispettivo pagato di 1.196 milioni di euro al netto della cassa acquisita di 69 milioni di euro.

Le dismissioni di imprese o rami di imprese, espresse al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, sono pari a 2.083 milioni di euro e si riferiscono prevalentemente:

- alla cessione da parte di Enel Argentina dell'intera quota detenuta nella società Enel Generación Costanera per un corrispettivo di 28 milioni di euro al netto della cassa ceduta di 14 milioni di euro;
- alla cessione da parte di Enel Green Power India Private Limited dell'intera partecipazione detenuta nella società Khidrat Renewable Energy Private Limited per un corrispettivo di 4 milioni di euro;
- alla cessione a YPF e a Pan American Sur SA delle azioni detenute in Inversora Dock Sud SA e Central Dock Sud SA, per un corrispettivo complessivo di circa 29 milioni di euro al netto della cassa ceduta di 19 milioni di euro;
- alla cessione dell'80% della partecipazione detenuta nella società di bus colombiana Colombia ZE SAS per un corrispettivo di circa 6 milioni di euro;
- alla cessione del 50% delle due società che possiedono tutte le attività dedicate alle rinnovabili del Gruppo in Australia, nello specifico Enel Green Power Australia (Pty) Ltd ed Enel Green Power Australia Trust, a INPEX Corporation, per un corrispettivo complessivo di 121 milioni di euro al netto della cassa ceduta di 21 milioni di euro;
- alla cessione delle partecipazioni detenute in Romania per un corrispettivo complessivo di 1.013 milioni di euro al netto della cassa ceduta di 228 milioni di euro;
- alla cessione della partecipazione detenuta in Transmisora de Energía Renovable, in Guatemala, per un corrispettivo complessivo di 22 milioni di euro al netto della cassa ceduta di 11 milioni di euro;
- alla cessione della partecipazione detenuta da Enel Chile in Arcadia Generación Solar SA a Sonnedix, per un

corrispettivo complessivo di 533 milioni di euro al netto della cassa ceduta di 2 milioni di euro;

- alla vendita del 50% di Enel Green Power Hellas, controllata al 100% da Enel Green Power per le rinnovabili in Grecia, a Macquarie Asset Management, per un corrispettivo totale pari a 322 milioni di euro al netto della cassa ceduta di 29 milioni di euro.

La liquidità generata dalle altre attività di investimento/disinvestimento del 2023 è pari a 474 milioni di euro e si riferisce principalmente:

- alla cessione dell'intera partecipazione detenuta in Tecnatom, SA, per un corrispettivo complessivo di 26 milioni di euro. L'operazione non ha comportato impatti a Conto economico;
- alla cessione della partecipazione detenuta nella società Rusenergosbyt LLC per un corrispettivo di 83 milioni di euro;
- a disinvestimenti minori prevalentemente in Italia, Iberia, Nord America e America Latina.

Il **cash flow da attività di finanziamento** ha assorbito liquidità per complessivi 8.361 milioni di euro, mentre nell'esercizio 2022 ne aveva generata per 7.394 milioni di euro. Il

flusso dell'esercizio 2023 è sostanzialmente relativo:

- alla variazione dell'indebitamento finanziario netto (quale saldo tra rimborsi, nuove accensioni e altri movimenti) per 3.985 milioni di euro;
- al pagamento dei dividendi per 5.135 milioni di euro, cui si aggiungono 182 milioni di euro pagati a titolari di obbligazioni ibride perpetue;
- all'emissioni di obbligazioni ibride per 986 milioni di euro;
- agli aumenti di capitale effettuati in società senza modifica del controllo per 25 milioni di euro in particolare in Australia.

Nel 2023 il cash flow da attività di investimento pari a 10.610 milioni di euro e di attività di finanziamento pari a 8.361 milioni di euro hanno interamente assorbito il cash flow generato dall'attività operativa per 14.620 milioni di euro. La differenza trova riscontro nel decremento delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 31 dicembre 2023 risultano pari a 7.143 milioni di euro a fronte di 11.543 milioni di euro a fine 2022. Tale variazione risente anche degli effetti connessi all'andamento negativo dei cambi delle diverse valute locali rispetto all'euro per 49 milioni di euro.

47. Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine – Euro 60.163 milioni

La tabella seguente mostra la ricostruzione della "Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo

termine" a partire dalle voci presenti nello schema di Stato patrimoniale consolidato.

Milioni di euro					
	Note	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022	
Finanziamenti a lungo termine	38	61.085	68.191	(7.106)	-10,4%
Altri debiti finanziari non correnti ⁽¹⁾	41	8	-	8	-
Finanziamenti a breve termine	38	4.769	18.392	(13.623)	-74,1%
Altri debiti finanziari correnti ⁽²⁾		1	-	1	-
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	38	9.086	2.835	6.251	-
Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento	29.1	(3.837)	(4.213)	376	8,9%
Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	30.1	(4.148)	(13.501)	9.353	69,3%
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	35	(6.801)	(11.041)	4.240	38,4%
Totale⁽³⁾		60.163	60.663	(500)	-0,8%

(1) La voce "Altri debiti finanziari non correnti" è rappresentata dalla voce "Altre passività finanziarie non correnti" dello Stato patrimoniale.

(2) La voce "Altri debiti finanziari correnti" è inclusa nella voce "Altre passività finanziarie correnti" dello Stato patrimoniale.

(3) Ai fini di una migliore comparabilità dei dati, si è reso necessario rideterminare l'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2022 secondo la nuova modalità di rappresentazione dell'indebitamento finanziario netto del Gruppo Enel.

Il prospetto della posizione finanziaria netta è in linea con l'Orientamento n. 39 emanato il 4 marzo 2021 dall'ESMA, applicabile dal 5 maggio 2021, e con il Richiamo di Attenzione n. 5/2021 emesso dalla CONSOB il 29 aprile 2021, che ha sostituito i riferimenti alle raccomandazioni CESR e quelli presenti nella Comunicazione n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006 in materia di posizione finanziaria netta.

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022, riconciliata con l'indebitamento finanziario netto predisposto secondo le modalità di rappresentazione del Gruppo Enel.

Milioni di euro				
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022	
Liquidità				
Denaro e valori in cassa	23	35	(12)	-34,3%
Depositi bancari e postali	4.664	8.968	(4.304)	-48,0%
Disponibilità liquide	4.687	9.003	(4.316)	-47,9%
Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	2.114	2.038	76	3,7%
Titoli	81	78	3	3,8%
Crediti finanziari a breve termine	3.060	10.585	(7.525)	-71,1%
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	1.007	2.838	(1.831)	-64,5%
Altre attività finanziarie correnti	4.148	13.501	(9.353)	-69,3%
Liquidità	10.949	24.542	(13.593)	-55,4%
Indebitamento finanziario corrente				
Debiti verso banche	(393)	(1.320)	927	70,2%
Commercial paper	(2.499)	(13.838)	11.339	81,9%
Altri debiti finanziari correnti ⁽¹⁾	(1.878)	(3.234)	1.356	41,9%
Debito finanziario corrente (inclusi gli strumenti di debito)	(4.770)	(18.392)	13.622	74,1%
Quota corrente di finanziamenti bancari	(1.992)	(890)	(1.102)	-
Quota corrente debiti per obbligazioni emesse	(6.763)	(1.612)	(5.151)	-
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(331)	(333)	2	0,6%
Quota corrente del debito finanziario non corrente	(9.086)	(2.835)	(6.251)	-
Indebitamento finanziario corrente	(13.856)	(21.227)	7.371	34,7%
Indebitamento finanziario corrente netto	(2.907)	3.315	(6.222)	-
Indebitamento finanziario non corrente				
Debiti verso banche e istituti finanziatori	(14.500)	(15.261)	761	5,0%
Debiti verso altri finanziatori ⁽²⁾	(3.014)	(2.851)	(163)	-5,7%
Debito finanziario non corrente (esclusi la parte corrente e gli strumenti di debito)	(17.514)	(18.112)	598	3,3%
Obbligazioni	(43.579)	(50.079)	6.500	13,0%
Debiti commerciali e altri debiti non correnti non remunerati che presentano una significativa componente di finanziamento	-	-	-	-
Indebitamento finanziario non corrente	(61.093)	(68.191)	7.098	10,4%
Attività finanziarie inerenti alle "Attività classificate come possedute per la vendita"	262	543	(281)	-51,7%
Passività finanziarie inerenti alle "Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita"	(1.150)	(1.435)	285	19,9%
Totale indebitamento finanziario come da Comunicazione CONSOB	(64.888)	(65.768)	880	1,3%
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	3.837	4.213	(376)	-8,9%
(-) Attività finanziarie inerenti alle "Attività classificate come possedute per la vendita"	(262)	(543)	281	51,7%
(-) Passività finanziarie inerenti alle "Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita"	1.150	1.435	(285)	-19,9%
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO⁽³⁾	(60.163)	(60.663)	500	0,8%

(1) Include i "Debiti finanziari correnti" ricompresi nelle "Altre passività finanziarie correnti" dello Stato patrimoniale.

(2) Include gli "Altri debiti finanziari non correnti" esposti nella voce "Altre passività finanziarie non correnti" dello Stato patrimoniale.

(3) Ai fini di una migliore comparabilità dei dati, si è reso necessario rideterminare l'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2022 secondo la nuova modalità di rappresentazione dell'indebitamento finanziario netto del Gruppo Enel.

Si precisa che nella posizione netta ai fini CONSOB non sono inclusi né i derivati designati in hedge accounting né quelli di trading, negoziati con finalità di copertura gestionale.

Al 31 dicembre 2023 tali attività e passività finanziarie sono esposte separatamente nello schema di Stato patrimoniale nelle seguenti voci: “Derivati finanziari attivi non corren-

ti” per 2.383 milioni di euro (3.970 milioni di euro al 31 dicembre 2022), “Derivati finanziari attivi correnti” per 6.407 milioni di euro (14.830 milioni di euro al 31 dicembre 2022), “Derivati finanziari passivi non correnti” per 3.373 milioni di euro (5.895 milioni di euro al 31 dicembre 2022) e “Derivati finanziari passivi correnti” per 6.461 milioni di euro (16.141 milioni di euro al 31 dicembre 2022).

Strumenti finanziari

48. Strumenti finanziari per categoria

Nella presente nota si forniscono le disclosure necessarie per la valutazione della significatività degli strumenti

finanziari per la posizione finanziaria e la performance del Gruppo.

48.1 Attività finanziarie per categoria

La tabella seguente indica il valore contabile di ciascuna categoria delle attività finanziarie previste dall'IFRS 9, distinte tra attività finanziarie correnti e non correnti,

esponendo separatamente i derivati di copertura e i derivati misurati al fair value rilevato a Conto economico.

Milioni di euro	Note	Non correnti		Correnti	
		al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Attività finanziarie al costo ammortizzato	48.1.1	5.709	5.732	28.495	40.176
Attività finanziarie al FVOCI	48.1.2	882	901	81	279
Attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico					
Derivati attivi al FVTPL	48.1.3	206	473	4.443	12.075
Altre attività finanziarie al FVTPL	48.1.3	4.341	3.442	219	1.048
Totale attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico		4.547	3.915	4.662	13.123
Derivati attivi designati come strumenti di copertura					
Derivati di fair value hedge	48.1.4	113	37	-	-
Derivati di cash flow hedge	48.1.4	2.064	3.460	1.964	2.755
Totale derivati attivi designati come strumenti di copertura		2.177	3.497	1.964	2.755
TOTALE		13.315	14.045	35.202	56.333

Per maggiori informazioni sulla rilevazione e classificazione dei derivati attivi correnti e non correnti si prega di far riferimento alla nota 51 “Derivati ed hedge accounting”.

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value si prega di far riferimento alla nota 52 “Attività e passività misurate al fair value”.

48.1.1 Attività finanziarie valutate al costo ammortizzato

La tabella seguente espone le attività finanziarie valutate al

costo ammortizzato per natura, suddivise in attività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro	Note	Non correnti		Correnti		
		al 31.12.2023	al 31.12.2022	Note	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		-	-	35	6.772	10.169
Crediti commerciali	34	1.726	1.388	34	16.047	15.217
Quota corrente di crediti finanziari a lungo termine		-	-	30.1	1.007	2.838
Cash collaterale		-	-	30.1	2.899	8.319
Altri crediti finanziari	29.1	3.332	3.767	30.1	30	2.090
Attività finanziarie da accordi per servizi in concessione al costo ammortizzato	29	310	295	29	14	12
Altre attività finanziarie al costo ammortizzato		341	282		1.726	1.531
Totale		5.709	5.732		28.495	40.176

Impairment delle attività finanziarie valutate al costo ammortizzato

Le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato ammontano a 34.202 milioni di euro al 31 dicembre 2023 (45.788 milioni di euro al 31 dicembre 2022) e sono rilevate al netto del fondo perdite attese, pari a 4.098 milioni di euro al 31 dicembre 2023 (4.087 milioni di euro alla fine dell'esercizio precedente).

Il Gruppo detiene essenzialmente le seguenti tipologie di attività finanziarie valutate al costo ammortizzato e sottoposte a impairment:

- disponibilità liquide e mezzi equivalenti;
- crediti commerciali e attività derivanti da contratti con clienti;
- crediti finanziari; e
- altre attività finanziarie.

Benché le disponibilità liquide e mezzi equivalenti siano state assoggettate a impairment in base all'IFRS 9, la perdita attesa identificata risulta trascurabile.

La perdita attesa (Expected Credit Loss, ECL) – calcolata utilizzando la probabilità di default (PD), la perdita in caso di default (LGD) e l'esposizione al rischio in caso di default (EAD) – è la differenza fra i flussi finanziari dovuti in base al contratto e i flussi finanziari attesi (comprensivi dei mancati incassi) attualizzati usando il tasso di interesse effettivo originario.

Ai fini del calcolo dell'ECL, il Gruppo applica due diversi approcci:

- l'approccio generale, per le attività finanziarie diverse da crediti commerciali, le attività derivanti da contratti con i clienti e i crediti per leasing. Tale metodo si applica verificando se vi è stato un incremento significativo del rischio di credito rispetto all'iscrizione iniziale, mediante confronto tra la probabilità di default all'originazione 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 subito un incremento significativo del rischio di credito rispetto alla rilevazione iniziale;

- l'ECL Lifetime, per le attività finanziarie che hanno subito un incremento significativo del rischio di credito o che risultano deteriorate (ovvero in default sulla base di informazioni relative allo scaduto);
- l'approccio semplificato, per i crediti commerciali, le attività derivanti da contratti con i clienti e crediti per leasing con o senza componente finanziaria significativa, in base alla ECL Lifetime senza tracciare le variazioni del rischio di credito.

La rettifica forward-looking potrà essere applicata considerando informazioni qualitative e quantitative al fine di riflettere eventi e scenari macroeconomici futuri che potrebbero influenzare il rischio del portafoglio o dello strumento finanziario.

In base alla natura delle attività finanziarie e delle informazioni disponibili sul rischio di credito, la verifica dell'incremento significativo del rischio di credito può essere effettuata su:

- base individuale, in presenza di crediti singolarmente significativi e per tutti i crediti che sono verificati singolarmente ai fini dell'impairment in base a informazioni ragionevoli e supportabili;
- base collettiva, quando il reperimento di informazioni ragionevoli e supportabili per verificare le perdite attese su base individuale richiederebbe costi o sforzi eccessivi.

Quando non ci sono ragionevoli aspettative di recuperare un'attività finanziaria integralmente o parzialmente, si procederà a ridurre direttamente il suo valore contabile lordo. L'eliminazione contabile (ovvero write-off) costituisce un evento di derecognition (per esempio estinzione, trasferimento o scadenza del diritto a incassare dei flussi finanziari).

La tabella che segue indica le perdite attese rilevate per le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato in base all'approccio generale e semplificato.

Milioni di euro	al 31.12.2023			al 31.12.2022		
	Importo lordo	Fondo perdite attese	Totale	Importo lordo	Fondo perdite attese	Totale
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	6.772	-	6.772	10.169	-	10.169
Crediti commerciali	21.548	3.775	17.773	20.388	3.783	16.605
Crediti finanziari	7.579	311	7.268	17.262	248	17.014
Altre attività finanziarie al costo ammortizzato	2.403	12	2.391	2.176	56	2.120
Totale	38.302	4.098	34.204	49.995	4.087	45.908

Per misurare le perdite attese, il Gruppo valuta i crediti commerciali e le attività derivanti da contratti con i clienti basandosi sull'approccio semplificato, su base sia individuale (per esempio pubbliche amministrazioni, autorità, controparti finanziarie, venditori all'ingrosso, trader e grandi società ecc.) sia collettiva (per esempio clienti al dettaglio).

In caso di valutazioni individuali, la PD è ottenuta prevalentemente da provider esterni.

Diversamente, in caso di valutazioni su base collettiva, i crediti commerciali sono raggruppati in base alle caratteristiche di rischio di credito condivise e informazioni sullo scaduto, considerando una specifica definizione di default.

In base a ciascun business e framework regolatorio locale, nonché alle differenze fra i portafogli di clienti, anche in termini di tassi di default e recupero (comprese le aspettative di recupero oltre 90 giorni):

- il Gruppo applica principalmente una definizione di default basata su uno scaduto di 180 giorni e pertanto, oltre tale termine, si presume che i crediti commerciali siano deteriorati (ovvero credit-impaired); e

- si definiscono specifici cluster sulla base degli specifici mercati, business e caratteristiche di rischio.

Le attività derivanti da contratti con i clienti presentano sostanzialmente le stesse caratteristiche di rischio dei crediti commerciali, a parità di tipologie contrattuali.

Al fine di misurare la ECL per i crediti commerciali su base collettiva nonché per le attività derivanti da contratti con i clienti, il Gruppo considera le seguenti assunzioni riguardo ai parametri di ECL:

- la PD, ipotizzata pari al tasso medio di default, è calcolata per cluster e considerando dati storici di almeno 24 mesi;
- la LGD è funzione dei tassi di recupero di ciascun cluster, attualizzata in base al tasso di interesse effettivo; e
- l'EAD è stimata pari al valore contabile alla data di riferimento del bilancio al netto dei depositi di cassa, comprese le fatture emesse ma non scadute e le fatture da emettere.

La tabella seguente indica la movimentazione del fondo perdite attese su crediti finanziari (in base all'approccio generale).

Milioni di euro	Fondo perdite attese 12 mesi	Fondo perdite attese Lifetime
Saldo di apertura al 01.01.2022	65	169
Accantonamenti	22	5
Utilizzi	-	-
Rilasci a Conto economico	-	(11)
Altre variazioni	(58)	56
Saldo di chiusura al 31.12.2022	29	219
Saldo di apertura al 01.01.2023	29	219
Accantonamenti	-	36
Utilizzi	-	11
Rilasci a Conto economico	(32)	(6)
Altre variazioni	45	9
Saldo di chiusura al 31.12.2023	42	269

La tabella seguente indica la movimentazione del fondo perdite attese su crediti commerciali (in base all'approccio semplificato).

Milioni di euro	
Saldo di apertura al 01.01.2022	3.663
Accantonamenti	1.375
Utilizzi	(766)
Rilasci a Conto economico	(265)
Altre variazioni	(224)
Saldo di chiusura al 31.12.2022	3.783
Saldo di apertura al 01.01.2023	3.783
Accantonamenti	1.384
Utilizzi	(1.136)
Rilasci a Conto economico	(210)
Altre variazioni	(46)
Saldo di chiusura al 31.12.2023	3.775

La tabella seguente indica la movimentazione del fondo perdite attese su altre attività finanziarie al costo ammortizzato (in base all'approccio semplificato).

Milioni di euro	Fondo perdite attese Lifetime
Saldo di apertura al 01.01.2022	154
Accantonamenti	180
Utilizzi	-
Rilasci a Conto economico	(1)
Altre variazioni	(277)
Saldo di chiusura al 31.12.2022	56
Saldo di apertura al 01.01.2023	56
Accantonamenti	149
Utilizzi	-
Rilasci a Conto economico	(1)
Altre variazioni	(192)
Saldo di chiusura al 31.12.2023	12

Si precisa che nella nota 49 "Risk management" sono fornite informazioni aggiuntive relativamente all'esposizione al rischio di credito e alle perdite attese.

48.1.2 Attività finanziarie al fair value a patrimonio netto

La tabella seguente espone le attività finanziarie al fair va-

lue a patrimonio netto (FVOCI) per natura, suddivise in attività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro	Note	Non correnti		Note	Correnti	
		al 31.12.2023	al 31.12.2022		al 31.12.2023	al 31.12.2022
Partecipazioni altre imprese al FVOCI	29	338	360		-	-
Titoli	29.1	505	447	30.1	81	78
Crediti e altre attività finanziarie valutate al FVOCI		39	94		-	201
Totale		882	901		81	279

Movimentazione delle attività finanziarie al FVOCI

Partecipazioni in altre imprese

Milioni di euro	Non correnti	Correnti
Saldo di apertura al 01.01.2023	360	-
Acquisizioni	-	-
Vendite	(7)	-
Variazioni del fair value con impatti a patrimonio netto	(15)	-
Altre variazioni	-	-
Saldo di chiusura al 31.12.2023	338	-

Titoli e altri crediti al FVOCI

Milioni di euro	Non correnti	Correnti
Saldo di apertura al 01.01.2023	447	78
Acquisizioni	160	-
Vendite	(14)	(15)
Variazioni del fair value con impatti a patrimonio netto	17	-
Riclassifiche	(105)	105
Altre variazioni	-	(87)
Saldo di chiusura al 31.12.2023	505	81

48.1.3 Attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico

La tabella seguente espone le attività finanziarie al fair va-

lue rilevato a Conto economico (FVTPL) per natura, suddivise in attività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro	Note	Non correnti		Note	Correnti	
		al 31.12.2023	al 31.12.2022		al 31.12.2023	al 31.12.2022
Derivati al FVTPL	51	206	473	51	4.443	12.075
Investimenti in attività liquide		-	-	35	29	872
Titoli		-	-	30,1	-	-
Partecipazioni in altre imprese al FVTPL	29	8	6		-	-
Attività finanziarie da accordi per servizi in concessione al FVTPL	29	4.080	3.436		-	-
Crediti finanziari da contratti Joint Development Agreement (JDA) al FVTPL		123	-		-	-
Altre attività finanziarie al FVTPL		130	- 30, 30,1		190	176
Totale		4.547	3.915		4.662	13.123

48.1.4 Derivati attivi designati come strumenti di copertura

Per maggiori dettagli sui derivati attivi si prega di far riferimento alla nota 51 "Derivati ed hedge accounting".

48.2 Passività finanziarie per categoria

La tabella seguente indica il valore contabile di ciascuna categoria delle passività finanziarie previste dall'IFRS 9, distinte tra passività finanziarie correnti e non correnti,

esponendo separatamente i derivati di copertura e i derivati misurati al fair value rilevato a Conto economico.

Milioni di euro	Note	Non correnti		Correnti	
		al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	48.2.1	61.734	68.432	39.784	45.697
Passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico					
Derivati passivi al FVTPL	48.4	204	588	4.485	11.642
Totale passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico		204	588	4.485	11.642
Derivati passivi designati come strumenti di copertura					
Derivati di fair value hedge	48.4	105	191	17	-
Derivati di cash flow hedge	48.4	3.064	5.116	1.959	4.499
Totale derivati passivi designati come strumenti di copertura		3.169	5.307	1.976	4.499
TOTALE		65.107	74.327	46.245	61.838

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value si prega di far riferimento alla nota 52 "Attività e passività misurate al fair value".

48.2.1 Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato

La tabella seguente espone le passività finanziarie valutate

al costo ammortizzato per natura, suddivise in passività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro	Note	Non correnti		Note	Correnti	
		al 31.12.2023	al 31.12.2022		al 31.12.2023	al 31.12.2022
Finanziamenti a lungo termine	48.3	61.085	68.191	48.3	9.086	2.835
Finanziamenti a breve termine		-	-	48.3	4.769	18.392
Debiti commerciali	44	334	36	44	15.487	17.605
Altri debiti finanziari		315	205		10.442	6.865
Totale		61.734	68.432		39.784	45.697

48.3 Finanziamenti

48.3.1 Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) – Euro 70.171 milioni

Nella seguente tabella sono riportati il valore nozionale, il

valore contabile e il fair value dei finanziamenti a lungo termine incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi.

Finanziamenti a lungo termine per categoria e tipologia di tasso di interesse

Milioni di euro	Valore nominale	Saldo contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Fair value	Valore nominale	Saldo contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Fair value	Variazione saldo contabile
Obbligazioni:											
- tasso fisso quotate	29.539	29.163	4.686	24.477	27.885	30.355	29.892	978	28.914	27.468	(729)
- tasso variabile quotate	2.643	2.622	623	1.999	2.641	2.569	2.547	537	2.010	2.473	75
- tasso fisso non quotate	18.336	18.129	1.357	16.772	17.842	18.959	18.727	-	18.727	17.249	(598)
- tasso variabile non quotate	428	428	97	331	456	525	525	97	428	600	(97)
Totale obbligazioni	50.946	50.342	6.763	43.579	48.824	52.408	51.691	1.612	50.079	47.790	(1.349)
Finanziamenti bancari:											
- tasso fisso	3.874	3.822	853	2.969	3.746	3.367	3.273	211	3.062	3.021	549
- tasso variabile	12.664	12.629	1.139	11.490	12.892	12.884	12.848	677	12.171	12.570	(219)
- uso linee di credito revolving	41	41	-	41	41	30	30	2	28	26	11
Totale finanziamenti bancari	16.579	16.492	1.992	14.500	16.679	16.281	16.151	890	15.261	15.617	341
Leasing:											
- tasso fisso	2.852	2.852	256	2.596	2.852	2.630	2.630	251	2.379	2.630	222
- tasso variabile	53	53	12	41	53	42	42	10	32	42	11
Totale leasing	2.905	2.905	268	2.637	2.905	2.672	2.672	261	2.411	2.672	233
Altri finanziamenti non bancari⁽¹⁾:											
- tasso fisso	426	426	63	363	426	504	504	70	434	504	(78)
- tasso variabile	6	6	-	6	6	8	8	2	6	12	(2)
Totale altri finanziamenti non bancari	432	432	63	369	432	512	512	72	440	516	(80)
Totale finanziamenti a tasso fisso	55.027	54.392	7.215	47.177	52.751	55.815	55.026	1.510	53.516	50.872	(634)
Totale finanziamenti a tasso variabile	15.835	15.779	1.871	13.908	16.089	16.058	16.000	1.325	14.675	15.723	(221)
TOTALE	70.862	70.171	9.086	61.085	68.840	71.873	71.026	2.835	68.191	66.595	(855)

(1) Non include gli "Altri debiti finanziari non correnti" esposti nella voce "Altre passività finanziarie non correnti" dello Stato patrimoniale inclusi nell'indebitamento finanziario a lungo termine.

Nella tabella seguente è riportato l'indebitamento finanziario a lungo termine per valuta e tasso di interesse.

Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) per valuta e tasso di interesse

Milioni di euro	Saldo contabile	Valore nominale	Saldo contabile	Valore nominale	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso di interesse effettivo in vigore	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso di interesse effettivo in vigore
	al 31.12.2023		al 31.12.2022		al 31.12.2023		al 31.12.2022	
Euro	35.865	36.166	34.993	35.383	2,5%	2,8%	1,9%	2,1%
Dollaro statunitense	24.601	24.847	26.930	27.209	4,9%	5,2%	4,8%	5,1%
Sterlina inglese	4.612	4.720	4.470	4.610	4,6%	4,8%	4,6%	4,8%
Peso colombiano	1.884	1.888	1.310	1.310	13,5%	13,5%	10,3%	10,3%
Real brasiliano	2.229	2.255	1.899	1.926	10,5%	10,6%	10,0%	10,2%
Franco svizzero	382	382	359	360	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%
Peso cileno/UF	510	514	526	531	5,1%	5,2%	5,1%	5,2%
Sol peruviano	-	-	429	429			5,3%	5,3%
Altre valute	88	90	110	115				
Totale valute non euro	34.306	34.696	36.033	36.490				
TOTALE	70.171	70.862	71.026	71.873				

L'indebitamento finanziario a lungo termine espresso in divise diverse dall'euro ha subito un decremento di 1.727

milioni di euro, attribuibile principalmente alle movimentazioni del debito in dollari statunitensi.

Movimentazione del valore nozionale dei finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi)

Milioni di euro	Valore nominale	Rimborsi	Variaz. perimetro di consolid.	Nuove emissioni	Diff. di cambio	Valore nominale
	al 31.12.2022					al 31.12.2023
Obbligazioni	52.408	(2.798)	(293)	1.900	(271)	50.946
Finanziamenti	19.465	(3.208)	(482)	4.193	(52)	19.916
- di cui leasing	2.672	(406)	(36)	677	(2)	2.905
Totale indebitamento finanziario	71.873	(6.006)	(775)	6.093	(323)	70.862

Il valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine, pari a 70.862 milioni di euro al 31 dicembre 2023, registra un decremento di 1.011 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2022; tale diminuzione è stata determinata da rimborsi pari a 6.006 milioni di euro, da variazioni del perimetro di consolidamento per 775 milioni di euro e da variazioni positive dei cambi pari a 323 milioni di euro, solo parzialmente compensate da nuove emissioni pari a 6.093 milioni di euro.

I rimborsi effettuati nel corso del 2023 sono relativi a prestiti obbligazionari per un importo pari a 2.798 milioni di euro e a finanziamenti per un importo pari a 3.208 milioni di euro.

Nello specifico, tra i rimborsi di obbligazioni effettuati nel corso del 2023 si segnalano:

- 1.250 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 1.132 milioni di euro al 31 dicembre 2023), relativi a un prestito obbligazionario ibrido di Enel SpA oggetto di tender offer parziale nei primi mesi del 2023 e rimborsato

completamente nel mese di settembre 2023;

- 100 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso variabile emesso da Enel Finance International, scaduto a febbraio 2023;
- 290.130 milioni di pesos colombiani (equivalenti a 68 milioni di euro al 31 dicembre 2023) relativi a un prestito obbligazionario a tasso variabile emesso da Enel Colombia, scaduto a febbraio 2023;
- 280.000 milioni di pesos colombiani (equivalenti a 65 milioni di euro al 31 dicembre 2023) relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Colombia, scaduto a marzo 2023;
- 50 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso variabile emesso da Enel Finance International, scaduto a marzo 2023;
- 585 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance International, scaduto ad aprile 2023;
- 305 milioni di real brasiliani (equivalenti a 57 milioni di euro al 31 dicembre 2023) relativi a un prestito obbliga-

zionario a tasso variabile emesso da Enel Distribuição São Paulo, scaduto ad aprile 2023;

- 300 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance International, scaduto a settembre 2023;
- 698 milioni di real brasiliani (equivalenti a 130 milioni di euro al 31 dicembre 2023) relativi a un prestito obbligazionario amortizing a tasso variabile emesso da Enel Distribuição São Paulo, scaduto a settembre 2023.

Tra i principali rimborsi dei finanziamenti effettuati nell'esercizio si evidenziano:

- 200 milioni di euro relativi a linee di credito revolving a tasso variabile di Enel SpA;

- 367 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili da parte delle società italiane del Gruppo;
- 1.493 milioni di euro relativi a finanziamenti di Endesa, di cui 452 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili;
- un controvalore di 322 milioni di euro relativo a società sudamericane.

Le emissioni effettuate nel corso del 2023 sono relative a prestiti obbligazionari per un importo di 1.900 milioni di euro e a finanziamenti per 4.193 milioni di euro.

Di seguito le caratteristiche principali delle operazioni finanziarie effettuate nel corso del 2023 e convertite in euro al cambio del 29 dicembre 2023.

Emittente	Data di emissione	Importo in milioni di euro	Valuta di emissione	Tasso di interesse	Tipologia tasso	Scadenza
Obbligazioni						
Enel Finance International	20.02.2023	750	EUR	4,00%	Tasso fisso	20.02.2031
Enel Finance International	20.02.2023	750	EUR	4,50%	Tasso fisso	20.02.2043
Enel Distribuição Ceará	11.01.2023	177	BRL	CDI + 1,48%	Tasso variabile	11.01.2026
Enel Distribuição Ceará	11.05.2023	93	BRL	CDI + 1,65%	Tasso variabile	15.05.2024
Enel Distribuição Ceará	26.06.2023	121	BRL	CDI + 1,65%	Tasso variabile	28.06.2024
Totale obbligazioni		1.891				
Finanziamenti bancari						
Enel SpA	24.07.2023	200	EUR	Euribor 3M + 0,35%	Tasso variabile	03.05.2024
e-distribuzione	20.10.2023	500	EUR	Euribor 6M + 0,55%	Tasso variabile	20.10.2038
Enel X Way Italia	07.08.2023	70	EUR	Euribor 6M + 0,56%	Tasso variabile	09.08.2038
Enel Italia	15.06.2023	60	EUR	Euribor 6M + 0,56%	Tasso variabile	15.06.2038
Enel Finance America	04.04.2023	335	USD	SOFR 6M CPM + 1,22%	Tasso variabile	15.05.2034
Endesa	30.04.2023	50	EUR	0,26%	Tasso fisso	31.07.2028
Endesa	03.05.2023	425	EUR	4,18%	Tasso fisso	03.05.2028
Endesa	04.05.2023	75	EUR	3,98%	Tasso fisso	04.05.2028
Endesa	05.05.2023	125	EUR	4,63%	Tasso fisso	05.05.2028
Endesa	03.07.2023	300	EUR	Euribor 6M + 0,80%	Tasso variabile	28.06.2035
Endesa	21.12.2023	400	EUR	Euribor 6M + 0,72%	Tasso variabile	21.12.2028
Enel Chile	13.04.2023	68	USD	SOFR 1M + 1,33%	Tasso variabile	26.06.2024
Enel Chile	21.07.2023	72	USD	5,46%	Tasso fisso	21.07.2038
Enel Chile	20.12.2023	74	USD	5,62%	Tasso fisso	21.12.2038
Enel Distribuição São Paulo	20.04.2023	50	USD	4,38%	Tasso fisso	20.04.2038
Enel Colombia	12.04.2023	160	COP	IBR O/N 3M + 3,7%	Tasso variabile	12.04.2028
Enel Colombia	30.11.2023	283	COP	IBR O/N 3M + 3,1%	Tasso variabile	15.10.2031
Enel Colombia	21.12.2023	70	COP	IBR 3M + 3,85%	Tasso variabile	21.12.2027
Totale finanziamenti bancari		3.317				

La seguente tabella mostra gli effetti sul debito lordo a lungo termine a seguito delle coperture effettuate al fine di mitigare il rischio di tasso di cambio.

Milioni di euro	al 31.12.2023						al 31.12.2022					
	Struttura iniziale del debito			Impatto copertura del debito	Struttura del debito dopo la copertura		Struttura iniziale del debito			Impatto copertura del debito	Struttura del debito dopo la copertura	
	Saldo contabile	Valore nominale	%				Saldo contabile	Valore nominale	%			
Euro	35.865	36.166	51,0%	21.862	58.028	81,9%	34.993	35.383	49,2%	23.473	58.856	81,9%
Dollaro statunitense	24.601	24.847	35,1%	(17.850)	6.997	9,9%	26.930	27.209	37,9%	(19.759)	7.450	10,4%
Sterlina inglese	4.612	4.720	6,7%	(4.720)	-	-	4.470	4.610	6,4%	(4.610)	-	-
Peso colombiano	1.884	1.888	2,7%	-	1.888	2,7%	1.310	1.310	1,8%	-	1.310	1,8%
Real brasiliano	2.229	2.255	3,2%	1.047	3.302	4,7%	1.899	1.926	2,7%	1.205	3.131	4,4%
Franco svizzero	382	382	0,5%	(382)	-	-	359	360	0,5%	(360)	-	-
Peso cileno/UF	510	514	0,7%	-	514	0,7%	526	531	0,7%	-	531	0,7%
Sol peruviano	-	-	-	-	-	-	429	429	0,6%	-	429	0,6%
Altre valute	88	90	0,1%	43	133	0,2%	110	115	0,2%	51	166	0,2%
Totale valute non euro	34.306	34.696	49,0%	(21.862)	12.834	18,1%	36.033	36.490	50,8%	(23.473)	13.017	18,1%
TOTALE	70.171	70.862	100,0%	-	70.862	100,0%	71.026	71.873	100,0%	-	71.873	100,0%

L'ammontare dell'indebitamento a tasso variabile che non è oggetto di copertura del rischio di tasso di interesse rappresenta il principale elemento di rischio a causa del

potenziale impatto negativo sul Conto economico, in termini di maggiori oneri finanziari, nel caso di un eventuale aumento del livello dei tassi di interesse di mercato.

Milioni di euro	2023				2022			
	Valore nominale ante copertura	%	Valore nominale post-copertura	%	Valore nominale ante copertura	%	Valore nominale post-copertura	%
Tasso variabile	20.604	27,2%	17.241	22,8%	34.450	38,2%	31.353	34,7%
Tasso fisso	55.027	72,8%	58.389	77,2%	55.815	61,8%	58.912	65,3%
Totale	75.631		75.630		90.265		90.265	

Al 31 dicembre 2023 il 27,2% del valore nominale di finanziamenti a lungo e a breve termine è espresso a tassi variabili (38,2% al 31 dicembre 2022). Tenuto conto delle operazioni di copertura dal rischio tasso di interesse in hedge accounting, risultate efficaci in base a quanto previsto dagli IFRS-EU, l'esposizione al rischio tasso di interesse al 31 dicembre 2023 risulta pari al 22,8% del valore nominale di finanziamenti a lungo e a breve termine (34,7% al 31 dicembre 2022). Tali risultati sono in linea con i limiti stabiliti nelle policy di risk management.

Indebitamento finanziario a lungo termine - Principali covenant

I principali debiti finanziari a lungo termine del Gruppo contengono i covenant tipici della prassi internazionale. Tali indebitamenti sono rappresentati, in particolare, dalle emissioni obbligazionarie effettuate nell'ambito dei programmi di Global/Euro Medium Term Notes, dalle emissioni di stru-

menti obbligazionari non convertibili, subordinati ibridi (i.c.d. "Bond Ibridi") e dai finanziamenti concessi dalle banche e da altri istituti finanziari (tra cui la Banca Europea per gli Investimenti e Cassa Depositi e Prestiti SpA).

I principali covenant relativi alle emissioni obbligazionarie effettuate nell'ambito dei programmi di Global/Euro Medium Term Notes di Enel ed Enel Finance International NV (inclusi i.c.d. "green bonds" di Enel Finance International NV, garantiti da Enel SpA, utilizzati per finanziare i.c.d. "eligible green projects" del Gruppo) e quelli relativi ai prestiti obbligazionari emessi da Enel Finance International NV sul mercato americano, garantiti da Enel SpA, possono essere riassunti come segue:

- clausole di "negative pledge", in base alle quali l'emittente e il garante non possono creare o mantenere in essere ipoteche, pegni o altri vincoli, su tutti o parte dei propri beni o ricavi, a garanzia di determinati indebitamenti fi-

nanziari, a meno che gli stessi vincoli non siano estesi pariteticamente o pro quota ai prestiti obbligazionari in questione;

- clausole di “pari passu”, in base alle quali i titoli obbligazionari e le relative garanzie costituiscono diretto, incondizionato e non garantito obbligo dell'emittente e del garante, sono senza preferenza tra loro e sono almeno allo stesso livello di “seniority” degli altri prestiti, non subordinati e non garantiti, presenti e futuri, dell'emittente e del garante;
- clausole di “cross default”, in base alle quali, nel caso si verifichi un evento di inadempimento (superiore a specifiche soglie di rilevanza) su un determinato indebitamento finanziario dell'emittente o del garante e, in alcuni casi, delle società rilevanti, si verifica un inadempimento anche sui prestiti in questione che possono diventare immediatamente esigibili.

A partire dal 2019 Enel Finance International NV ha emesso sul mercato europeo (nell'ambito del programma di emissioni obbligazionarie Euro Medium Term Notes – EMTN) e sul mercato americano alcuni prestiti obbligazionari “sostenibili”, garantiti da Enel SpA, legati al raggiungimento di alcuni degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) delle Nazioni Unite che contengono gli stessi covenant degli altri prestiti obbligazionari della stessa tipologia.

Nel 2022 Enel Finance America LLC ha emesso sul mercato americano un prestito obbligazionario “sostenibile”, garantito da Enel SpA, della stessa tipologia.

I principali covenant relativi ai Bond Ibridi di Enel, inclusi i Bond Ibridi “perpetui” che prevedono l'obbligo di rimborso solo in caso di scioglimento o liquidazione della Società, possono essere riassunti come segue:

- clausole di subordinazione, in base alle quali ciascuno strumento obbligazionario ibrido è subordinato a tutte le altre emissioni obbligazionarie dell'emittente e ha un livello di “seniority” pari a quello degli altri strumenti finanziari ibridi emessi e superiore a quello degli strumenti di “equity”;
- divieto di fusione con un'altra società e divieto di vendita o locazione di tutti o di una parte sostanziale dei propri asset a un'altra società, a meno che quest'ultima non subentri in tutte le obbligazioni in essere dell'emittente.

I principali covenant previsti nei contratti di finanziamento di Enel SpA ed Enel Finance International NV e delle altre società del Gruppo, inclusi i “Sustainability-Linked Loan” facility agreement sottoscritti da Enel SpA, possono essere

riassunti come segue⁽⁵²⁾:

- clausole di “negative pledge”, in base alle quali il debitore e, in alcuni casi, il garante sono soggetti a limitazioni in merito alla creazione di diritti reali di garanzia o altri vincoli su tutti o parte dei rispettivi beni o attività, fatta eccezione per i vincoli espressamente ammessi;
- clausole sulle “disposals”, in base alle quali il debitore e, in alcuni casi, il garante non possono compiere atti di disposizione dei propri beni o attività, fatta eccezione per gli atti di disposizione espressamente ammessi;
- clausole di “pari passu”, in base alle quali gli impegni di pagamento del debitore hanno lo stesso livello di “seniority” degli altri suoi obblighi di pagamento non garantiti e non subordinati;
- clausole di “change of control” del debitore e, in alcuni casi, del garante, che potrebbero dare luogo alla rinegoziazione dei termini e delle condizioni dei finanziamenti o al rimborso anticipato obbligatorio dei prestiti concessi;
- clausole di “rating”, che prevedono il mantenimento del rating del debitore o del garante al di sopra di determinati livelli;
- clausole di “cross default”, in base alle quali, nel caso si verifichi un inadempimento (superiore a specifiche soglie di rilevanza) su un determinato indebitamento finanziario del debitore o, in alcuni casi, del garante, si verifica anche un inadempimento sui finanziamenti in questione che possono diventare immediatamente esigibili.

In alcuni casi, i covenant esaminati sono previsti anche a carico delle società rilevanti o delle società controllate dei soggetti obbligati. Tutti gli indebitamenti finanziari presi in considerazione prevedono gli “events of default” tipici della prassi internazionale, quali, per esempio, insolvenza, procedure concorsuali e cessazione dell'attività d'impresa.

Inoltre, si precisa che le garanzie rilasciate da Enel nell'interesse di e-distribuzione SpA, in relazione ad alcuni contratti di finanziamento stipulati tra la stessa e-distribuzione SpA e Cassa Depositi e Prestiti SpA, prevedono che, al termine di ogni periodo semestrale di misurazione, l'indebitamento finanziario netto consolidato di Enel non ecceda 4,5 volte l'EBITDA consolidato su base annua.

Si fa infine presente che l'indebitamento di Endesa SA, Enel Américas SA ed Enel Chile SA e delle altre società controllate spagnole e latinoamericane (in particolare Enel Generación Chile SA) contiene i covenant e gli “events of default” tipici della prassi internazionale.

(52) Si fa presente che il finanziamento sustainability-linked sottoscritto il 30 settembre 2022 da Enel Finance America LLC in qualità di prestatore e da Enel SpA (in qualità di garante) con EKF Denmark's Export Credit Agency e Citi prevede alcuni impegni aggiuntivi, quali:

- una clausola di “danno reputazionale”, in base alla quale la banca finanziatrice può richiedere la cancellazione dell'impegno finanziario da essa assunto e il pagamento anticipato delle somme erogate, qualora si verifichi un danno accertato alla reputazione propria o di altri soggetti in conseguenza di sostanziali violazioni di talune normative;
- l'impegno, anche del garante, ad assicurare il rispetto di determinate normative e standard ambientali e sociali.

48.3.2 Finanziamenti a breve termine – Euro 4.769 milioni

Al 31 dicembre 2023 i finanziamenti a breve termine ammontano complessivamente a 4.769 milioni di euro, regi-

strando un decremento di 13.623 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2022, e sono dettagliati nella tabella che segue:

Milioni di euro	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022
Debiti verso banche a breve termine	393	1.320	(927)
Commercial paper	2.499	13.838	(11.339)
Cash collateral e altri finanziamenti su derivati	1.383	1.513	(130)
Altri finanziamenti a breve termine ⁽¹⁾	494	1.721	(1.227)
Totale finanziamenti a breve termine	4.769	18.392	(13.623)

(1) Non include debiti finanziari correnti ricompresi nelle "Altre passività finanziarie correnti" inclusi nell'indebitamento finanziario a breve termine.

I debiti rappresentati da commercial paper, pari a 2.499 milioni di euro, si riferiscono alle emissioni in capo a Enel Finance International ed Enel Finance America.

Tra i programmi di commercial paper si segnalano:

- 8.000 milioni di euro di Enel Finance International;
- 5.000 milioni di euro di Endesa;
- 5.000 milioni di dollari statunitensi, equivalenti a 4.526 milioni di euro al 31 dicembre 2023, di Enel Finance America.

Al 31 dicembre 2023 l'intero ammontare delle commercial paper, pari a 2.499 milioni di euro, è legato a obiettivi di sostenibilità.

La finanza sustainability-linked secondo Enel

Le nuove emissioni obbligazionarie sustainability-linked, unitamente a tutte le operazioni di finanza sostenibile strutturate dell'ultimo anno, hanno consentito di raggiungere a fine 2023 un rapporto tra fonti di finanziamento sostenibili e debito lordo complessivo del Gruppo pari al 64%, con l'obiettivo di raggiungere circa il 70% nel 2026.

Di seguito si riportano i KPI e i target inclusi nell'ultimo aggiornamento del "Sustainability-Linked Financing Framework" di Enel, pubblicato a gennaio 2024.

KPI	Valore consuntivato	Sustainability Performance Targets (SPT)					
	2023	2023	2024	2025	2026	2030	2040
Intensità delle emissioni di GHG Scope 1 relative alla produzione di energia elettrica (gCO _{2eq} /kWh)	160	148	140	130	125	72	0
Intensità delle emissioni di GHG Scope 1 e 3 relative all'Integrated Power (gCO _{2eq} /kWh)	168			135	135	73	0
Emissioni assolute di GHG Scope 3 relative al Gas Retail (MtCO _{2eq})	16,8			20,9	20,0	11,4	0
Percentuale di capacità installata rinnovabile (%)	68,2	65	69	73	74	80	100
Percentuale di Capex allineata alla tassonomia dell'UE (%)	84,8			>80% (2023-2025) ⁽⁵³⁾	>80% (2024-2026) ⁽⁵⁴⁾		

L'andamento degli indicatori riportati in tabella è periodicamente riscontrato da un verificatore esterno.

La guerra in Ucraina e le conseguenti restrizioni alle importazioni di gas dalla Russia nell'UE, che hanno causato una diminuzione della disponibilità di gas accompagnata da un'impennata dei prezzi all'ingrosso dell'elettricità e del gas con gravi effetti per le famiglie e le imprese, hanno indotto i Governi dell'UE ad attuare una serie di risposte politiche per mitigare l'impatto dell'aumento dei costi e

garantire la stabilità del sistema energetico.

Nonostante tali misure regolatorie, il Gruppo è riuscito a ridurre le emissioni dirette e indirette di gas serra lungo l'intera catena del valore del 26,3% complessivamente, rispetto all'anno precedente. Inoltre, il Gruppo ha anche ridotto l'intensità delle emissioni GHG di Scope 1 relative alla produzione di energia elettrica di oltre il 30,6%, passando da 229 gCO_{2eq}/kWh nel 2022 a 160 gCO_{2eq}/kWh nel 2023. Tale riduzione è il risultato di un aumento del 12,9%

(53) SPT con periodo di osservazione cumulato 2023-2025.

(54) SPT con periodo di osservazione cumulato 2024-2026.

della produzione consolidata da fonti rinnovabili e di una riduzione del 37,5% della produzione consolidata da fonte termoelettrica, rispetto al 2022, come conseguenza della strategia del Gruppo di spostare il proprio portafoglio di mix energetico verso le fonti rinnovabili e di avanzare nel processo di decarbonizzazione.

Si segnala, però, che a causa della crisi senza precedenti che il sistema energetico europeo ha affrontato nel 2022 e nel 2023, la riduzione delle emissioni del Gruppo effettuata nel 2023 non è stata sufficiente a raggiungere il target di intensità delle emissioni GHG di Scope 1 relative alla gene-

razione di energia elettrica fissato per il 2023 e annunciato in occasione del Capital Markets Day tenutosi a novembre 2020 per il lancio del Piano Strategico 2021-2023. A causa della crisi energetica, l'intensità si è attestata su un valore leggermente superiore al target di 148 gCO_{2eq}/kWh. In assenza del suddetto effetto, Enel sarebbe stata in grado di raggiungere un livello di intensità di emissioni ben al di sotto del target di 148 gCO_{2eq}/kWh.

Di conseguenza, gli strumenti sustainability-linked del Gruppo che fissano il target Scope 1 di intensità di generazione di energia elettrica a 148 gCO_{2eq}/kWh per il 2023 saranno soggetti a un aumento del relativo margine.

48.4 Derivati passivi

Per maggiori dettagli sui derivati passivi si prega di far riferimento alla nota 51 "Derivati ed hedge accounting".

48.5 Utili/(Perdite) netti

La tabella seguente presenta gli utili e le perdite nette divisi per categoria di strumento finanziario, a esclusione dei derivati.

Milioni di euro	2023		2022	
	Utili/(Perdite) netti	di cui: (Impairment)/Ripristini di impairment	Utili/(Perdite) netti	di cui: (Impairment)/Ripristini di impairment
Attività finanziarie al costo ammortizzato	(1.112)	(1.320)	(1.242)	(1.305)
Attività finanziarie al FVOCI				
Partecipazioni al FVOCI	-	-	-	-
Altre attività finanziarie al FVOCI	15	-	(4)	-
Totale attività finanziarie al FVOCI	15	-	(4)	-
Attività finanziarie al FVTPL				
Attività finanziarie al FVTPL	6	-	9	-
Attività designate alla rilevazione iniziale (fair value option)	-	-	-	-
Totale attività finanziarie al FVTPL	6	-	9	-
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	(2.759)	-	(2.357)	-
Passività finanziarie al FVTPL				
Passività finanziarie detenute per la negoziazione	-	-	-	-
Passività designate alla rilevazione iniziale (fair value option)	-	-	-	-
Totale passività finanziarie al FVTPL	-	-	-	-

Per maggiori dettagli sugli utili/(perdite) netti sui derivati, si prega di far riferimento alla nota 14 "Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati".

49. Risk management

Governance e obiettivi di gestione dei rischi finanziari

Il Gruppo Enel, nello svolgimento della propria attività industriale, è esposto a rischi di natura finanziaria quali il rischio di tasso di interesse, di commodity, di tasso di cambio, credito e controparte e di liquidità.

Come riportato nel capitolo "Risk management" della Relazione sulla gestione, la governance adottata dal Gruppo per i rischi finanziari prevede la presenza di comitati di rischio, l'impiego di policy dedicate, metriche di misurazione e limiti operativi. L'obiettivo primario di Enel è quello di mitigare opportunamente i rischi finanziari, affinché questi non comportino variazioni inattese dei risultati economici. Nei paragrafi successivi verranno dettagliati i rischi di natura finanziaria sopra menzionati.

Le fonti dell'esposizione a tali rischi non hanno subito variazioni rispetto al precedente esercizio.

Rischio di tasso di interesse

Il rischio di tasso di interesse deriva principalmente dall'impiego di strumenti finanziari e si manifesta principalmente come variazione inattesa degli oneri relativi alle passività finanziarie, se indicizzati a tasso variabile e/o soggetti all'incertezza delle condizioni economiche nella negoziazione dei nuovi strumenti di debito, nonché come variazione inattesa del valore di strumenti finanziari valutati al fair value (quali il debito a tasso fisso).

Le principali passività finanziarie detenute dal Gruppo comprendono prestiti obbligazionari, finanziamenti bancari, debiti verso altri finanziatori, commercial paper, de-

rivati, depositi in denaro ricevuti a garanzia di contratti commerciali o derivati (garanzie passive, cash collaterale).

Il Gruppo gestisce il rischio di tasso di interesse principalmente attraverso la definizione di una struttura finanziaria ottimale con il duplice obiettivo di stabilizzazione degli oneri e di contenimento del costo della provvista.

Tale obiettivo viene raggiunto sia attraverso la diversificazione del portafoglio di passività finanziarie, per tipologia contrattuale, durata e condizioni, sia modificando il profilo di rischio di specifiche esposizioni attraverso la stipula di contratti finanziari derivati OTC, principalmente interest rate swap e interest rate option. La scadenza del contratto derivato non eccede la scadenza della passività finanziaria sottostante cosicché ogni variazione del fair value e/o dei flussi di cassa attesi dell'uno bilancia la corrispondente variazione del fair value e/o dei flussi di cassa attesi dell'altra. In alcuni casi residuali possono essere adottate tecniche di proxy hedging, qualora gli strumenti di copertura relativi ai fattori di rischio nativi non siano disponibili sul mercato o non siano sufficientemente liquidi.

Attraverso i contratti di interest rate swap, Enel concorda con la controparte di scambiare periodicamente i flussi di cassa relativi agli interessi a tasso variabile con quelli relativi agli interessi a tasso fisso, entrambi calcolati sul medesimo capitale nozionale di riferimento.

Nella tabella seguente viene fornito, alla data del 31 dicembre 2023 e del 31 dicembre 2022 il nozionale dei contratti derivati su tasso di interesse suddiviso per tipologia contrattuale.

Millioni di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Da variabile a fisso interest rate swap	5.996	5.836
Da fisso a variabile interest rate swap	1.386	1.401
Da variabile a variabile interest rate swap	644	618
Totale	8.026	7.855

Per maggiori dettagli sui derivati su tasso di interesse si prega di far riferimento alla nota 51 "Derivati ed hedge accounting".

Analisi di sensitività del tasso di interesse

Enel effettua l'analisi di sensitività attraverso la stima degli effetti sul valore delle poste di bilancio relative al portafoglio in strumenti finanziari derivanti da variazioni nel livello dei tassi di interesse.

In particolare, l'analisi di sensitività misura il potenziale impatto sul Conto economico e sul patrimonio netto di diversi scenari di mercato che determinerebbero la variazione

del fair value degli strumenti finanziari derivati e la variazione degli oneri finanziari relativi alla quota di indebitamento lordo non coperto.

Tali scenari di mercato sono ottenuti mediante la traslazione parallela, in aumento e in diminuzione, della curva dei tassi di interesse di riferimento alla data di bilancio.

Non sono state introdotte modifiche né dei metodi né delle assunzioni utilizzate nell'analisi di sensitività rispetto al periodo precedente.

Mantenendo costanti tutte le altre variabili, il risultato prima delle imposte è impattato dalle variazioni nel livello dei tassi di interesse come segue.

Milioni di euro	2023				
	Punti base	Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)		Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)	
		Incremento	Decremento	Incremento	Decremento
Variazione degli oneri finanziari sul debito lordo di lungo termine a tasso variabile dopo le coperture	25	31	(31)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura	25	32	(32)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura					
Cash flow hedge	25	-	-	26	(26)
Fair value hedge	25	-	-	(6)	6

Al 31 dicembre 2023 il 22,3% (22,3% al 31 dicembre 2022) del valore nozionale dell'indebitamento finanziario lordo a lungo termine è espresso a tassi variabili. Tenuto conto di efficaci relazioni di copertura dei flussi finanziari connessi al rischio di tasso di interesse (in base a quanto previsto dagli IFRS-EU), il valore nozionale dell'indebitamento finanziario lordo a lungo termine, al 31 dicembre 2023, risulta essere coperto per l'82,4% rispetto all'esposizione (coperto per l'82,0% al 31 dicembre 2022).

Rischio di tasso di cambio

Il rischio di tasso di cambio si manifesta principalmente come variazioni inattese delle poste di bilancio derivanti da transazioni denominate in una valuta diversa dalla valuta di conto. Il Bilancio consolidato del Gruppo è inoltre soggetto al rischio traslativo come conseguenza della conversione dei bilanci delle controllate estere, denominati in valuta locale, in euro quale valuta di conto del Gruppo.

L'esposizione del Gruppo al rischio di tasso di cambio è legata in particolare alle operazioni di compravendita di combustibili ed energia, agli investimenti (flussi di cassa per costi capitalizzati), ai dividendi e alla compravendita di partecipazioni, ai rapporti commerciali e alle attività e passività finanziarie.

Le policy di Gruppo relative alla gestione del rischio di cambio prevedono la mitigazione degli effetti sul risultato economico delle variazioni del livello dei tassi di cambio, con l'esclusione degli effetti traslativi connessi al consolidamento contabile.

Al fine di minimizzare l'esposizione al rischio di tasso di cambio, Enel adotta strategie di diversificazione geografica delle fonti di ricavo e di costo, nonché formule di indicizzazione nei contratti commerciali, e stipula diverse ti-

pologie di contratti derivati, tipicamente sul mercato Over the Counter (OTC).

I contratti derivati presenti nel portafoglio di strumenti finanziari del Gruppo sono cross currency interest rate swap, currency forward e currency swap. La scadenza di tali contratti non eccede la scadenza dello strumento sottostante cosicché ogni variazione del fair value e/o dei flussi di cassa attesi degli uni bilancia le corrispondenti variazioni del fair value e/o dei flussi di cassa attesi degli altri.

I cross currency interest rate swap consentono di trasformare una passività finanziaria a lungo termine, denominata in una divisa diversa da quella di conto, in un'equivalente passività finanziaria denominata nella divisa di conto.

I currency forward sono contratti con i quali le controparti concordano lo scambio bidirezionale di capitali denominati in divise diverse, a una determinata data futura e a un certo tasso di cambio (c.d. "strike"). Tali contratti possono prevedere la consegna effettiva del capitale scambiato (deliverable forward) o la corresponsione del differenziale generato dalla disuguaglianza tra il tasso di cambio strike e il livello del cambio prevalente sul mercato alla data di scadenza (non-deliverable forward). In quest'ultimo caso, il tasso di cambio strike e/o il tasso di cambio spot possono essere determinati come medie dei tassi osservati in un determinato periodo.

I currency swap sono contratti con i quali le controparti concordano due operazioni di segno opposto a differenti date future (tipicamente una a pronti e una a termine) che prevedono lo scambio di capitali denominati in divise diverse.

Nella seguente tabella viene fornito, alla data del 31 dicembre 2023 e del 31 dicembre 2022, il nozionale delle operazioni in essere suddivise per tipologia di posta coperta.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Cross currency interest rate swap (CCIRS) a copertura indebitamento in valuta	25.890	28.444
Contratti currency forward a copertura del rischio cambio commodity	6.496	8.392
Contratti currency forward/CCIRS a copertura di flussi futuri in valuta diversa dall'euro	3.134	5.333
Altri contratti forward	602	1.497
Totale	36.122	43.666

In particolare, si evidenziano:

- contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 25.890 milioni di euro volti alla copertura del rischio cambio collegato all'indebitamento contratto in valuta (28.444 milioni di euro al 31 dicembre 2022);
- contratti currency forward e cross currency swap con un ammontare nozionale complessivo di 9.630 milioni di euro utilizzati per coprire il rischio cambio connesso alle attività di acquisto di gas naturale e combustibili, e ai flussi attesi in valute diverse dall'euro (13.725 milioni di euro al 31 dicembre 2022);

Nella voce "Altri contratti forward" sono ricomprese le operazioni in derivati OTC posti in essere al fine di mitigare il rischio di cambio relativo ai flussi attesi in valute diverse dalla moneta di conto. Questi contratti riguardano principalmente l'acquisizione di beni d'investimento nel settore delle energie rinnovabili, compresi i progetti relativi ai sistemi di accumulo di energia (Battery Energy Storage System), nonché quelli delle infrastrutture e reti, come per esempio i contatori digitali di ultima generazione. Inoltre, vengono considerati anche i costi operativi legati alla fornitura di servizi cloud e i ricavi derivanti dalla vendita di energia rinnovabile.

Al 31 dicembre 2023 si rileva che il 49% (51% al 31 dicembre 2022) dell'indebitamento a lungo termine di Gruppo è espresso in divise diverse dall'euro.

Tenuto conto delle operazioni di copertura dal rischio di tasso di cambio, la percentuale di indebitamento non coperta da tale rischio si attesta al 18% al 31 dicembre 2023 (18% al 31 dicembre 2022).

Analisi di sensitività del rischio di tasso di cambio

Enel effettua l'analisi di sensitività attraverso la stima degli effetti sul valore delle poste di bilancio relative al portafoglio in strumenti finanziari derivanti da variazioni nel livello dei tassi di cambio.

In particolare, l'analisi di sensitività misura il potenziale impatto sul Conto economico e sul patrimonio netto di diversi scenari di mercato che determinerebbero la variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati e la variazione degli oneri finanziari relativi alla quota di indebitamento lordo di medio-lungo termine non coperto. Tali scenari sono ottenuti mediante l'apprezzamento e il deprezzamento del tasso di cambio dell'euro verso tutte le altre divise rispetto al valore rilevato alla data di bilancio.

Non sono state introdotte modifiche né dei metodi né delle assunzioni utilizzate nell'analisi di sensitività rispetto al periodo precedente.

Mantenendo costanti tutte le altre variabili, il risultato prima delle imposte è impattato dalle variazioni nel livello dei tassi di cambio come segue.

Milioni di euro	2023				
	Tasso di cambio	Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)		Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)	
		EUR Appr.	EUR Depr.	EUR Appr.	EUR Depr.
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura	10%	494	(603)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura					
Cash flow hedge	10%	-	-	(2.883)	3.522
Fair value hedge	10%	(44)	53	-	-

Rischio di prezzo delle commodity

Il rischio di oscillazione dei prezzi delle commodity energetiche, quali energia elettrica, gas, petrolio, CO₂ ecc. e delle materie prime, quali minerali e metalli, è generato dalla volatilità dei prezzi e dalle correlazioni strutturali tra essi esistenti, che rendono incerto il margine derivante dalle operazioni di compravendita di energia, combustibili e materiali a prezzo variabile (per esempio contratti bilaterali indicizzati, operazioni sul mercato spot ecc.).

Le esposizioni derivanti dai contratti indicizzati sono determinate attraverso la scomposizione delle formule contrattuali nei fattori di rischio sottostanti.

Per contenere gli effetti delle oscillazioni e stabilizzare il margine in conformità con le policy e i limiti operativi definiti dalla governance di Gruppo, garantendo un adeguato margine di flessibilità per cogliere eventuali opportunità

nel breve termine, Enel elabora e pianifica sia strategie che intervengono nelle varie fasi del processo industriale legato alla produzione e vendita di energia e di gas (quali l'approvvigionamento anticipato e gli accordi commerciali a lungo termine), sia piani e tecniche di mitigazione del rischio tramite l'utilizzo di contratti derivati (hedging).

In relazione all'energia venduta, il Gruppo ricorre prevalentemente alla stipula di contratti a prezzo fisso, attraverso accordi bilaterali fisici (per esempio Power Purchase Agreement (PPA) ecc.) e contratti finanziari (per esempio contratti per differenza, Virtual Power Purchase Agreement (VPPA) ecc.) nei quali le differenze sono regolate a favore della controparte, nel caso il prezzo di mercato dell'energia superi il prezzo strike, e a favore di Enel, nel caso contrario. La tabella di seguito riportata mostra le principali caratteristiche dei contratti PPA e VPPA al 31 dicembre 2023.

al 31.12.2023

Paese	Tipologia di contratto	Sell/Buy	Termini contrattuali di prezzo	Volume di energia contrattata (GWh)	Durata (anni)	Trattamento contabile
Italia	PPA	Buy	prezzo fisso	17,3	1	FVTPL
Italia	PPA	Buy	prezzo fisso	35,8	1	FVTPL
Italia	PPA	Buy	prezzo variabile	1.501,5	1	FVTPL
Italia	PPA	Buy	prezzo variabile	28,7	2	FVTPL
Italia	PPA	Buy	prezzo fisso	395,9	10	Own Use Exemption
Italia	VPPA	Sell	prezzo fisso	1.801,2	4	CFH
Italia	VPPA	Sell	prezzo fisso	800,0	4	CFH
Iberia	VPPA	Buy	prezzo fisso	30,0	9	FVTPL
Iberia	VPPA	Buy	prezzo fisso	22.650,0	15	CFH
Iberia	VPPA	Sell	prezzo fisso	14.010,0	18	CFH
Germania	VPPA	Buy	prezzo variabile	44,7	2	FVTPL
Stati Uniti	VPPA	Sell	prezzo fisso	49,9	8-20	CFH
Stati Uniti	VPPA	Sell	prezzo fisso	15,5	8-15	FVTPL
Stati Uniti	VPPA	Sell	prezzo fisso	2,3	12-20	Own Use Exemption
Stati Uniti	VPPA	Sell	prezzo variabile	3,4	12	CFH
Stati Uniti	PPA	Sell	prezzo fisso	6,0	12	CFH
Stati Uniti	PPA	Sell	prezzo fisso	6,0	12	FVTPL
Stati Uniti	PPA	Sell	prezzo fisso	194,4	10-30	Own Use Exemption
Stati Uniti	PPA	Sell	prezzo variabile	12,2	12-30	Own Use Exemption
Sudafrica	PPA	Sell	prezzo variabile	1,2	20	FVTPL
Brasile	PPA	Sell	prezzo fisso	115.542,6	1-20	Own Use Exemption
Brasile	PPA	Buy	prezzo fisso	37474,9	1-16	Own Use Exemption
Cile	PPA	Sell	prezzo fisso	249.377,4	1-15	Own Use Exemption
Cile	PPA	Sell	prezzo variabile	258,0	1-3	Own Use Exemption
Cile	VPPA	Sell	prezzo fisso	27828,2	4 -10	Own Use Exemption
Cile	VPPA	Buy	prezzo fisso	50.101,9	5-15	Own Use Exemption
Cile	PPA	Buy	prezzo fisso	98.412,7	1-20	Own Use Exemption
Colombia	VPPA	Sell	prezzo fisso	91.509,4	1-16	Own Use Exemption
Colombia	VPPA	Sell	prezzo variabile	4.546,3	1-10	Own Use Exemption
Colombia	VPPA	Buy	prezzo fisso	56.763,5	1-19	Own Use Exemption
Guatemala	VPPA	Sell	prezzo fisso	3.336,0	1-15	Own Use Exemption
Guatemala	VPPA	Sell	prezzo variabile	20,0	1-2	Own Use Exemption
Panama	VPPA	Sell	prezzo fisso	23.858,0	3-15	Own Use Exemption
Panama	VPPA	Sell	prezzo variabile	4.253,0	5-25	Own Use Exemption
Panama	VPPA	Buy	prezzo fisso	263,0	7-10	Own Use Exemption
Panama	VPPA	Buy	prezzo variabile	1.455,0	1-2	Own Use Exemption
Perù	PPA	Buy	prezzo fisso	547,1	1-8	Own Use Exemption
Perù	PPA	Sell	prezzo fisso	75.938,8	1-12	Own Use Exemption
Perù	PPA	Sell	prezzo variabile	115,0	2-5	Own Use Exemption

L'esposizione residua, derivante dalle vendite di energia sul mercato spot, non coperte dai suddetti contratti, è aggregata per fattori di rischio omogenei che possono essere gestiti attraverso operazioni di copertura sul mercato. Per i portafogli industriali sono adottate tecniche di proxy hedging qualora gli strumenti di copertura relativi ai particolari fattori di rischio che generano l'esposizione non siano disponibili sul mercato o non siano sufficientemente liquidi. Inoltre, Enel applica tecniche di portfolio hedging per valutare opportunità di netting fra esposizioni infragruppo.

Gli strumenti di copertura utilizzati dal Gruppo sono prevalentemente contratti derivati plain vanilla (in particolare, forward, swap, opzioni su commodity, future e contratti per differenza). Alcuni di questi prodotti possono essere indicizzati a sottostanti diversi (carbone, gas, petrolio, CO₂, diverse geografie ecc.) e le formule possono essere studiate e adatta-

te 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 CO₂ ed energia elettrica) attraverso strumenti finanziari derivati e contratti fisici scambiati su mercati regolamentati e Over the Counter (OTC), ottimizzando il profitto grazie a operazioni effettuate sulla base delle aspettative di evoluzione dei mercati, sempre rispettando i limiti prefissati dalle analisi di rischiosità del portafoglio.

La seguente tabella espone il valore nozionale delle transazioni outstanding al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022, suddiviso per tipologia di strumento.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Contratti forward e future	44.307	114.128
Swap	7.694	11.271
Opzioni	1.407	504
Totale	53.408	125.903

Per maggiori dettagli si prega di far riferimento alla nota 51 "Derivati ed hedge accounting".

Analisi di sensitività del rischio di prezzo delle commodity

La seguente tabella presenta l'analisi di sensitività a cambiamenti ragionevolmente possibili nei prezzi delle commodity sottostanti il modello di valutazione considerati nello scenario alla stessa data, mantenendo tutte le altre variabili costanti.

L'impatto sul risultato prima delle imposte, in caso di un

incremento del 15% e di un decremento del 15% dei prezzi delle commodity principali che compongono gli scenari dei combustibili e il paniere delle formule utilizzate nei contratti, è dovuto principalmente alla variazione del prezzo dell'energia, del gas e dei prodotti petroliferi e, in minor misura, della CO₂. 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 CO₂. L'esposizione del Gruppo a variazioni dei prezzi delle altre commodity non è materiale.

Milioni di euro	Prezzo commodity	2023			
		Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)		Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)	
		Incremento	Decremento	Incremento	Decremento
Variazioni nel fair value dei derivati su commodity di trading	15%	(39)	40	-	-
Variazioni nel fair value dei derivati su commodity designati come strumenti di copertura	15%	(19)	25	(442)	437

Credito e Controparte

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

Pertanto, l'esposizione al rischio di credito e controparte è riconducibile alle seguenti tipologie di operatività:

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

Allo scopo di perseguire la minimizzazione del rischio di credito e controparte, la gestione e il controllo delle esposizioni creditizie vengono effettuati a livello di Regione, Paese e Linea di Business Globale da unità organizzative diverse, assicurando in tal modo la necessaria segregazione tra attività di gestione e di controllo del rischio. Il mo-

ditoraggio dell'esposizione consolidata viene assicurato dalla Holding.

Inoltre, a livello di Gruppo è prevista, in tutte le principali Regioni, Paesi e Linee di Business Globali e a livello consolidato, l'applicazione di criteri omogenei per la misurazione, il monitoraggio e il controllo delle esposizioni creditizie commerciali, al fine di identificare tempestivamente i fenomeni degenerativi della qualità dei crediti in essere e delle eventuali azioni di mitigazione da implementare.

La politica di gestione del rischio di credito e controparte derivante da attività commerciali prevede la valutazione preliminare del merito creditizio delle controparti e l'adozione di strumenti di mitigazione quali l'acquisizione di garanzie reali o personali.

Inoltre, il Gruppo pone in essere operazioni di cessione dei crediti senza rivalsa (pro soluto), che danno luogo all'integrale eliminazione dal bilancio delle corrispondenti attività oggetto di cessione, essendo stati ritenuti trasferiti i rischi e i benefici a esse connessi.

Con riferimento all'operatività finanziaria e su commodity, la mitigazione del rischio è perseguita attraverso un sistema di valutazione delle controparti omogeneo a livello di Gruppo, implementato anche a livello di Regione/Paese/Linea di Business Globale, nonché l'adozione di specifici framework contrattuali standardizzati che prevedono clausole di mitigazione del rischio (es: netting) ed eventualmente lo scambio di cash collateral.

Nonostante peggioramenti delle curve di incasso su alcuni segmenti di clientela di cui si è tenuto conto nella valutazione dell'impairment dei crediti commerciali, il portafoglio di Gruppo ha dimostrato – fino a oggi – resilienza al contesto macroeconomico e allo scenario prezzi attuale. Tutto ciò grazie a un rafforzamento dei canali di incasso digitali e a una solida diversificazione della customer base.

Crediti finanziari

Milioni di euro

	al 31.12.2023				
Staging	Base per la rilevazione del fondo perdite attese	Loss rate medio (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore netto
Performing	12 m ECL	4,0%	6.664	264	6.400
Underperforming	Lifetime ECL	2,8%	321	9	312
Non-performing	Lifetime ECL	6,4%	594	38	556
Totale			7.579	311	7.268

Attività derivanti dai contratti con i clienti, crediti commerciali e altri crediti: valutazione individuale

Milioni di euro

	al 31.12.2023			
	Loss rate medio (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore netto
Attività da contratti con i clienti	-	83	-	83
Crediti commerciali				
Crediti commerciali non scaduti	0,5%	6.225	32	6.193
Crediti commerciali scaduti:				
- 1-30 giorni	2,0%	350	7	343
- 31-60 giorni	1,9%	103	2	101
- 61-90 giorni	5,3%	38	2	36
- 91-120 giorni	12,2%	41	5	36
- 121-150 giorni	13,2%	53	7	46
- 151-180 giorni	8,2%	49	4	45
- più di 180 giorni (credit impaired)	83,9%	1.474	1.236	238
Totale crediti commerciali		8.333	1.295	7.038
Altri crediti				
Altri crediti non scaduti	0,4%	1.690	7	1.683
Altri crediti scaduti:				
- 1-30 giorni	-	25	-	25
- 31-60 giorni	-	-	-	-
- 61-90 giorni	-	-	-	-
- 91-120 giorni	-	-	-	-
- 121-150 giorni	-	2	-	2
- 151-180 giorni	-	-	-	-
- più di 180 giorni (credit impaired)	2,7%	75	2	73
Totale altri crediti		1.792	9	1.783
TOTALE		10.208	1.304	8.904

Milioni di euro

	al 31.12.2022			
	Loss rate medio (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore netto
Attività da contratti con i clienti	-	79	-	79
Crediti commerciali				
Crediti commerciali non scaduti	0,7%	5.560	41	5.519
Crediti commerciali scaduti:				
- 1-30 giorni	1,0%	477	5	472
- 31-60 giorni	1,3%	75	1	74
- 61-90 giorni	2,8%	36	1	35
- 91-120 giorni	7,1%	28	2	26
- 121-150 giorni	12,5%	24	3	21
- 151-180 giorni	5,9%	51	3	48
- più di 180 giorni (credit impaired)	80,8%	1.629	1.317	312
Totale crediti commerciali		7.880	1.373	6.507
Altri crediti				
Altri crediti non scaduti	2,2%	1.401	31	1.370
Altri crediti scaduti:				
- 1-30 giorni	-	35	-	35
- 31-60 giorni	-	219	-	219
- 61-90 giorni	-	-	-	-
- 91-120 giorni	-	-	-	-
- 121-150 giorni	-	-	-	-
- 151-180 giorni	-	2	-	2
- più di 180 giorni (credit impaired)	16,3%	147	24	123
Totale altri crediti		1.804	55	1.749
TOTALE		9.763	1.428	8.335

Attività derivanti dai contratti con i clienti, crediti commerciali e altri crediti: valutazione collettiva

Milioni di euro

	al 31.12.2023			
	Loss rate medio (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore netto
Attività da contratti con i clienti	1,3%	150	2	148
Crediti commerciali				
Crediti commerciali non scaduti	2,9%	8.322	239	8.083
Crediti commerciali scaduti:				
- 1-30 giorni	2,6%	802	21	781
- 31-60 giorni	44,3%	70	31	39
- 61-90 giorni	19,5%	210	41	169
- 91-120 giorni	25,8%	132	34	98
- 121-150 giorni	50,8%	132	67	65
- 151-180 giorni	52,9%	119	63	56
- più di 180 giorni (credit impaired)	57,9%	3.428	1.984	1.444
Totale crediti commerciali		13.215	2.480	10.735
Altri crediti				
Altri crediti non scaduti	-	604	-	604
Altri crediti scaduti:				
- 1-30 giorni	66,7%	3	2	1
- 31-60 giorni	-	-	-	-
- 61-90 giorni	-	-	-	-
- 91-120 giorni	-	-	-	-
- 121-150 giorni	-	-	-	-
- 151-180 giorni	-	2	-	2
- più di 180 giorni (credit impaired)	50,0%	2	1	1
Totale altri crediti		611	3	608
TOTALE		13.976	2.485	11.491

Milioni di euro

	al 31.12.2022			
	Loss rate medio (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore netto
Attività da contratti con i clienti	4,3%	46	2	44
Crediti commerciali				
Crediti commerciali non scaduti	2,4%	7.698	187	7.511
Crediti commerciali scaduti:				
- 1-30 giorni	2,6%	535	14	521
- 31-60 giorni	42,3%	123	52	71
- 61-90 giorni	24,0%	275	66	209
- 91-120 giorni	29,0%	186	54	132
- 121-150 giorni	35,6%	146	52	94
- 151-180 giorni	45,0%	129	58	71
- più di 180 giorni (credit impaired)	56,4%	3.416	1.927	1.489
Totale crediti commerciali		12.508	2.410	10.098
Altri crediti				
Altri crediti non scaduti	-	251	-	251
Altri crediti scaduti:				
- 1-30 giorni	50,0%	2	1	1
- 31-60 giorni	-	-	-	-
- 61-90 giorni	-	-	-	-
- 91-120 giorni	-	-	-	-
- 121-150 giorni	-	-	-	-
- 151-180 giorni	-	-	-	-
- più di 180 giorni (credit impaired)	-	-	-	-
Totale altri crediti		253	1	252
TOTALE		12.807	2.413	10.394

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità si manifesta come incertezza sulla capacità del Gruppo di adempiere alle proprie obbligazioni, associate a passività finanziarie che sono regolate tramite la cassa o altre attività finanziarie.

Enel gestisce il rischio di liquidità attuando opportune misure tese a garantire un adeguato livello di risorse finanziarie liquide, minimizzandone il relativo costo opportunità e mantenendo una struttura del debito equilibrata in termini di scadenze e fonti di finanziamento.

Nel breve termine, il rischio di liquidità è mitigato garantendo un adeguato livello di risorse incondizionatamente disponibili, ivi comprese le disponibilità di cassa e i depositi a breve termine, le linee di credito committed

disponibili e il portafoglio di attività altamente liquide. Nel lungo termine, il rischio di liquidità è mitigato garantendo un profilo equilibrato di scadenze del debito e l'accesso a diverse fonti di finanziamento in termini di mercati, valute e controparti.

La mitigazione del rischio di liquidità consente al Gruppo di mantenere un profilo di merito creditizio che garantisce l'accesso al mercato dei capitali e limita il costo delle fonti di finanziamento, con conseguenti effetti positivi sulla sua situazione economica, patrimoniale e finanziaria.

Il Gruppo ha a disposizione le seguenti linee di credito e commercial paper non utilizzate.

Milioni di euro	al 31.12.2023		al 31.12.2022	
	Con scadenza entro un anno	Con scadenza oltre un anno	Con scadenza entro un anno	Con scadenza oltre un anno
Linee di credito committed	823	19.040	355	19.122
Linee di credito uncommitted	734	-	980	-
Commercial paper	15.027	-	3.847	-
Totale	16.584	19.040	5.182	19.122

Analisi delle scadenze

La tabella seguente riassume il profilo temporale del piano

di rimborsi dell'indebitamento finanziario lordo a lungo e a breve termine del Gruppo al 31 dicembre 2023.

Milioni di euro	Quota con scadenza nel						
	Meno di tre mesi	Tra tre mesi e un anno	2025	2026	2027	2028	Oltre
Indebitamento finanziario lordo a lungo termine							
Obbligazioni:							
- tasso fisso quotate	-	4.686	3.425	3.838	3.764	946	12.504
- tasso variabile quotate	186	437	342	435	221	117	884
- tasso fisso non quotate	-	1.357	1.351	1.126	2.448	2.023	9.824
- tasso variabile non quotate	-	97	97	97	97	-	40
Totale obbligazioni	186	6.577	5.215	5.496	6.530	3.086	23.252
Finanziamenti bancari:							
- tasso fisso	63	790	231	413	730	1.006	589
- tasso variabile	126	1.013	1.479	2.489	1.140	1.410	4.972
- uso linee di credito revolving	-	-	23	-	18	-	-
Totale finanziamenti bancari	189	1.803	1.733	2.902	1.888	2.416	5.561
Leasing:							
- tasso fisso	76	180	267	243	200	166	1.720
- tasso variabile	3	9	14	9	3	3	12
Totale leasing	79	189	281	252	203	169	1.732
Altri finanziamenti non bancari⁽¹⁾:							
- tasso fisso	24	39	70	69	44	8	172
- tasso variabile	-	-	14	-	-	-	-
Totale altri finanziamenti non bancari	24	39	84	69	44	8	172
Totale indebitamento finanziario lordo a lungo termine	478	8.608	7.313	8.719	8.665	5.679	30.717
Indebitamento finanziario lordo a breve termine							
Debiti verso banche a breve termine	101	292	-	-	-	-	-
Commercial paper	2.499	-	-	-	-	-	-
Cash collateral su derivati e altri finanziamenti	1.383	-	-	-	-	-	-
Altri debiti finanziari a breve termine ⁽²⁾	489	6	-	-	-	-	-
Totale indebitamento finanziario lordo a breve termine	4.472	298	-	-	-	-	-
TOTALE INDEBITAMENTO FINANZIARIO LORDO	4.950	8.906	7.313	8.719	8.665	5.679	30.717

(1) Include gli "Altri debiti finanziari non correnti" esposti nella voce "Altre passività finanziarie non correnti" dello Stato patrimoniale.

(2) Include gli "Altri debiti finanziari correnti" ricompresi nelle "Altre passività finanziarie correnti" dello Stato patrimoniale.

Impegni per l'acquisto delle commodity

Nel corso dello svolgimento del proprio business il Gruppo Enel ha sottoscritto contratti per l'acquisto di una specifica quantità di commodity a una certa data futura ma aventi le caratteristiche di uso proprio per poter rientrare nella cosiddetta "own use exemption" prevista dall'IFRS 9.

La seguente tabella riporta l'analisi dei flussi di cassa non attualizzati in relazione agli impegni outstanding al 31 dicembre 2023.

Milioni di euro					
	al 31.12.2023	2023-2026	2027-2031	2032-2036	Oltre
Impegni per acquisti di commodity:					
- energia elettrica	63.422	13.820	18.167	12.420	19.015
- combustibili	47.666	11.998	23.399	8.802	3.467
Totale	111.088	25.818	41.566	21.222	22.482

50. Compensazione di attività e passività finanziarie

Si fa presente che al 31 dicembre 2023 non sono presenti posizioni compensate tra le attività e le passività iscritte in

bilancio in quanto la policy adottata dal Gruppo Enel non prevede la regolazione netta delle attività e passività finanziarie.

51. Derivati ed hedge accounting

Le tabelle seguenti espongono il valore nozionale e il fair value 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. Que-

sto importo può essere espresso sia in termini di valore monetario sia in termini di quantità (quali, per esempio, tonnellate convertite in euro moltiplicando il valore nozionale per il prezzo fissato). Gli importi denominati in valute diverse dall'euro sono convertiti in euro applicando i tassi di cambio ufficiali di fine periodo forniti da World Markets Refinitiv (WMR) Company.

Milioni di euro	Non correnti				Correnti			
	Nozionale		Fair value		Nozionale		Fair value	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
DERIVATI ATTIVI								
Derivati di fair value hedge:								
- tassi	556	154	101	22	-	-	-	-
- cambi	90	99	12	15	-	-	-	-
Totale	646	253	113	37	-	-	-	-
Derivati di cash flow hedge:								
- tassi	4.090	4.949	174	336	54	9	1	-
- cambi	11.060	16.955	1.007	1.854	4.393	4.053	145	389
- commodity	4.094	4.321	883	1.270	5.560	7.416	1.818	2.366
Totale	19.244	26.225	2.064	3.460	10.007	11.478	1.964	2.755
Derivati di trading:								
- tassi	-	-	-	-	-	-	-	-
- cambi	84	19	1	1	1.734	3.640	24	74
- commodity	858	1.774	205	472	17.511	49.253	4.419	12.001
Totale	942	1.793	206	473	19.245	52.893	4.443	12.075
TOTALE DERIVATI ATTIVI	20.832	28.271	2.383	3.970	29.252	64.371	6.407	14.830

Millioni di euro	Non correnti				Correnti			
	Nozionale		Fair value		Nozionale		Fair value	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
DERIVATI PASSIVI								
Derivati di fair value hedge:								
- tassi	675	1.603	27	92	554	-	17	-
- cambi	929	813	78	99	-	185	-	-
Totale	1.604	2.416	105	191	554	185	17	-
Derivati di cash flow hedge:								
- tassi	1.897	890	91	59	100	150	-	1
- cambi	11.173	11.956	1.830	1.640	4.785	3.798	332	176
- commodity	3.075	6.403	1.143	3.417	4.696	9.556	1.627	4.322
Totale	16.145	19.249	3.064	5.116	9.581	13.504	1.959	4.499
Derivati di trading:								
- tassi	-	-	-	-	100	100	29	23
- cambi	67	52	1	1	1.807	2.096	28	34
- commodity	921	1.281	203	587	16.693	45.899	4.428	11.585
Totale	988	1.333	204	588	18.600	48.095	4.485	11.642
TOTALE DERIVATI PASSIVI	18.737	22.998	3.373	5.895	28.735	61.784	6.461	16.141

51.1 Derivati designati come strumenti di copertura

I contratti derivati sono rilevati inizialmente al fair value, alla data di negoziazione del contratto, e successivamente sono rimisurati al loro fair value. Il metodo di rilevazione degli utili e delle perdite relativi a un derivato è dipendente dalla designazione dello stesso quale strumento di copertura, e in tal caso dalla natura dell'elemento coperto.

L'hedge accounting è applicato ai contratti derivati stipulati al fine di ridurre i rischi di tasso di interesse, rischio di cambio e rischio di prezzo delle commodity (ivi inclusi i Virtual PPAs) quando sono rispettati tutti i criteri previsti dall'IFRS 9.

All'inception della transazione, il Gruppo deve documentare la relazione di copertura distinguendo tra strumenti di copertura ed elementi coperti, nonché tra strategia e obiettivi di risk management. Inoltre, la Società documenta, all'inception e successivamente su base sistematica, la propria valutazione in base alla quale gli strumenti di copertura risultano altamente efficaci a compensare le variazioni di fair value e dei flussi di cassa degli elementi coperti. Per le transazioni altamente probabili designate come elementi coperti di una relazione di cash flow hedge, il Gruppo valuta e documenta il fatto che tali operazioni sono altamente probabili e presentano un rischio di variazione dei flussi finanziari che impatta sul Conto economico.

In relazione alla natura dei rischi cui è esposto, il Gruppo designa i derivati come strumenti di copertura in una delle seguenti relazioni di copertura:

- fair value hedge; o
- cash flow hedge.

Per maggiori dettagli sulla natura e l'entità dei rischi derivanti dagli strumenti finanziari cui il Gruppo è esposto si rimanda alla nota 49 "Risk management".

Affinché una relazione di copertura risulti efficace deve soddisfare i seguenti criteri:

- esistenza di una relazione economica tra lo strumento di copertura e l'elemento coperto;
- l'effetto del rischio di credito non prevale sulle variazioni di valore risultanti dalla relazione economica;
- l'hedge ratio definito al momento della designazione iniziale risulta pari a quello utilizzato a fini di gestione del rischio (ovvero stessa quantità dell'elemento coperto che l'entità effettivamente copre e stessa quantità dello strumento di copertura che l'entità effettivamente utilizza per coprire l'elemento coperto).

In base ai requisiti dell'IFRS 9, l'esistenza di una relazione economica è verificata dal Gruppo mediante un'analisi qualitativa o un calcolo quantitativo, in base alle circostanze seguenti:

- se il rischio sottostante dello strumento di copertura e dell'elemento coperto è lo stesso, l'esistenza di una relazione economica sarà dimostrata mediante un'analisi qualitativa;
- diversamente, se il rischio sottostante dello strumento di copertura e dell'elemento coperto non è lo stesso, l'esistenza di una relazione economica sarà dimostrata attraverso un metodo quantitativo oltre all'analisi qualitativa sulla natura della relazione economica (ovvero regressione lineare).

Per dimostrare che l'andamento dello strumento di copertura è in linea con quello dell'elemento coperto, saranno analizzati diversi scenari.

Per la copertura del rischio di prezzo delle commodity, l'esistenza di una relazione economica si desume da una matrice di *ranking* che definisce, per ciascuna possibile componente di rischio, un set di tutti i derivati standard disponibili sul mercato classificati in base alla loro efficacia nella copertura del rischio considerato.

Al fine di valutare gli effetti del rischio di credito, il Gruppo valuta l'esistenza di misure di mitigazione del rischio (costituzione di garanzie, break up clause, master netting agreement ecc.).

Il Gruppo ha stabilito un hedge ratio di 1:1 per tutte le relazioni di copertura (inclusa la copertura del rischio di prezzo su commodity) per cui il rischio sottostante il derivato di copertura è identico al rischio coperto, al fine di ridurre al minimo l'inefficacia della copertura.

L'inefficacia della copertura è valutata mediante un'analisi qualitativa o un calcolo quantitativo, a seconda delle circostanze:

- se i critical term dell'elemento coperto e dello strumento di copertura corrispondono e non si rilevano ulteriori fonti di inefficacia incluso il credit risk adjustment sul derivato di copertura, la relazione di copertura è considerata pienamente efficace sulla base di un'analisi qualitativa;
- se i critical term dell'elemento coperto e dello strumento di copertura non corrispondono o si rileva almeno una fonte di inefficacia, l'inefficacia della copertura sarà quantificata applicando il metodo del "dollar offset" cumulativo usando il derivato ipotetico. Tale metodo confronta le variazioni di fair value dello strumento di copertura e del derivato ipotetico tra la data di riferimento del bilancio e la data di inizio della copertura.

Le principali cause di inefficacia delle coperture possono essere le seguenti:

- basis difference (ovvero i fair value o flussi finanziari dell'elemento coperto dipendono da una variabile diversa dalla variabile che causa la variazione del fair value o dei flussi finanziari nello strumento di copertura);
- differenze di timing (ovvero l'elemento coperto e lo strumento di copertura si verificano o sono regolati a date diverse);
- differenze di quantità o di importo nozionale (ovvero l'elemento coperto e lo strumento di copertura si basano su quantità o importi nozionali diversi);
- altri rischi (ovvero le variazioni del fair value o dei flussi finanziari di uno strumento di copertura o elemento coperto sono collegate a rischi diversi dal rischio specifico oggetto di copertura);
- rischio di credito (ovvero il rischio di credito di controparte impatta diversamente sulle variazioni del fair value degli strumenti di copertura e dell'elemento coperto).

Fair value hedge

Il fair value hedge è principalmente utilizzato dal Gruppo per la copertura delle variazioni del fair value di passività o impegni irrevocabili, che sono attribuibili a un rischio specifico e potrebbero impattare il Conto economico.

Le variazioni di fair value di derivati che si qualificano e sono designati come strumenti di copertura sono rilevate a Conto economico, coerentemente con le variazioni di fair value dell'elemento coperto che sono attribuibili al rischio coperto.

Se la copertura non soddisfa più i criteri per l'applicazione dell'hedge accounting, l'adeguamento del valore contabile dell'elemento coperto, per il quale viene utilizzato il metodo del tasso di interesse effettivo, è ammortizzato a Conto economico lungo la vita residua dell'elemento coperto.

Cash flow hedge

Il cash flow hedge è applicato con l'intento di coprire il Gruppo dall'esposizione al rischio di variazioni dei flussi di cassa attesi attribuibili a un rischio specifico associato a un'attività, una passività o una transazione prevista altamente probabile che potrebbe impattare il Conto economico.

La quota efficace delle variazioni del fair value dei derivati, che sono designati e si qualificano di cash flow hedge, è rilevata a patrimonio netto tra le "altre componenti di Conto economico complessivo (OCI)". L'utile o la perdita relativa alla quota di inefficacia sono rilevati immediatamente a Conto economico.

Gli importi rilevati a patrimonio netto sono rilasciati a Conto economico nel periodo in cui l'elemento coperto impatta il Conto economico (per esempio quando si verifica la vendita attesa oggetto di copertura).

Se l'elemento coperto comporta l'iscrizione di un'attività non finanziaria (ovvero terreni, impianti e macchinari o magazzino ecc.) o di una passività non finanziaria, o di una transazione prevista altamente probabile oggetto di copertura relativa a una attività o passività non finanziaria diventa un impegno irrevocabile cui si applica il fair value hedge, l'importo cumulato a patrimonio netto (ovvero riserva cash flow) sarà stornato e incluso nel valore iniziale (ovvero costo o altro valore contabile) dell'attività o passività coperte (ovvero "basis adjustment").

Quando uno strumento di copertura giunge a scadenza o è venduto, oppure quando la copertura non soddisfa più i criteri per l'applicazione dell'hedge accounting, gli utili e le perdite cumulati rilevati a patrimonio netto fino a tale momento rimangono sospesi a patrimonio netto e saranno rilevati a Conto economico quando la transazione futura sarà definitivamente rilevata a Conto economico. Quando una transazione prevista non è più ritenuta probabile, gli utili o perdite rilevati a patrimonio netto sono rilasciati immediatamente a Conto economico.

Per le relazioni di copertura che utilizzano i forward come strumento di copertura, in cui solo la variazione di valore

dell'elemento spot è designata come strumento di copertura, la contabilizzazione dei punti forward (a Conto economico piuttosto che OCI) viene definita caso per caso. Tale approccio è applicato dal Gruppo per la copertura del rischio di cambio sugli investimenti delle società operanti nel business delle rinnovabili.

Diversamente, nei rapporti di copertura che utilizzano il cross currency interest rate swap come strumento di copertura, il Gruppo separa i basis spread della valuta estera, nella designazione del derivato di copertura, e li rileva nel Conto economico complessivo (OCI) come costi di hedging.

Con specifico riferimento alle coperture di cash flow hedge del rischio di prezzo delle commodity, allo scopo di migliorare la coerenza delle stesse alla strategia di risk management, il Gruppo Enel applica un approccio dinamico di hedge accounting basato su specifici requisiti di liquidità (c.d. "Liquidity Based Approach").

Tale approccio richiede di designare le coperture mediante l'utilizzo dei derivati più liquidi disponibili sul mercato e di sostituirli con altri, più efficaci nella copertura del rischio in oggetto.

Coerentemente con la strategia di risk management, il Liquidity Based Approach consente il roll-over di un derivato attraverso la sostituzione dello stesso con un nuovo derivato, non solo in caso di scadenza, ma anche nel corso della relazione di copertura, se e solo se il nuovo derivato soddisfa entrambi i seguenti requisiti:

- rappresenta una best proxy rispetto al vecchio derivato, in termini di ranking; e
- soddisfa specifici requisiti di liquidità.

Il soddisfacimento dei predetti requisiti è verificato trimestralmente.

Alla data del roll-over, la relazione di copertura non viene discontinuata. Pertanto, a partire da tale data, le variazioni di fair value efficaci del nuovo derivato dovranno essere rilevate in contropartita al patrimonio netto (ovvero riserva di cash flow hedge), mentre le variazioni di fair value del vecchio derivato dovranno essere rilevate a Conto economico.

Riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse - "riforma IBOR"

Overview

Gli indici di riferimento basati sui mercati interbancari (Interbank Offered Rates, "IBOR") rappresentano tassi di riferimento ai quali le banche possono prendere in prestito fondi nel mercato interbancario su base non garantita, per un dato periodo che va dall'overnight ai 12 mesi, in una determinata divisa.

Negli anni recenti ci sono stati vari casi di manipolazione di tali tassi da parte delle banche che contribuiscono al loro calcolo, e per questa ragione gli enti regolatori nel mondo hanno iniziato una fondamentale riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse, che include la sostituzione di alcuni indici di riferimento con tassi

di riferimento alternativi privi di rischio ("riforma IBOR").

La principale esposizione del Gruppo agli IBOR è basata su Euribor.

L'Euribor è ancora considerato in linea con l'European Benchmarks Regulation (BMR) e questo consente ai partecipanti al mercato di continuare a utilizzarlo sia per i contratti esistenti sia per quelli nuovi.

In linea con le più recenti pubblicazioni su questo tema da parte dei maggiori enti regolatori gli indici USD LIBOR 1 mese, 3 mesi e 6 mesi sono diventati non rappresentativi dopo il 30 giugno 2023 e il tasso di riferimento alternativo è attualmente il Secured Overnight Financing Rate (SOFR). In conseguenza della riforma IBOR sono state previste alcune deroghe temporanee alle regole sulle relazioni di copertura in attuazione delle modifiche all'IFRS 9 emesse a settembre 2019 (fase 1) e ad agosto 2020 (fase 2) per indirizzare, rispettivamente:

- tematiche ante sostituzione che impattano l'informativa finanziaria nel periodo che precede la sostituzione di un indice di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse esistente con un tasso alternativo pressoché privo di rischio (fase 1); e
- tematiche post-sostituzione che potrebbero impattare l'informativa finanziaria quando un indice di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse esistente è riformato o sostituito e dunque quando non c'è più l'incertezza iniziale, ma i contratti e le relazioni di copertura devono ancora essere aggiornate per riflettere i nuovi tassi di riferimento (fase 2).

Impatto della riforma IBOR sul Gruppo

In un contesto di incertezza che riguarda la transizione IBOR nei vari Paesi, il Gruppo ha definito il perimetro globale, in termini di numerosità e di valore nominale, dei contratti impattati dalla riforma. Inoltre, alcune modifiche contrattuali sono già state effettuate precedentemente nei contratti indicizzati al GBP LIBOR nel corso del 2021 e altre sono state implementate durante il 2023, considerando che, come già riportato, gli indici USD LIBOR sono diventati non rappresentativi dopo il 30 giugno 2023.

Debiti e derivati

Il Gruppo detiene debito a tasso variabile principalmente indicizzato all'Euribor che è quasi interamente coperto attraverso strumenti finanziari derivati per scopi di gestione del rischio.

Alla data di riferimento del bilancio non ci sono azioni pianificate dal Gruppo con riguardo all'Euribor poiché, come sopra esposto, questo indice è stato interamente riformato per essere in linea con la European Union Benchmarks Regulation. Nonostante la continuità sull'Euribor, clausole di sostituzione potrebbero essere richieste e dunque potrebbero essere implementate dal Gruppo all'interno dei nuovi contratti in accordo con l'evoluzione delle migliori pratiche di mercato.

Durante il 2023 il Gruppo ha stipulato nuovi prestiti in dollari indicizzati al SOFR e si è focalizzato sul processo di implementazione delle opportune modifiche per variare tutte le esposizioni dallo USD LIBOR a USD SOFR.

Gli strumenti derivati del Gruppo sono gestiti tramite contratti principalmente basati su accordi quadro definiti dall'ISDA (International Swaps and Derivatives Association).

L'ISDA ha rivisto i suoi contratti standardizzati alla luce della riforma IBOR e modificato le scelte relative ai tassi variabili all'interno delle definizioni ISDA del 2006 per includere clausole di sostituzione applicabili alla dismissione permanente di specifici indici di riferimento chiave; questi cambiamenti sono divenuti efficaci il 25 gennaio 2021. Le transazioni incorporate nelle definizioni ISDA del 2006 effettuate il 25 gennaio 2021, o successivamente, includono le scelte sui tassi variabili rettificate (per esempio la scelta sul tasso variabile con la clausola di sostituzione), mentre le altre transazioni concluse *ante* tale data (c.d. "contratti derivati precedenti") continuano a essere basate sulle definizioni ISDA del 2006.

Per questo motivo l'ISDA ha pubblicato un protocollo IBOR di sostituzione per facilitare le modifiche multilaterali così da includere le definizioni rettificate.

Con riferimento all'Euribor il Gruppo sta valutando se: (i) aderire o meno al suddetto protocollo, in base alla sua esposizione e all'evoluzione della riforma IBOR, oppure (ii) rettificare in anticipo con accordi bilaterali i contratti impattati dalla riforma.

Relazioni di copertura

Alla data di riferimento del bilancio gli elementi coperti e gli strumenti di copertura sono principalmente indicizzati a Euribor, SOFR e SONIA.

Il Gruppo ha valutato l'impatto dell'incertezza dovuta alla riforma IBOR sulle relazioni di copertura al 31 dicembre 2023 con riferimento sia agli strumenti di copertura sia agli elementi coperti. Sia gli elementi coperti sia gli strumenti di copertura hanno cambiato la parametrizzazione passando da indici di riferimento basati su mercati interbancari (IBOR) a tassi sostitutivi di riferimento pressoché privi di rischio (RFR) come risultato delle modifiche contrattuali entrate in vigore.

In particolare, il Gruppo, allo scopo di gestire l'incertezza che riguarda sia gli strumenti di copertura sia gli elementi coperti indicizzati all'USD LIBOR, fino al 30 giugno 2023 ha continuato ad applicare le deroghe temporanee previste dalle modifiche all'IFRS 9 emesse a settembre 2019 (fase 1). Si è quindi

ritenuto che gli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse su cui sono basati i flussi di cassa degli elementi coperti o degli strumenti di copertura non si modificassero come conseguenza della riforma IBOR. La deroga è stata applicata relativamente ai seguenti requisiti delle relazioni di copertura:

- determinare se una transazione attesa è altamente probabile;
- stabilire se i flussi di cassa futuri coperti si verifichino in una relazione cessata di copertura di tipo cash flow hedge;
- valutare la relazione economica tra l'elemento coperto e lo strumento di copertura.

Le relazioni di copertura impattate avrebbero potuto incorrere in un'inefficienza attribuibile a differenti sostituzioni di indici di riferimento esistenti con tassi di riferimento alternativi pressoché privi di rischio. Al fine di evitare questo rischio, il Gruppo ha lavorato per implementare tali sostituzioni nello stesso momento.

Inoltre, nel 2023, il Gruppo ha modificato il riferimento all'USD LIBOR nei suoi strumenti di copertura su tasso di interesse utilizzati nelle relazioni di copertura di tipo cash flow hedge, sostituendolo con il nuovo indice di riferimento SOFR, economicamente equivalente. Di conseguenza, il Gruppo non applica più a queste relazioni di copertura le modifiche all'IFRS 9 emesse a settembre 2019 (fase 1) e sta applicando le modifiche all'IFRS 9 emesse ad agosto 2020 (fase 2), modificando la designazione formale della relazione di copertura come richiesto dalla riforma IBOR e senza considerare tale evento come una cessazione della relazione di copertura.

Inoltre, per le relazioni di copertura di tipo cash flow hedge, nel modificare la descrizione dell'elemento coperto nella relazione di copertura, gli importi accumulati nella riserva di cash flow hedge sono stati considerati basati sull'indice di riferimento alternativo su cui sono determinati i futuri flussi di cassa coperti.

51.1.1 Relazione di copertura per tipologia di rischio coperto

Rischio di tasso di interesse

La tabella seguente espone il valore nozionale e il tasso di interesse medio degli strumenti di copertura sul rischio di tasso di interesse delle transazioni in essere al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022 distinti per scadenza.

Milioni di euro	Maturity						Totale
	2024	2025	2026	2027	2028	Oltre	
Al 31.12.2023							
Interest rate swap							
Totale valore nozionale	708	564	879	1.975	19	3.781	7.926
Valore nozionale relativo a IRS in EUR	608	564	636	1.532	19	3.141	6.500
Tasso di interesse medio IRS in EUR	4,56	1,92	2,12	3,38	0,86	2,37	
Valore nozionale relativo a IRS in USD	46	-	-	444	-	210	700
Tasso di interesse medio IRS in USD	0,70			3,28		5,05	

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value degli strumenti di copertura sul rischio di tasso di interesse, delle transazioni in essere al 31 dicembre 2023 e

al 31 dicembre 2022, suddivisi per tipologia di elemento coperto.

Milioni di euro		Fair value		Nozionale	Fair value		Nozionale
Strumento di copertura	Elemento coperto	Attività	Passività		Attività	Passività	
		al 31.12.2023			al 31.12.2022		
Fair value hedge							
Interest rate swap	Finanziamenti/Obbligazioni a tasso variabile	98	-	544	20	(2)	518
Interest rate swap	Finanziamenti/Obbligazioni a tasso fisso	3	(44)	1.241	2	(90)	1.239
Cash flow hedge							
Interest rate swap	Obbligazioni a tasso variabile	12	(49)	1.040	29	(44)	1.190
Interest rate swap	Crediti finanziari a tasso variabile	-	(7)	145	-	(9)	162
Interest rate swap	Finanziamenti a tasso variabile	163	(35)	4.956	307	(7)	4.646
Totale		276	(135)	7.926	358	(152)	7.755

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di tasso di interesse

al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022 suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Derivati								
Fair value hedge								
Interest rate swap	556	154	101	22	1.229	1.603	(44)	(92)
Totale	556	154	101	22	1.229	1.603	(44)	(92)
Cash flow hedge								
Interest rate swap	4.144	4.958	175	336	1.997	1.040	(91)	(60)
Totale	4.144	4.958	175	336	1.997	1.040	(91)	(60)
TOTALE DERIVATI SUL TASSO DI INTERESSE	4.700	5.112	276	358	3.226	2.643	(135)	(152)

Il valore nozionale complessivo dei contratti derivati classificati come strumenti di copertura, risulta al 31 dicembre 2023 pari a 7.926 milioni di euro e il corrispondente fair value positivo è pari a 141 milioni di euro.

Rispetto al 31 dicembre 2022 il valore nozionale evidenzia un incremento di 171 milioni di euro, conseguente principalmente:

- alla naturale scadenza di interest rate swap per 159 milioni di euro;
- alla chiusura anticipata di strumenti Interest Rate Swap per un valore di 150 milioni di euro, in seguito al rimborso anticipato del relativo sottostante;

- a nuovi interest rate swap per 800 milioni di euro;
- alla riduzione del nozionale degli interest rate swap di tipo amortizing per un ammontare pari a 320 milioni di euro.

Il peggioramento del fair value, pari a 65 milioni di euro, è dovuto principalmente all'andamento della curva dei tassi di interesse.

Derivati di fair value hedge

La tabella seguente espone gli utili e le perdite nette rilevati a Conto economico, relativi ai derivati di fair value hedge e all'elemento coperto attribuibili al rischio di tasso di interesse sia per il 2023 sia per l'anno precedente.

Milioni di euro	2023	2022
	Utili/(Perdite) netti	Utili/(Perdite) netti
Strumenti di copertura su tassi di interesse	125	(84)
Elemento coperto	(132)	75
Inefficacia	(7)	(9)

La tabella seguente espone l'impatto dei derivati di fair value hedge su tasso di interesse nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022.

Milioni di euro	al 31.12.2023			al 31.12.2022		
	Valore nozionale	Valore contabile	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Valore nozionale	Valore contabile	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo
Interest rate swap	1.785	57	57	1.757	(70)	(70)

La tabella successiva espone l'impatto dell'elemento coperto delle relazioni di fair value hedge nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022.

Milioni di euro	al 31.12.2023			al 31.12.2022		
	Valore contabile	Adeguamento cumulato del fair value dell'elemento coperto	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Valore contabile	Adeguamento cumulato del fair value dell'elemento coperto	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo
Finanziamenti a tasso fisso	1.186	(43)	44	1.138	(89)	(79)
Obbligazioni a tasso fisso	14	2	(2)	14	2	(2)
Obbligazioni a tasso variabile	671	41	(107)	576	(16)	(18)
Totale	1.871	-	(65)	1.728	(103)	(99)

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri relativi ai derivati di cash flow hedge sul rischio di tasso di interesse.

Milioni di euro	Fair value	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
	al 31.12.2023	2024	2025	2026	2027	2028	Oltre
Derivati di cash flow hedge su tasso di interesse							
Derivati attivi (fair value positivo)	175	86	29	19	14	12	28
Derivati passivi (fair value negativo)	(91)	(8)	(21)	(20)	(17)	(13)	(22)

La tabella seguente espone l'impatto dei derivati di cash flow hedge su tasso di interesse nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022.

Milioni di euro	al 31.12.2023			al 31.12.2022		
	Valore nozionale	Valore contabile	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Valore nozionale	Valore contabile	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo
Interest rate swap	6.141	84	84	5.998	276	276

La tabella successiva espone l'impatto dell'elemento coperto delle relazioni di cash flow hedge nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022.

Milioni di euro	al 31.12.2023					al 31.12.2022				
	Fair value dell'elemento coperto utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Fair value a P&L di derivati designati in CFH successivamente alla rilevazione iniziale	Riserva cash flow hedge	Riserva costi di hedging	Quota inefficace del valore contabile dei derivati di CFH	Fair value dell'elemento coperto utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Fair value a P&L di derivati designati in CFH successivamente alla rilevazione iniziale	Riserva cash flow hedge	Riserva costi di hedging	Quota inefficace del valore contabile dei derivati di CFH
Obbligazioni a tasso variabile	37	-	(37)	-	-	15	-	(15)	-	-
Crediti finanziari a tasso variabile	7	-	(7)	-	-	9	-	(9)	-	-
Finanziamenti a tasso variabile	(149)	(20)	149	-	(1)	(327)	(28)	326	-	2
Totale	(105)	(20)	105	-	(1)	(303)	(28)	302	-	2

Rischio tasso di cambio

La tabella seguente mostra il profilo di scadenza del valore nozionale e relativo tasso di cambio medio contrattuale de-

gli strumenti di copertura sul rischio di tasso di cambio delle transazioni in essere al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022:

Milioni di euro	Maturity							Totale
	2024	2025	2026	2027	2028	Oltre		
Al 31.12.2023								
Cross currency interest rate swap								
Totale valore nozionale CCIRS	4.562	2.577	1.222	2.337	2.037	13.386	26.121	
Valore nozionale CCIRS EUR/USD	2.213	2.036	1.132	1.560	2.037	9.102	18.080	
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/USD	1,13	1,07	1,07	1,10	1,18	1,15		
Valore nozionale CCIRS EUR/GBP	981	-	-	577	-	3.856	5.414	
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/GBP	0,88			0,90		0,82		
Valore nozionale CCIRS EUR/CHF	242	-	-	140	-	-	382	
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/CHF	1,07			1,21				
Valore nozionale CCIRS USD/BRL	279	231	91	-	-	387	988	
Tasso di cambio contrattuale medio USD/BRL	5,50	5,22	5,30			4,13		
Valore nozionale CCIRS EUR/BRL	445	231	-	60	-	-	736	
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/BRL	6,25	6,05		3,92				
Currency forward								
Totale valore nozionale forward	4.616	1.186	507	-	-	-	6.309	
Valore nozionale - currency forward EUR/USD	3.144	1.042	507	-	-	-	4.693	
Tasso di cambio contrattuale medio forward - EUR/USD	1,10	1,11	1,13					
Valore nozionale - currency forward USD/CLP	938	141	-	-	-	-	1.079	
Tasso di cambio contrattuale medio forward - USD/CLP	873,05	885,2239						
Valore nozionale - currency forward EUR/CNH	175	-	-	-	-	-	175	
Tasso di cambio contrattuale medio forward - EUR/CNH	7,81							
Valore nozionale - currency forward USD/BRL	130	-	-	-	-	-	130	
Tasso di cambio contrattuale medio forward - USD/BRL	4,95							
Valore nozionale - currency forward USD/COP	122	2	-	-	-	-	124	
Tasso di cambio contrattuale medio forward - USD/COP	4.498,97	4.597,37						

Milioni di euro	Maturity						Totale
	2023	2024	2025	2026	2027	Oltre	
Al 31.12.2022							
Cross currency interest rate swap							
Totale valore nozionale CCIRS	1.908	4.831	2.648	1.265	2.380	15.701	28.733
Valore nozionale CCIRS EUR/USD	1.171	2.290	2.107	1.171	1.615	11.529	19.883
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/USD	1,33	1,13	1,07	1,18	1,10	1,15	
Valore nozionale CCIRS EUR/GBP	-	958	-	-	564	3.721	5.243
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/GBP		0,88			0,90	0,81	
Valore nozionale CCIRS EUR/CHF	-	228	-	-	132	-	360
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/CHF		1,06			1,21		
Valore nozionale CCIRS USD/BRL	140	288	239	94	-	-	761
Tasso di cambio contrattuale medio USD/BRL	5,22	5,50	5,22	5,29			
Valore nozionale CCIRS EUR/BRL	597	438	181	-	70	-	1.286
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/BRL	6,09	6,25	6,16		3,92		
Currency forward							
Totale valore nozionale forward	6.127	2.374	625	-	-	-	9.126
Valore nozionale - currency forward EUR/USD	4.713	2.345	625	-	-	-	7.683
Tasso di cambio contrattuale medio forward - EUR/USD	1,09	1,10	1,11				
Valore nozionale - currency forward USD/BRL	333	-	-	-	-	-	333
Tasso di cambio contrattuale medio forward - USD/BRL	5,61						
Valore nozionale - currency forward EUR/CNH	311	-	-	-	-	-	311
Tasso di cambio contrattuale medio forward - EUR/CNH	7,41						
Valore nozionale - currency forward USD/CLP	199	20	-	-	-	-	219
Tasso di cambio contrattuale medio forward - USD/CLP	906,90	921,05					
Valore nozionale - currency forward USD/COP	156	2	-	-	-	-	158
Tasso di cambio contrattuale medio forward - USD/COP	4.720,74	4.444,96					

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value degli strumenti di copertura sul rischio di tasso di cambio

delle transazioni in essere al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022 suddivisi per tipologia di elemento coperto.

Milioni di euro		Fair value		Nozionale	Fair value		Nozionale
Strumento di copertura	Strumento coperto	Attività	Passività		Attività	Passività	
		al 31.12.2023			al 31.12.2022		
Fair value hedge							
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti/Obbligazioni in valuta estera a tasso fisso	12	(78)	1.019	15	(99)	1.097
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti in valuta estera a tasso variabile	-	-	-	-	-	-
Cash flow hedge							
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti/Crediti in valuta estera a tasso variabile	67	(36)	754	95	(76)	1.061
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti/Crediti in valuta estera a tasso fisso	5	(220)	2.104	4	(233)	2.445
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Obbligazioni in valuta estera a tasso variabile	56	-	250	60	-	414
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Obbligazioni in valuta estera a tasso fisso	965	(1.724)	21.763	1.864	(1.293)	23.381
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Flussi di cassa futuri in valuta	-	(43)	231	-	(50)	335
Currency forward	Flussi di cassa futuri in valuta	2	(1)	117	9	(6)	326
Currency forward	Acquisti futuri di commodity in valuta	54	(126)	5.666	192	(135)	7.508
Currency forward	Acquisti di beni di investimento e altro in valuta	3	(12)	526	19	(23)	1.292
Totale		1.164	(2.240)	32.430	2.258	(1.915)	37.859

Per le relazioni di copertura in cash flow hedge e fair value hedge si evidenziano:

- contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 24.886 milioni di euro volti alla copertura del rischio cambio collegato all'indebitamento a tasso fisso contratto in valuta diversa dall'euro e un fair value negativo pari a 1.040 milioni di euro;
- contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 1.235 milioni di euro volti alla copertura del rischio cambio collegato all'indebitamento a tasso variabile contratto in valuta e un fair value positivo pari a 44 milioni di euro;
- contratti currency forward con un ammontare nozionale complessivo di 5.783 milioni di euro utilizzati per coprire il rischio cambio connesso alle attività di acquisto di gas naturale, all'acquisto di combustibili e ai flussi attesi in valute diverse dall'euro con un fair value negativo complessivo pari a 71 milioni di euro;

- contratti currency forward con un ammontare nozionale di 526 milioni di euro un fair value negativo pari a 9 milioni di euro, relativi a operazioni in derivati OTC posti in essere al fine di mitigare il rischio di cambio relativo ai flussi attesi in valute diverse dalla moneta di conto, connessi all'acquisizione di beni d'investimento nel settore delle energie rinnovabili (compresi i progetti relativi ai sistemi di accumulo di energia - BESS) e delle infrastrutture e reti (contatori digitali di ultima generazione), ai costi operativi della fornitura di servizi cloud e a ricavi derivanti dalla vendita di energia rinnovabile.

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di cambio al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022 suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Derivati								
Fair value hedge								
CCIRS	90	99	12	15	929	998	(78)	(99)
Totale	90	99	12	15	929	998	(78)	(99)
Cash flow hedge								
Currency forward	1.979	4.313	59	220	4.330	4.813	(140)	(164)
CCIRS	13.474	16.695	1.093	2.023	11.628	10.941	(2.022)	(1.652)
Totale	15.453	21.008	1.152	2.243	15.958	15.754	(2.162)	(1.816)
TOTALE DERIVATI SUL TASSO DI CAMBIO	15.543	21.107	1.164	2.258	16.887	16.752	(2.240)	(1.915)

Al 31 dicembre 2023, il valore nozionale dei Cross Currency Interest Rate Swap (CCIRS) ammonta a 26.121 milioni di euro, evidenziando una diminuzione di 2.612 milioni di euro rispetto ai 28.733 milioni di euro registrati al 31 dicembre 2022. In particolare:

- si rileva che sono scaduti CCIRS per un valore totale di 737 milioni di euro;
- è stata effettuata un'operazione di unwinding parziale di CCIRS a seguito del riacquisto anticipato di parte del prestito obbligazionario ibrido denominato in dollari statunitensi. Tale operazione, insieme alla scadenza naturale della parte residuale di tale debito e dei relativi CCIRS, ha determinato una riduzione di valore nozionale rispetto al 31 dicembre 2022 per 1.171 milioni di euro;
- sono stati stipulati nuovi derivati per un controvalore complessivo di 109 milioni di euro. Si registra un decremento del valore nozionale per 813 milioni di euro, determinato dall'andamento del cambio dell'euro rispetto alle principali divise e dall'effetto delle quote di ammortamento.

Il valore nozionale dei currency forward al 31 dicembre 2023, pari a 6.309 milioni di euro (9.126 milioni di euro al 31 dicembre 2022), evidenzia un decremento di 2.817 milioni di euro. L'esposizione al rischio cambio, in particolare al dollaro statunitense, deriva principalmente dalle attività di acquisto di gas naturale, dall'acquisto di combustibili e da flussi di cassa relativi a investimenti.

Dopo le turbolenze riscontrate nel corso del 2022 sui prezzi delle materie prime, che hanno portato a un aumento considerevole dei nozionali coperti, il valore nominale delle coperture di cambio relative alle commodity energetiche è tornato, nel corso del 2023, a livelli di operatività consueti. Il peggioramento del fair value netto pari a 137 milioni di euro è dovuto alle normali fluttuazioni dei tassi di cambio.

Derivati di fair value hedge

La tabella seguente espone gli utili e le perdite netti rilevati a Conto economico, relativi alle variazioni di fair value dei derivati di fair value hedge e all'elemento coperto attribuibili al rischio di tasso di cambio sia per il 2023 sia per l'anno precedente.

Milioni di euro	2023	2022
	Utili/(Perdite) netti	Utili/(Perdite) netti
Strumenti di copertura su tassi di cambio	20	(119)
Elemento coperto	(12)	129
Inefficacia	8	10

La tabella seguente espone l'impatto dei derivati di fair value hedge su tasso di cambio nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022.

Milioni di euro	al 31.12.2023			al 31.12.2022		
	Valore nozionale	Valore contabile	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Valore nozionale	Valore contabile	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	1.019	(66)	(68)	1.097	(84)	(87)

La tabella successiva espone l'impatto dell'elemento coperto delle relazioni di fair value hedge nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022.

Milioni di euro	al 31.12.2023			al 31.12.2022		
	Valore contabile	Adeguamento cumulato del fair value dell'elemento coperto	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Valore contabile	Adeguamento cumulato del fair value dell'elemento coperto	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo
Obbligazioni in valuta estera a tasso fisso	500	(77)	48	458	(106)	90
Finanziamenti in valuta estera a tasso fisso	434	(7)	24	520	(8)	(2)
Totale	934	(84)	72	978	(114)	88

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi

negli esercizi futuri relativi ai derivati di cash flow hedge sul rischio di tasso di cambio.

Milioni di euro	Fair value		Distribuzione dei flussi di cassa attesi				
	al 31.12.2023	2024	2025	2026	2027	2028	Oltre
Derivati di cash flow hedge su tasso di cambio							
Derivati attivi (fair value positivo)	1.152	358	216	258	211	273	885
Derivati passivi (fair value negativo)	(2.162)	(960)	(594)	(13)	(34)	(18)	(644)

La tabella seguente espone l'impatto dei derivati di cash flow hedge su tasso di cambio nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022.

Milioni di euro	al 31.12.2023			al 31.12.2022		
	Valore nozionale	Valore contabile	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Valore nozionale	Valore contabile	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	25.102	(930)	(919)	27636	371	433
Currency forward	6.309	(80)	(73)	9.126	56	56
Totale	31.411	(1.010)	(992)	36.762	427	489

La tabella successiva espone l'impatto dell'elemento coperto delle relazioni di cash flow hedge nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022.

Milioni di euro	al 31.12.2023					al 31.12.2022				
	Fair value dell'elemento coperto utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Riserva cash flow hedge	Riserva costi di hedging	Quota inefficace del valore contabile dei derivati di CFH	Altri effetti ⁽¹⁾	Fair value dell'elemento coperto utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Riserva cash flow hedge	Riserva costi di hedging	Quota inefficace del valore contabile dei derivati di CFH	Altri effetti ⁽¹⁾
Finanziamenti in valuta estera a tasso variabile	(31)	31	-	-	-	(30)	30	-	(11)	-
Finanziamenti in valuta estera a tasso fisso	219	(219)	4	-	-	225	(225)	(4)	-	-
Obbligazioni in valuta estera a tasso variabile	(56)	56	-	-	-	(60)	60	-	-	-
Obbligazioni in valuta estera a tasso fisso	861	(861)	(15)	-	118	(628)	509	(56)	-	118
Flussi di cassa futuri in valuta (coperti con CCIRS)	43	(43)	-	-	-	50	(50)	-	-	-
Flussi di cassa futuri in valuta (coperti con forward)	(1)	1	-	-	-	(3)	3	-	-	-
Acquisti futuri di commodity in valuta	72	(72)	(1)	-	-	(60)	59	(1)	(1)	-
Acquisti di beni di investimento e altro in valuta	3	(3)	(6)	-	-	7	(7)	1	2	-
Totale	1.110	(1.110)	(18)	-	118	(499)	379	(60)	(10)	118

(1) Impatto connesso alla variazione dei cambi spot tra la data di stipula dei CCIRS a copertura di obbligazioni in valuta estera e l'effettiva erogazione del prestito per i CCIRS stipulati nel 2022.

Rischio di prezzo su commodity

Milioni di euro	Maturity						
	2024	2025	2026	2027	2028	Oltre	Totale
Al 31.12.2023							
Commodity swap							
Valore nozionale su energia	128	106	100	284	91	286	995
Prezzo medio - commodity swap su energia (€/MWh)	87,0	44,0	37,0	59,6	32,0	34,0	
Valore nozionale su carbone/shipping	-	-	-	-	-	-	-
Prezzo medio - commodity swap su carbone/shipping (\$/t)	-	-	-	-	-	-	-
Valore nozionale su gas	1.551	1.747	296	-	-	125	3.719
Prezzo medio - commodity swap su gas (€/MWh)	41,8	40,4	27,0	-	-	7,0	
Valore nozionale su petrolio	1.016	106	10	-	-	-	1.132
Prezzo medio - commodity swap su petrolio (\$/bbl)	86,0	78,0	69,0	-	-	-	
Commodity forward/future							
Valore nozionale su energia	2.506	388	297	258	151	606	4.206
Prezzo medio - commodity forward/future su energia (€/MWh)	114,9	18,0	18,0	16,0	18,0	16,0	
Valore nozionale su carbone/shipping	38	-	-	-	-	-	38
Prezzo medio - commodity forward/future su gas carbone/shipping (\$/t)	175,0	-	-	-	-	-	
Valore nozionale su gas	4.432	377	626	-	-	-	5.435
Prezzo medio - commodity forward/future su gas (€/MWh)	71,4	48,9	32,0	-	-	-	
Valore nozionale su CO ₂	662	336	21	-	-	-	1.019
Prezzo medio - commodity forward/future su CO ₂ (€/t)	91,9	93,0	84,0	-	-	-	
Valore nozionale su petrolio	354	-	-	-	-	-	354
Prezzo medio - commodity forward/future su petrolio (\$/bbl)	74,6	-	-	-	-	-	
Commodity option							
Valore nozionale su energia	24	39	44	39	39	342	527
Prezzo medio - commodity option su energia (€/MWh)	275	30,0	30,5	34,0	34,0	34,0	
Valore nozionale su gas	-	-	-	-	-	-	-
Prezzo medio - commodity option su gas (€/MWh)	-	-	-	-	-	-	-
Valore nozionale su petrolio	-	-	-	-	-	-	-
Prezzo medio - commodity option su petrolio (\$/bbl)	-	-	-	-	-	-	-

Milioni di euro	Maturity						
	2023	2024	2025	2026	2027	Oltre	Totale
Al 31.12.2022							
Commodity swap							
Valore nozionale su energia	653	164	143	139	132	333	1.564
Prezzo medio - commodity swap su energia (€/MWh)	162,5	77,9	48,9	47,2	45,8	29,0	
Valore nozionale su carbone/shipping	1.037	-	-	-	-	-	1.037
Prezzo medio - commodity swap su carbone/shipping (\$/t)	293,7	-	-	-	-	-	
Valore nozionale su gas	1.183	1.184	1.205	23	20	65	3.680
Prezzo medio - commodity swap su gas (€/MWh)	60,1	47,9	52,0	21,0	8,3	7,2	
Valore nozionale su petrolio	1.076	227	48	-	-	-	1.351
Prezzo medio - commodity swap su petrolio (\$/bbl)	105,0	93,0	82,0	-	-	-	
Commodity forward/future							
Valore nozionale su energia	2.906	509	388	294	249	720	5.066
Prezzo medio - commodity forward/future su energia (€/MWh)	148,1	35,2	17,4	17,8	15,8	15,6	
Valore nozionale su carbone/shipping	-	-	-	-	-	-	-
Prezzo medio - commodity forward/future su gas carbone/shipping (\$/t)	-	-	-	-	-	-	-
Valore nozionale su gas	7.171	4.099	229	-	-	-	11.499
Prezzo medio - commodity forward/future su gas (€/MWh)	72,9	92,1	56,6	-	-	-	
Valore nozionale su CO ₂	1.635	226	50	-	-	-	1.911
Prezzo medio - commodity forward/future su CO ₂ (€/t)	81,3	94,9	94,0	-	-	-	
Valore nozionale su petrolio	1.263	58	-	-	-	-	1.321
Prezzo medio - commodity forward/future su petrolio (\$/bbl)	81,7	73,9	-	-	-	-	
Commodity option							
Valore nozionale su energia	16	16	16	16	16	117	197
Prezzo medio - commodity option su energia (€/MWh)	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	33,0	
Valore nozionale su petrolio	70	-	-	-	-	-	70
Prezzo medio - commodity option su petrolio (\$/bbl)	133	-	-	-	-	-	

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value degli strumenti di copertura sul rischio di prezzo su com-

modity delle transazioni in essere al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022 suddivisi per tipologia di commodity.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Derivati								
Cash flow hedge								
Derivati su energia:								
- swap	684	1.213	357	982	311	352	(233)	(498)
- forward/future	1.636	1.535	162	89	2.570	3.510	(763)	(898)
- opzioni	527	218	93	36	-	-	(62)	(12)
Totale derivati su energia	2.847	2.966	612	1.107	2.881	3.862	(1.058)	(1.408)
Derivati su carbone/shipping:								
- swap	-	9	-	2	-	1.028	-	(373)
- forward/future	-	-	-	-	38	-	(17)	-
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su carbone/shipping	-	9	-	2	38	1.028	(17)	(373)
Derivati su gas e petrolio:								
- swap	2.785	2.302	623	666	2.066	2.729	(468)	(765)
- forward/future	3.382	4.734	1.375	1.714	2.407	8.085	(1.198)	(5.182)
- opzioni	-	22	-	4	-	48	-	(4)
Totale derivati su gas e petrolio	6.167	7.058	1.998	2.384	4.473	10.862	(1.666)	(5.951)
Derivati su CO₂:								
- swap	-	-	-	-	-	-	-	-
- forward/future	640	1.704	91	143	379	207	(29)	(7)
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su CO₂	640	1.704	91	143	379	207	(29)	(7)
TOTALE DERIVATI SU COMMODITY	9.654	11.737	2.701	3.636	7.771	15.959	(2.770)	(7.739)

La tabella espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di prezzo su commodity al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022, suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Il fair value attivo degli strumenti finanziari derivati su commodity di cash flow hedge è riferito a operazioni in derivati su gas e commodity petrolifere per 1.998 milioni di euro, a transazioni in derivati su CO₂ per 91 milioni di euro e a transazioni in derivati su energia per 612 milioni di euro. Nella prima categoria rientrano principalmente operazioni di copertura del rischio oscillazione prezzo del gas naturale sia in approvvigionamento sia in vendita, effettuate su commodity petrolifere e su prodotti gas.

Nella categoria CO₂ rientrano principalmente operazioni di copertura per la compliance del Gruppo Enel.

Nella categoria energia rientrano principalmente operazioni di hedging di medio-lungo termine, in particolare sul perimetro Spagna e Nord America.

I derivati su commodity di cash flow hedge inclusi nel passivo sono relativi a operazioni in derivati su gas e commodity petrolifere per 1.666 milioni di euro, a contratti derivati su energia per 1.058 milioni di euro e, in minor misura, a transazioni in derivati su carbone e CO₂ per rispettivamente 17 milioni di euro e 29 milioni di euro.

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi

negli esercizi futuri relativi ai derivati di cash flow hedge sul rischio di prezzo su commodity.

Milioni di euro	Fair value		Distribuzione dei flussi di cassa attesi				
	al 31.12.2023	2024	2025	2026	2027	2028	Oltre
Derivati di cash flow hedge su commodity							
Derivati attivi (fair value positivo)	2.701	1.861	428	153	85	55	246
Derivati passivi (fair value negativo)	(2.770)	(1.727)	(430)	(217)	(216)	(72)	(235)

La tabella seguente espone l'impatto dei derivati di cash flow hedge su prezzo commodity nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022.

Milioni di euro	al 31.12.2023			al 31.12.2022		
	Valore nozionale	Valore contabile	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Valore nozionale	Valore contabile	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo
Swap su energia	995	124	126	1.564	485	469
Swap su carbone/shipping	-	-	-	1.037	(371)	(371)
Swap su gas e petrolio	4.850	155	155	5.031	(99)	(98)
Forward/future su energia	4.206	(602)	(638)	5.045	(809)	(938)
Forward/future su carbone/shipping	38	(17)	(17)	-	-	-
Forward/future su gas e petrolio	5.789	178	92	12.820	(3.469)	(3.673)
Forward/future su CO ₂	1.019	62	62	1.911	136	138
Option su energia	528	31	31	218	24	24
Option su gas e petrolio	-	-	-	70	-	-
Totale	17.425	(69)	(189)	27.696	(4.103)	(4.449)

La tabella successiva espone l'impatto dell'elemento coperto delle relazioni di cash flow hedge nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022.

Milioni di euro	al 31.12.2023				al 31.12.2022			
	Fair value dell'elemento coperto utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Riserva cash flow hedge	Riserva costi di hedging	Quota inefficace del valore contabile dei derivati di CFH	Fair value dell'elemento coperto utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Riserva cash flow hedge	Riserva costi di hedging	Quota inefficace del valore contabile dei derivati di CFH
Transazioni future su energia	491	(491)	12	(59)	602	(602)	15	(32)
Transazioni future di carbone/shipping	17	(17)	-	-	371	(371)	-	-
Transazioni future di gas e petrolio	(422)	422	-	(118)	3.360	(3.360)	-	(232)
Transazioni future di CO ₂	(62)	62	-	-	(133)	133	-	-
Totale	24	(24)	12	(177)	4.200	(4.200)	15	(264)

Relativamente ai derivati di cash flow hedge su prezzo commodity, si evidenzia che il 2023 è stato segnato da una progressiva riduzione dell'estrema volatilità di prezzo vista negli anni passati.

L'impatto più rilevante in termini di variazione di riserva di cash flow hedge è principalmente attribuibile alle transazioni future di gas e power che vedono una riduzione della magnitudo dell'ammontare da sospendere e rimandare

agli anni futuri perché tali commodity sono state quelle maggiormente impattate dall'elevata volatilità di prezzo. Inoltre, tale la variazione è anche attribuibile al consueto rilascio dell'impatto a Conto economico delle competenze 2023 che, tra tutte, sono quelle che avevano maggiormente risentito delle importanti oscillazioni di prezzo osservate negli anni passati.

L'inefficacia rilevata a Conto economico nel 2023 sulle transazioni future di gas è afferente principalmente a

operazioni di proxy hedging sul perimetro Spagna, mentre quella rilevata sulle transazioni future di energia è attribuibile principalmente all'attività di proxy hedging svolta in Nord America.

51.2 Derivati al fair value through profit or loss

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati al FVTPL in essere al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022.

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Derivati FVTPL								
su tasso di interesse:								
- interest rate swap	-	-	-	-	100	100	(29)	(23)
- interest rate option	-	-	-	-	-	-	-	-
su tasso di cambio:								
- currency forward	1.818	3.659	25	75	1.874	2.102	(29)	(34)
- CCIRS	-	-	-	-	-	46	-	(1)
su commodity								
Derivati su energia:								
- swap	243	595	24	106	68	245	(16)	(180)
- forward/future	5.294	6.903	905	872	5.039	5.620	(906)	(908)
- option	46	7	4	15	80	140	(171)	(172)
Totale derivati su energia	5.583	7.505	933	993	5.187	6.005	(1.093)	(1.260)
Derivati su carbone:								
- swap	-	-	-	-	-	-	-	-
- forward/future	156	115	23	21	112	1.291	(43)	(9)
- option	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su carbone	156	115	23	21	112	1.291	(43)	(9)
Derivati su gas e petrolio:								
- swap	969	1.964	295	806	529	834	(167)	(550)
- forward/future	10.687	40.669	2.970	10.456	10.856	38.651	(2.963)	(10.280)
- option	448	34	344	8	278	33	(232)	(22)
Totale derivati su gas e petrolio	12.104	42.667	3.609	11.270	11.663	39.518	(3.362)	(10.852)
Derivati su CO ₂ :								
- swap	-	-	-	-	-	-	-	-
- forward/future	498	725	41	115	426	361	(42)	(35)
- option	12	2	14	2	11	-	(14)	-
Totale derivati su CO₂	510	727	55	117	437	361	(56)	(35)
Derivati su Altro:								
- swap	-	-	-	-	39	-	(6)	-
- forward/future	16	13	4	72	171	5	(71)	(16)
- option	-	-	-	-	5	-	-	-
Totale derivati su Altro	16	13	4	72	215	5	(77)	(16)
TOTALE	20.187	54.686	4.649	12.548	19.588	49.428	(4.689)	(12.230)

Al 31 dicembre 2023 l'ammontare del nozionale dei derivati su tasso di interesse di trading è pari a 100 milioni di euro. Il fair value negativo di 29 milioni di euro ha subito un peggioramento di 6 milioni di euro rispetto all'anno precedente principalmente imputabile all'andamento della curva dei tassi di interesse.

Al 31 dicembre 2023 l'ammontare del nozionale dei derivati su cambi è pari a 3.692 milioni di euro. Dopo le tensioni che si sono verificate nel corso del 2022 sui prezzi delle materie prime, che hanno comportato un aumento considerevole dei nozionali coperti, nel corso del 2023 il valore nominale delle coperture di cambio relative alle commodity energetiche è tornato a livelli di operatività consueti. Ciò ha comportato una riduzione complessiva dell'importo delle coperture per un valore di 2.069 milioni di euro. Il peggioramento del fair value netto pari a 45 milioni di euro è dovuto alle normali fluttuazioni dei tassi di cambio.

Al 31 dicembre 2023 l'ammontare del nozionale dei derivati su commodity è pari a 35.983 milioni di euro. In termini assoluti si registra una complessiva riduzione dei nozionali rispetto ai valori del 2022 coerente con il progressivo ribasso osservato sui prezzi delle commodity energetiche. Il fair value dei derivati su commodity di trading inclusi nell'attivo ricomprende principalmente la valutazione di mercato delle coperture su gas e petrolio per un ammontare di 3.609 milioni di euro, delle operazioni in derivati su

energia per 933 milioni di euro, delle operazioni in derivati su CO₂ per 55 milioni di euro e, in misura inferiore, delle operazioni in derivati su carbone e "altre commodity" per rispettivamente 23 milioni e 4 milioni di euro.

Il fair value passivo degli strumenti finanziari derivati su commodity di trading è riferito principalmente alle coperture su gas e petrolio per un ammontare di 3.362 milioni di euro, a operazioni in derivati su energia per 1.093 milioni di euro, a operazioni in derivati su CO₂, carbone e "altre commodity" per rispettivamente 56 milioni, 43 milioni e 77 milioni di euro.

Sono ricomprese in tali valori sia le operazioni gestite dai portafogli di trading, sia quelle operazioni che, pur essendo state poste in essere con l'intento gestionale di copertura, non soddisfano i requisiti richiesti dai principi contabili per il trattamento in hedge accounting.

Nella categoria Altro, oltre alle attività di copertura dal rischio meteo (Weather derivatives), sono ricomprese anche le attività di copertura effettuate su garanzie di origine e certificati verdi, ossia meccanismi di incentivazione per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Oltre al rischio prezzo commodity, le società del Gruppo si trovano a gestire il rischio di oscillazione del prezzo di queste certificazioni che recentemente hanno risentito di una maggiore volatilità di mercato rispetto agli anni passati legata a una sempre maggiore sensibilità del mercato alle tematiche di sostenibilità ambientale.

Valutazione al fair value

52. Attività e passività misurate al fair value

Il Gruppo determina il fair value in conformità all'IFRS 13 ogni volta che tale criterio di valorizzazione è richiesto dai principi 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 "Principi contabili".

52.1 Attività misurate al fair value nello Stato patrimoniale

Nella tabella che segue sono esposte, per ogni classe di attività valutata al fair value nello Stato patrimoniale, su base ricorrente e non ricorrente, le valutazioni al fair value

alla fine del periodo e il livello nella gerarchia del fair value in cui è stata classificata la specifica attività.

Milioni di euro	Note	Attività non correnti					Attività correnti			
		Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3	
		al 31.12.2023				al 31.12.2023				
Partecipazioni in altre imprese FVOCI	29	338	15	28	295	-	-	-	-	
Titoli FVOCI	29.1, 30.1	505	505	-	-	81	81	-	-	
Crediti e altre attività finanziarie valutate al FVOCI		39	-	-	39	-	-	-	-	
Partecipazioni in altre imprese FVTPL	29	8	-	-	8	-	-	-	-	
Attività finanziarie da accordi per servizi in concessione FVTPL	29	4.080	-	4.080	-	-	-	-	-	
Crediti finanziari - contratti JDA - FVTPL		123	41	-	82	-	-	-	-	
Crediti e altre attività finanziarie valutate al FVTPL		169	-	-	169	190	131	-	59	
Altri investimenti di liquidità al FVTPL		-	-	-	-	29	29	-	-	
Derivati di fair value hedge:										
- tassi	51	101	-	101	-	-	-	-	-	
- cambi	51	12	-	12	-	-	-	-	-	
Derivati di cash flow hedge:										
- tassi	51	174	-	174	-	1	-	1	-	
- cambi	51	1.007	-	1.007	-	145	-	145	-	
- commodity	51	883	173	375	335	1.818	1.311	413	94	
Derivati di trading:										
- tassi	51	-	-	-	-	-	-	-	-	
- cambi	51	1	-	1	-	24	-	24	-	
- commodity	51	205	27	178	-	4.419	3.038	1.381	-	
Contributi non monetari relativi a certificati ambientali		-	-	-	-	18	1	11	6	
Rimanenze valutate al fair value	51	48	48	-	-	3	-	3	-	
Corrispettivi potenziali (contingent consideration)		5	-	-	5	2	-	2	-	

Il fair value delle "Partecipazioni in altre imprese FVOCI" è stato determinato per le imprese quotate sulla base del prezzo di negoziazione fissato alla data di chiusura dell'esercizio, mentre per le società non quotate sulla base di una valutazione, ritenuta attendibile, degli elementi patrimoniali rilevanti.

Le "Attività finanziarie da accordi per servizi in concessione FVTPL" sono relative all'attività di distribuzione di energia elettrica sul mercato brasiliano, prevalentemente da parte delle società Enel Distribuição Rio de Janeiro, Enel Distribuição Ceará ed Enel Distribuição São Paulo, e sono contabilizzate applicando l'IFRIC 12.

Il fair value è stato stimato come valore netto del replacement cost basato sugli ultimi dati sulle tariffe disponibili e sull'indice generale dei prezzi del mercato brasiliano.

La quota non corrente dei "Crediti e altre attività finanziarie al FVTPL" accoglie nel Livello 3 il credito relativo alla cessione di Slovak Power Holding pari a 39 milioni di euro al 31 dicembre 2023, il cui fair value è determinato in base all'applicazione della formula del prezzo prevista contrattualmente.

La quota corrente dei "Crediti e altre attività finanziarie al FVTPL" accoglie principalmente nel Livello 1 depositi di natura finanziaria detenuti da società dell'America Latina. Inoltre, la voce "Crediti e altre attività finanziarie al FVTPL" accoglie la quota non corrente (130 milioni di euro) e la quota corrente (59 milioni di euro) dei crediti "super-e-co-sisma bonus" acquistati post-Decreto Rilancio e oggetto di contratto di cessione con istituto di credito la cui valutazione rientra nelle casistiche di Livello 3.

La quota corrente degli “Altri investimenti di liquidità al FVTPL” al Livello 1 si riferisce agli investimenti in fondi monetari per la gestione della liquidità di Enel Insurance.

Per quanto concerne i contratti derivati; il fair value è determinato utilizzando le quotazioni ufficiali per gli strumenti scambiati in mercati regolamentati. Il fair value degli strumenti non quotati in mercati regolamentati, è determinato mediante modelli di valutazione appropriati per ciascuna categoria di strumento finanziario e utilizzando i dati di mercato relativi alla data di chiusura dell’esercizio contabile (quali tassi di interesse, tassi di cambio, volatilità) attualizzando i flussi di cassa attesi in base alle curve dei tassi di interesse e convertendo in euro gli importi espressi in divise diverse dall’euro utilizzando i tassi di cambio forniti da World Markets Refinitiv (WMR) Company.

I derivati su tassi di interesse e di cambio rientrano integralmente nella casistica di Livello 2.

Relativamente ai derivati su commodity, la valutazione del fair value, si configura in larghissima misura nelle casistiche

di Livello 1 o Livello 2 in quanto basata su input di mercato, trattandosi di contratti stipulati verso controparti di Borsa, principali operatori del settore od operatori finanziari. Alcuni contratti finanziari a lungo termine relativi al perimetro Spagna (VPPA, per i quali si è in parte usufruito anche di modelli di valutazione interna, necessari per valorizzare tali strumenti sugli orizzonti temporali più lontani, data la scarsa liquidità delle variabili sottostanti) rientrano invece nella classificazione di Livello 3.

In conformità con i principi contabili internazionali, il Gruppo valuta il rischio di credito, sia della controparte (Credit Valuation Adjustment o CVA) sia proprio (Debit Valuation Adjustment o DVA), al fine di poter effettuare l’aggiustamento del fair value per la corrispondente misura del rischio controparte ove necessario. In particolare, il Gruppo misura il CVA/DVA utilizzando la tecnica di valutazione basata sulla Potential Future Exposure dell’esposizione netta di controparte e allocando, successivamente, l’aggiustamento sui singoli strumenti finanziari che lo costituiscono. Tale tecnica si avvale unicamente di input osservabili sul mercato.

52.2 Attività non misurate al fair value nello Stato patrimoniale

Nella tabella che segue sono esposti, per ogni classe di attività non valutata al fair value su base ricorrente ma per la quale il fair value deve essere indicato, il fair value alla fine

del periodo e il livello nella gerarchia del fair value in cui è stata classificata tale valutazione.

Milioni di euro	Note	Fair value	Attività non correnti			Attività correnti			
			Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3
		al 31.12.2023				al 31.12.2023			
Investimenti immobiliari	22	98	7	-	91	-	-	-	-
Rimanenze	33	-	-	-	-	45	-	-	45

La tabella accoglie il fair value di investimenti immobiliari e rimanenze di immobili non strumentali rispettivamente per 98 milioni di euro e per 45 milioni di euro. Tali importi sono

stati calcolati con l’ausilio di stime di periti indipendenti che hanno utilizzato differenti tecniche di valutazione a seconda della specificità dei casi in questione.

52.3 Passività misurate al fair value nello Stato patrimoniale

Nella tabella che segue sono esposti, per ogni classe di passività valutata al fair value nello Stato patrimoniale, su base ricorrente e non ricorrente, la valutazione al fair value

alla fine del periodo e il livello nella gerarchia del fair value in cui è stata classificata la specifica passività.

Milioni di euro	Note	Passività non correnti			Passività correnti				
		Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3
		al 31.12.2023				al 31.12.2023			
Derivati di fair value hedge:									
- tassi	51	27		27	-	17		17	-
- cambi	51	78		78	-	-		-	-
Derivati di cash flow hedge:									
- tassi	51	91		91	-	-		-	-
- cambi	51	1.830		1.830	-	332		332	-
- commodity	51	1.143	43	922	178	1.627	1.030	555	42
Derivati di trading:									
- tassi	51	-	-	-	-	29	-	29	-
- cambi	51	1	-	1	-	28	-	28	-
- commodity	51	203	102	100	1	4.428	3.154	1.268	6
Corrispettivi potenziali (contingent consideration)		41	-	-	41	26	-	26	-

La voce "Corrispettivi potenziali" fa riferimento prevalentemente ad alcune partecipazioni detenute dal Gruppo in Nord

America, il cui fair value è stato determinato sulla base delle condizioni contrattuali presenti negli accordi tra le parti.

52.4 Passività non misurate al fair value nello Stato patrimoniale

Nella tabella che segue sono esposti, per ogni classe di passività non valutata al fair value nello Stato patrimoniale, ma per la quale il fair value deve essere indicato, il fair value

alla fine del periodo e il livello nella gerarchia del fair value in cui è stata classificata tale valutazione.

Milioni di euro		Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3
		al 31.12.2023			
Obbligazioni:					
- a tasso fisso		45.727	43.287	2.440	-
- a tasso variabile		3.097	66	3.031	-
Finanziamenti bancari:					
- a tasso fisso		3.746	-	3.746	-
- a tasso variabile		12.933	-	12.933	-
Debiti verso altri finanziatori:					
- a tasso fisso		3.278	-	3.278	-
- a tasso variabile		59	-	59	-
Totale		68.840	43.353	25.487	-

Per gli strumenti di debito quotati il fair value è determinato utilizzando le quotazioni ufficiali, mentre per quelli non quotati è determinato mediante modelli di valutazione ap-

propriati per ciascuna categoria di strumento finanziario e utilizzando i dati di mercato relativi alla data di chiusura dell'esercizio, ivi inclusi gli spread creditizi di Enel.

Altre informazioni

53. Pagamenti basati su azioni

A partire dall'esercizio 2019, l'Assemblea degli azionisti di Enel SpA ("Enel" o la "Società") ha deliberato con cadenza annuale l'adozione di piani di incentivazione di lungo termine su base azionaria destinati al management della stessa Enel e/o di società da questa controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile; in particolare, ciascuno dei piani di incentivazione approvati (ovvero Piano di incentivazione di lungo termine per il 2019; Piano di incentivazione di lungo termine per il 2020; Piano di incentivazione di lungo termine per il 2021; Piano di incentivazione di lungo termine per il 2022; Piano di incentivazione di lungo termine per il 2023, di seguito, rispettivamente "Piano LTI 2019", "Piano LTI 2020", "Piano LTI 2021", "Piano LTI 2022", "Piano LTI 2023" e, congiuntamente, i "Piani") prevede, subordinatamente al raggiungimento di specifici obiettivi di performance, l'assegnazione di azioni ordinarie della Società ("Azioni") ai rispettivi beneficiari.

Nello specifico, i Piani approvati sono rivolti all'Amministratore Delegato/Direttore Generale di Enel e ai manager del Gruppo Enel che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati aziendali o considerate di interesse strategico e prevedono l'assegnazione ai destinatari di un incentivo rappresentato da una componente di natura monetaria e da una componente azionaria. Il suddetto incentivo – determinato, al momento dell'assegnazione, in un valore base calcolato in rapporto alla remunerazione fissa del singolo destinatario – può variare, in funzione del livello di raggiungimento di ciascuno degli obiettivi di performance triennali previsti dai Piani, da zero fino a un massimo del 280% ovvero del 180% del valore base nel caso, rispettivamente, dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale ovvero degli altri destinatari.

Tali Piani prevedono inoltre che, rispetto al totale dell'incentivo effettivamente maturato, il premio sia interamente corrisposto in Azioni: (a) con riguardo ai Piani LTI 2019, 2020, 2021 e 2022 (i) per l'Amministratore Delegato/Direttore Generale, fino al 100% del valore base assegnato (ov-

vero fino al 130% relativamente al Piano LTI 2022), e (ii) per gli altri destinatari, fino al 50% del valore base assegnato (ovvero fino al 65% relativamente al Piano LTI 2022); (b) con riguardo al Piano LTI 2023 (i) per l'Amministratore Delegato/Direttore Generale, fino al 150% del valore base assegnato, (ii) per i primi riporti dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale, ivi inclusi i Dirigenti con Responsabilità Strategiche, fino al 100% del valore base assegnato e (iii) per gli altri destinatari, diversi da quelli indicati *sub* (i) e (ii), fino al 65% del valore base assegnato.

L'erogazione dell'incentivo previsto dai singoli Piani è subordinata al raggiungimento di specifici obiettivi di performance nel corso del triennio di riferimento (c.d. "performance period"). Qualora tali obiettivi siano raggiunti, l'incentivo maturato viene erogato ai destinatari – sia per la componente azionaria sia per quella monetaria – per il 30% nel primo esercizio successivo al termine del performance period triennale e per il restante 70% nel secondo esercizio successivo al termine del performance period triennale. L'erogazione di una porzione rilevante della remunerazione variabile di lungo termine (pari al 70% del totale) risulta quindi differita al secondo esercizio successivo rispetto al triennio di riferimento degli obiettivi di performance dei singoli Piani (c.d. "deferred payment").

Nella tabella di seguito rappresentata vengono riportate alcune informazioni relative al Piano LTI 2019, al Piano LTI 2020, al Piano LTI 2021, al Piano LTI 2022 e al Piano LTI 2023.

Per ulteriori informazioni sulle caratteristiche dei Piani si rinvia ai rispettivi Documenti informativi, predisposti ai sensi dell'art. 84 *bis* del Regolamento adottato dalla CONSOB con delibera del 14 maggio 1999 n. 11971 ("Regolamento Emittenti") e messi a disposizione del pubblico nella sezione del sito internet della Società (www.enel.com) dedicata alle Assemblee degli azionisti di riferimento, svoltesi rispettivamente in data 16 maggio 2019, 14 maggio 2020, 20 maggio 2021, 19 maggio 2022 e 10 maggio 2023.

	Data di assegnazione delle Azioni	Performance period	Verifica raggiungimento obiettivi	Erogazione dell'incentivo
Piano LTI 2019	12.11.2019 ⁽⁵⁵⁾	2019-2021	2022 ⁽⁵⁶⁾	2022-2023 ⁽⁵⁷⁾
Piano LTI 2020	17.09.2020 ⁽⁵⁸⁾	2020-2022	2023 ⁽⁵⁹⁾	2023-2024 ⁽⁶⁰⁾
Piano LTI 2021	16.09.2021 ⁽⁶¹⁾	2021-2023	2024 ⁽⁶²⁾	2024-2025
Piano LTI 2022	21.09.2022 ⁽⁶³⁾	2022-2024	2025 ⁽⁶⁴⁾	2025-2026
Piano LTI 2023	05.10.2023 ⁽⁶⁵⁾	2023-2025	2026 ⁽⁶⁶⁾	2026-2027

In attuazione delle autorizzazioni conferite dalle Assemblee degli azionisti tenutesi nelle date sopra richiamate e nel rispetto dei relativi termini e condizioni, il Consiglio di Amministrazione ha approvato – nelle adunanze del 19 settembre 2019, 29 luglio 2020, 17 giugno 2021, 16 giugno 2022 e 5 ottobre 2023 – l'avvio di programmi di acquisto di Azioni proprie a servizio rispettivamente del Piano LTI

2019, del Piano LTI 2020, del Piano LTI 2021, del Piano LTI 2022 e del Piano LTI 2023. Il numero di Azioni il cui acquisto è stato autorizzato dal Consiglio di Amministrazione per ciascun Piano, l'effettivo numero di Azioni acquistate, il relativo prezzo medio ponderato e il controvalore complessivo sono di seguito rappresentati.

	Acquisti autorizzati dal Consiglio di Amministrazione		Acquisti effettuati	
	Numero di azioni	Numero di azioni	Prezzo medio ponderato (euro per azione)	Controvalore complessivo (euro)
Piano LTI 2019	Numero non superiore a 2.500.000 per un corrispettivo massimo di 10.500.000 milioni di euro	1.549.152 ⁽⁶⁷⁾	6,7779	10.499.999
Piano LTI 2020	1.720.000	1.720.000 ⁽⁶⁸⁾	7,4366	12.790.870
Piano LTI 2021	1.620.000	1.620.000 ⁽⁶⁹⁾	7,8737	12.755.459
Piano LTI 2022	2.700.000	2.700.000 ⁽⁷⁰⁾	5,1951	14.026.715
Piano LTI 2023	4.200.000	3.377.224 ⁽⁷¹⁾	6,2205 ⁽⁷²⁾	21.007.908 ⁽⁷³⁾

(55) La data si riferisce alla riunione del Consiglio di Amministrazione che ha approvato modalità e tempi di assegnazione del Piano LTI 2019 ai destinatari (tenuto conto della proposta formulata dal Comitato per le Nomine e le Remunerazioni nella riunione dell'11 novembre 2019).

(56) In occasione dell'approvazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2021, il Consiglio di Amministrazione ha proceduto alla verifica del livello di raggiungimento degli obiettivi di performance del Piano LTI 2019.

(57) In data 5 settembre 2022 la Società ha provveduto alla erogazione di parte della componente azionaria del premio spettante ai destinatari del Piano LTI 2019, secondo i termini e le modalità previste dal Regolamento di attuazione del medesimo Piano. La restante parte della componente azionaria del premio spettante ai destinatari del Piano LTI 2019 è stata erogata in data 5 settembre 2023.

(58) La data si riferisce alla riunione del Consiglio di Amministrazione che ha approvato modalità e tempi di assegnazione del Piano LTI 2020 ai destinatari (tenuto conto della proposta formulata dal Comitato per le Nomine e le Remunerazioni nella riunione del 16 settembre 2020).

(59) In occasione dell'approvazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2022, il Consiglio di Amministrazione ha proceduto alla verifica del livello di raggiungimento degli obiettivi di performance del Piano LTI 2020.

(60) In data 5 settembre 2023 la Società ha provveduto alla erogazione di parte della componente azionaria del premio spettante ai destinatari del Piano LTI 2020, secondo i termini e le modalità previste dal Regolamento di attuazione del medesimo Piano.

(61) La data si riferisce alla riunione del Consiglio di Amministrazione che ha approvato modalità e tempi di assegnazione del Piano LTI 2021 ai destinatari (tenuto conto della proposta formulata dal Comitato per le Nomine e le Remunerazioni nella riunione del 9 giugno 2021).

(62) In occasione dell'approvazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2023, il Consiglio di Amministrazione procederà alla verifica del livello di raggiungimento degli obiettivi di performance del Piano LTI 2021.

(63) La data si riferisce alla riunione del Consiglio di Amministrazione che ha approvato modalità e tempi di assegnazione del Piano LTI 2022 ai destinatari (tenuto conto della proposta formulata dal Comitato per le Nomine e le Remunerazioni nella riunione dell'8 giugno 2022).

(64) In occasione dell'approvazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2024, il Consiglio di Amministrazione procederà alla verifica del livello di raggiungimento degli obiettivi di performance del Piano LTI 2022.

(65) La data si riferisce alla riunione del Consiglio di Amministrazione che ha approvato modalità e tempi di assegnazione del Piano LTI 2023 ai destinatari (tenuto conto della proposta formulata dal Comitato per le Nomine e le Remunerazioni nella riunione del 4 ottobre 2023).

(66) In occasione dell'approvazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2025, il Consiglio di Amministrazione procederà alla verifica del livello di raggiungimento degli obiettivi di performance del Piano LTI 2023.

(67) Azioni acquistate nel periodo compreso tra il 23 settembre e il 2 dicembre 2019, equivalenti allo 0,015% circa del capitale sociale.

(68) Azioni acquistate nel periodo compreso tra il 3 settembre e il 28 ottobre 2020, equivalenti allo 0,017% circa del capitale sociale.

(69) Azioni acquistate nel periodo compreso tra il 18 giugno e il 21 luglio 2021, equivalenti allo 0,016% circa del capitale sociale.

(70) Azioni acquistate nel periodo compreso tra il 17 giugno e il 20 luglio 2022, equivalenti allo 0,026% circa del capitale sociale.

(71) Il dato si riferisce al numero di Azioni acquistate a servizio del Piano LTI 2023 fino alla data del 31 dicembre 2023. Il Programma di acquisto di azioni a servizio del Piano LTI 2023, avviato in data 16 ottobre 2023, si è concluso per effetto delle operazioni di acquisto eseguite in data del 18 gennaio 2024. Nell'ambito del programma sono state acquistate complessive 4.200.000 Azioni, equivalenti allo 0,04% circa del capitale sociale, al prezzo medio ponderato per il volume di euro 6,3145 per azione e per un controvalore complessivo di 26.520.849,002 euro.

(72) Il dato si riferisce al prezzo medio ponderato per il volume delle Azioni acquistate a servizio del Piano LTI 2023 fino alla data del 31 dicembre 2023.

(73) Il dato si riferisce al controvalore complessivo delle Azioni acquistate a servizio del Piano LTI 2023 fino alla data del 31 dicembre 2023.

Per effetto degli acquisti effettuati a servizio del Piano LTI 2019, del Piano LTI 2020, del Piano LTI 2021, del Piano LTI 2022 e del Piano LTI 2023, e tenuto conto della erogazione intervenuta in data 5 settembre 2022 di n. 435.357 Azioni ai destinatari del Piano LTI 2019 e in data 5 settembre 2023 di n. 1.268.689 Azioni ai destinatari del Piano LTI 2019 e del Piano LTI 2020, al 31 dicembre 2023 Enel detiene complessivamente n. 9.262.330 Azioni proprie, pari allo 0,09% circa del capitale sociale. Il Programma di acquisto di Azioni a servizio del Piano LTI 2023 si è concluso per effetto

delle operazioni di acquisto eseguite in data 18 gennaio 2024; tenendo quindi conto del numero totale di Azioni acquistate a servizio del Piano LTI 2023, Enel detiene alla data di pubblicazione del presente documento complessivamente n. 10.085.106 Azioni proprie, pari allo 0,1% circa del capitale sociale.

Le seguenti informazioni riguardano gli strumenti rappresentativi di capitale assegnati durante gli esercizi 2019, 2020, 2021, 2022 e 2023.

			2023		2022	
	Numero azioni assegnate alla data di assegnazione	Fair value per azione alla data di assegnazione	Numero di azioni potenzialmente erogabili per il Piano LTI di riferimento	Numero di azioni erogate per il Piano LTI di riferimento	Numero di azioni potenzialmente erogabili per il Piano LTI di riferimento	Numero di azioni erogate per il Piano LTI di riferimento
Piano LTI 2019	1.538.547	6,983	0	956.562 ⁽⁷⁴⁾	1.021.328	435.357 ⁽⁷⁵⁾
Piano LTI 2020	1.638.775	7,380	728.265	312.127 ⁽⁷⁶⁾	1.631.951	-
Piano LTI 2021	1.577.773	7,0010	1.375.671	-	1.577.773	-
Piano LTI 2022	2.398.143	4,8495	2.023.677	-	2.395.323	-
Piano LTI 2023	4.040.820	5,5540	4.040.820	-	-	-

Il fair value di tali strumenti rappresentativi di capitale è misurato sulla base del prezzo di mercato delle Azioni alla data di assegnazione⁽⁷⁷⁾.

Il costo relativo alla componente azionaria è determinato con riferimento al fair value degli strumenti rappresentativi di capitale assegnati ed è rilevato lungo la durata del vesting period in contropartita alle riserve di patrimonio netto.

I costi totali del Gruppo rilevati a Conto economico ammontano a euro 6 milioni nell'esercizio 2023 (euro 11 milioni nel 2022).

Non ci sono state cancellazioni o modifiche che hanno interessato il Piano LTI 2023 e/o il Piano LTI 2022 e/o il Piano LTI 2021 e/o il Piano LTI 2020 e/o il Piano LTI 2019.

(74) Nella tabella è valorizzato il numero di Azioni erogate, in data 5 settembre 2023, ai destinatari del Piano LTI 2019 e che costituiscono la parte restante della componente azionaria del premio riconosciuto ai suddetti destinatari a seguito della consuntivazione degli obiettivi di performance del Piano stesso.

(75) Nella tabella è valorizzato il numero di Azioni erogate, in data 5 settembre 2022, ai destinatari del Piano LTI 2019 e che costituiscono parte della componente azionaria del premio riconosciuto ai suddetti destinatari a seguito della consuntivazione degli obiettivi di performance del Piano stesso. La restante parte della componente azionaria del premio, secondo i termini e le modalità di cui al Regolamento di attuazione del Piano LTI 2019, è stata erogata il 5 settembre 2023.

(76) Nella tabella è valorizzato il numero di Azioni erogate, in data 5 settembre 2023, ai destinatari del Piano LTI 2020 e che costituiscono parte della componente azionaria del premio riconosciuto ai suddetti destinatari a seguito della consuntivazione degli obiettivi di performance del Piano stesso. Per la restante parte della componente azionaria del premio è previsto un differimento al 2024, secondo i termini e le modalità di cui al Regolamento di attuazione del Piano LTI 2020.

(77) Con riferimento al Piano LTI 2019, la data di assegnazione si riferisce al 12 novembre 2019, ovvero 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, ovvero 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, ovvero alla data della riunione del Consiglio di Amministrazione che ha approvato modalità e tempi di assegnazione del Piano LTI 2021 ai destinatari.

Con riferimento al Piano LTI 2022, la data di assegnazione si riferisce al 21 settembre 2022, ovvero alla data della riunione del Consiglio di Amministrazione che ha approvato modalità e tempi di assegnazione del Piano LTI 2022 ai destinatari.

Con riferimento al Piano LTI 2023, la data di assegnazione si riferisce al 5 ottobre 2023, ovvero alla data della riunione del Consiglio di Amministrazione che ha approvato modalità e tempi di assegnazione del Piano LTI 2023 ai destinatari.

54. Informativa sulle parti correlate

In quanto operatore nel campo della produzione, della distribuzione, del trasporto e della vendita di energia elettrica, nonché della vendita di gas naturale, Enel effettua transazioni con un certo numero di società controllate direttamente o indirettamente dallo Stato italiano, azionista di riferimento del Gruppo.

La tabella sottostante riepiloga le principali transazioni intrattenute con tali controparti.

Parte correlata	Rapporto	Natura delle principali transazioni
Acquirente Unico	Interamente controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di energia elettrica destinata al mercato di maggior tutela
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (Terna) Vendita di servizi di trasporto di energia elettrica (Gruppo Eni) Acquisto di servizi di trasporto, dispacciamento e misura (Terna) Acquisto di servizi di postalizzazione (Poste Italiane) Acquisto di combustibili per gli impianti di generazione, di servizi di stoccaggio e distribuzione del gas naturale (Gruppo Eni)
GSE - Gestore dei Servizi Energetici	Interamente controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica incentivata Versamento della componente A3 per incentivazione fonti rinnovabili
GME - Gestore dei Mercati Energetici	Interamente controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica in Borsa (GME) Acquisto di energia elettrica in Borsa per pompaggi e programmazione impianti (GME)
Gruppo Leonardo	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di servizi informatici e fornitura di beni

Inoltre, il Gruppo intrattiene rapporti di natura prevalentemente commerciale nei confronti delle società collegate o partecipate con quote di minoranza.

Infine, Enel intrattiene con i fondi pensione FOPEN e FONDENEL, con la Fondazione Enel e con Enel Cuore, società Onlus di Enel operante nell'ambito dell'assistenza sociale e socio-sanitaria, rapporti istituzionali e di finalità sociale. Tutte le transazioni con parti correlate sono state concluse alle normali condizioni di mercato, in alcuni casi determi-

nate dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.

Le tabelle seguenti forniscono una sintesi dei rapporti sopra descritti nonché dei rapporti economici e patrimoniali con parti correlate, società collegate e a controllo congiunto rispettivamente in essere al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022.

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	GSE	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti ⁽¹⁾	Altre
Rapporti economici					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	-	3.172	14	3.626	224
Altri proventi	-	-	-	10	3
Altri proventi finanziari	-	-	-	2	-
Energia elettrica, gas e combustibile	2.035	7.098	11	2.304	2
Servizi e altri materiali	-	63	2	2.751	72
Altri costi operativi	11	201	355	51	2
Risultati netti da contratti su commodity	-	-	-	-	-
Altri oneri finanziari	1	-	-	29	-

(1) Include i saldi riferiti principalmente a: Terna, Cassa Depositi e Prestiti SpA, Eni, Snam, Poste Italiane, Ansaldo Energia e Italgas.

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	GSE	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti ⁽¹⁾	Altre
Rapporti patrimoniali					
Altre attività finanziarie non correnti	-	-	-	-	1
Derivati finanziari attivi non correnti	-	-	-	-	-
Altre attività non correnti	-	-	-	6	-
Crediti commerciali	-	84	7	940	59
Altre attività finanziarie correnti	-	-	-	5	1
Altre attività correnti	-	-	17	23	3
Finanziamenti a lungo termine	-	-	-	357	-
Passività derivanti da contratti con i clienti non correnti	-	-	-	11	7
Derivati finanziari passivi non correnti	-	-	-	-	-
Finanziamenti a breve termine	-	-	-	-	-
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	-	89	-
Debiti commerciali	497	201	378	1.616	8
Derivati finanziari passivi correnti	-	-	-	-	-
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti	-	-	-	31	22
Altre passività correnti	-	-	-	3	34
Altre informazioni					
Garanzie rilasciate	-	-	-	10	60
Garanzie ricevute	-	-	-	136	36
Impegni	-	-	-	23	-

(1) Include i saldi riferiti principalmente a: Terna, Cassa Depositi e Prestiti SpA, Eni, Snam, Poste Italiane, Ansaldo Energia e Italgas.

Totale 2023	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale 2023	Totale voce di bilancio	Incidenza %
7.036	224	7.260	92.882	7,8%
13	5	18	2.683	0,7%
2	237	239	2.916	8,2%
11.450	128	11.578	46.270	25,0%
2.888	463	3.351	18.304	18,3%
620	-	620	6.125	10,1%
-	(7)	(7)	(2.966)	0,2%
30	59	89	5.966	1,5%

Totale al 31.12.2023	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 31.12.2023	Totale voce di bilancio	Incidenza %
1	1.929	1.930	8.750	22,1%
-	4	4	2.383	0,2%
6	-	6	2.249	0,3%
1.090	176	1.266	17.773	7,1%
6	168	174	4.329	4,0%
43	49	92	4.099	2,2%
357	302	659	61.085	1,1%
18	-	18	5.743	0,3%
-	8	8	3.373	0,2%
-	3	3	4.769	0,1%
89	22	111	9.086	1,2%
2.700	129	2.829	15.821	17,9%
-	15	15	6.461	0,2%
53	-	53	2.126	2,5%
37	3	40	14.760	0,3%
70	-	70		
172	-	172		
23	-	23		

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	GSE	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti ⁽¹⁾	Altre
Rapporti economici					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	-	7.949	87	4.497	196
Altri proventi	-	-	-	389	-
Altri proventi finanziari	-	-	-	-	-
Energia elettrica, gas e combustibile	6.379	16.817	2	4.266	3
Servizi e altri materiali	-	220	2	3.258	73
Altri costi operativi	10	147	-	420	3
Risultati netti da contratti su commodity	-	-	-	50	-
Altri oneri finanziari	1	-	2	10	-

(1) Include i saldi riferiti principalmente a: Terna, Cassa Depositi e Prestiti SpA, Eni, Snam, Poste Italiane, Ansaldo Energia e Italgas.

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	GSE	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti ⁽¹⁾	Altre
Rapporti patrimoniali					
Altre attività finanziarie non correnti	-	-	-	-	-
Crediti commerciali	-	220	6	1.040	38
Derivati finanziari attivi correnti	-	-	-	-	-
Altre attività finanziarie correnti	-	-	-	5	-
Altre attività correnti	-	-	30	58	2
Finanziamenti a lungo termine	-	-	-	447	-
Passività derivanti da contratti con i clienti non correnti	-	-	-	9	8
Derivati finanziari passivi non correnti	-	-	-	-	-
Finanziamenti a breve termine	-	-	-	-	-
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	-	89	-
Debiti commerciali	1.211	305	6	1.097	(1)
Altre passività finanziarie correnti	-	-	-	-	-
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti	-	-	-	23	20
Altre passività correnti	-	-	-	3	23
Altre informazioni					
Garanzie rilasciate	-	20	-	11	58
Garanzie ricevute	-	-	-	134	36
Impegni	-	-	-	149	-

(1) Include i saldi riferiti principalmente a: Terna, Cassa Depositi e Prestiti SpA, Eni, Snam, Poste Italiane, Ansaldo Energia e Italgas.

Totale 2022	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale 2022	Totale voce di bilancio	Incidenza %
12.729	210	12.939	135.653	9,5%
389	-	389	4.864	8,0%
-	154	154	3.430	4,5%
27.467	413	27.880	96.896	28,8%
3.553	247	3.800	20.228	18,8%
580	1	581	4.685	12,4%
50	-	50	2.365	2,1%
13	21	34	5.880	0,6%

Totale al 31.12.2022	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 31.12.2022	Totale voce di bilancio	Incidenza %
-	1.885	1.885	8.359	22,6%
1.304	259	1.563	16.605	9,4%
-	5	5	14.830	-
5	99	104	13.753	0,8%
90	63	153	4.314	3,5%
447	327	774	68.191	1,1%
17	-	17	5.747	0,3%
-	9	9	5.895	0,2%
-	14	14	18.392	0,1%
89	21	110	2.835	3,9%
2.618	192	2.810	17.641	15,9%
-	1	1	853	0,1%
43	-	43	1.775	2,4%
26	21	47	11.713	0,4%
89	-	89		
170	-	170		
149	-	149		

In merito all'informativa sulla retribuzione degli Amministratori, del Collegio Sindacale, del Direttore Generale e

dei dirigenti con responsabilità strategiche, prevista dallo IAS 24, si rimanda alle seguenti tabelle.

Milioni di euro				
	2023	2022	2023-2022	
Compensi riferiti ai componenti del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale, al Direttore Generale				
Benefici a breve termine per i dipendenti	5	5	-	-
Benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione del rapporto di lavoro	5	-	5	-
Pagamenti basati su azioni	1	1	-	-
Totale	11	6	5	83,3%

Milioni di euro				
	2023	2022	2023-2022	
Compensi riferiti ai dirigenti con responsabilità strategiche				
Benefici a breve termine per i dipendenti	8	13	(5)	-38,5%
Benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione del rapporto di lavoro	4	-	4	-
Pagamenti basati su azioni	1	2	(1)	-50,0%
Totale	13	15	(2)	-13,3%

Nel corso del mese di novembre 2010 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato una procedura che disciplina l'approvazione e l'esecuzione delle operazioni con parti correlate poste in essere da Enel SpA, direttamente ovvero per il tramite di società controllate (la "Procedura OPC Enel"). Tale procedura (reperibile all'indirizzo "<https://www.enel.com/it/investitori/governance/statuto-regolamenti-politiche>") individua una serie di regole volte ad assicurare la trasparenza e la correttezza, sia sostanziale sia procedurale, delle operazioni con parti corre-

late ed è stata adottata in attuazione di quanto disposto dall'art. 2391 *bis* del codice civile e dalla disciplina attuativa dettata dalla CONSOB con Regolamento n. 17221 del 12 marzo 2010, come successivamente modificato (il "Regolamento CONSOB OPC").

Si segnala che nel corso dell'esercizio 2023 non sono state realizzate operazioni con parti correlate per le quali fosse necessario procedere all'inserimento in bilancio dell'informativa richiesta dal Regolamento CONSOB OPC.

55. Erogazioni pubbliche – Informativa ex art. 1, commi 125-129, legge n. 124/2017

Ai sensi dell'art. 1, commi 125 e 126, della legge n. 124/2017 e successive modificazioni, di seguito sono indicate le informazioni in merito alle erogazioni ricevute da enti e amministrazioni pubbliche italiane, nonché le erogazioni concesse da Enel SpA e dalle società controllate consolidate integralmente a imprese, persone ed enti pubblici e privati. L'informativa tiene conto: (i) delle erogazioni ricevute da soggetti pubblici/entità statali italiani; e (ii) delle erogazioni concesse da parte di Enel SpA e delle controllate del Gruppo a soggetti pubblici o privati residenti o stabiliti in Italia.

L'informativa di seguito presentata include le erogazioni di importo superiore a 10.000 euro, effettuate dal medesimo soggetto erogante nel corso del 2023, anche tramite una pluralità di transazioni economiche. Il criterio di rilevazione utilizzato è quello cosiddetto "di cassa".

Ai sensi delle disposizioni dell'art. 3 *quater* del decreto legge 14 dicembre 2018, n. 135, convertito dalla legge 11 febbraio 2019, n. 12, per le erogazioni ricevute si rinvia alle indicazioni contenute nel Registro Nazionale degli Aiuti di Stato di cui all'art. 52 della legge 24 dicembre 2012, n. 234.

Erogazioni ricevute in milioni di euro			
Istituto finanziario/ Ente erogatore	Società beneficiaria	Importo	Note
Regione Sicilia	Enel X Mobility Srl (incorporata in Enel X Way Italia Srl al 1° luglio 2023)	(1,03)	Tranche di contributo per il progetto Sicilia Smart Charging, finanziato nell'ambito del PNIRE Regione Sicilia
MIUR	Enel X Srl	(0,38)	Tranche di contributo a fondo perduto per l'istanza di progetto SE4I, finanziata nell'ambito PON MIUR R&SSI PNR 2015-2020
MIMIT	Enel Produzione SpA	(0,04)	Tranche di contributo a saldo per il progetto Hydrostore finanziato nell'ambito del Bando Industria 2015
MASE	e-distribuzione SpA	(347,79)	Erogazione anticipo, pari al 10% del finanziamento, dei progetti SmartGrid e Resilienza del PNRR
MASE	e-distribuzione SpA	(15,68)	Erogazione SAL, per il programma di finanziamento PON IC 2014/2020 FESR, ASSE IV, AZIONE 4.3.1, dei progetti: Agrigento, Pachino, Priolo, Campagna, Ciminna, Valguarnera, Santa Croce Camerina, Mussomeli, Scordia, Ragusa 3
Commissione Europea	e-distribuzione SpA	(0,10)	Erogazione SAL del progetto di ricerca e sviluppo Life Lanario (programma di finanziamento LIFE)
Commissione Europea	e-distribuzione SpA	(0,02)	Erogazione SAL del progetto di ricerca e sviluppo Flexplan (programma di finanziamento H2020)
MASE	e-distribuzione SpA	(10,69)	Erogazione SAL del progetto di ricerca e sviluppo Puglia Active Network (programma di finanziamento NER 300)
		(375,73)	Totale

Erogazioni concesse in milioni di euro

Società erogante	Società/Ente beneficiario	Importo	Note
Enel SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0,10	Erogazione liberale
Enel SpA	Enel Cuore Onlus	0,59	Erogazione liberale a sostegno di progetti individuati nel corso del 2023
Enel SpA	Luiss Guido Carli	0,07	Donazione per l'elaborazione e la trasmissione delle conoscenze scientifiche, tecnologiche e umanistiche
Enel SpA	Human Foundation	0,05	Donazione per generare e sviluppare soluzioni innovative di fronte ai problemi sociali
Enel SpA	FGS Onlus	0,03	Donazione per promuovere le pari opportunità
Enel X Srl	Enel Cuore Onlus	0,04	Contributo anno 2023
Enel Green Power Italia	Lega Navale Italiana Sezione Belluno	0,04	Donazione per il progetto Vela per Tutti
Enel Green Power Italia	Lega Navale Italiana Sezione Belluno	0,02	Donazione per il progetto Vela per Tutti
Enel Produzione SpA	Fondazione Vajont 9 Ottobre 1963 Onlus	0,05	Donazione Fondazione Vajont
Enel Produzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0,41	Erogazione prima quota 2023
Enel Produzione SpA	Enel Cuore Onlus	0,15	Erogazione prima quota 2023
Enel Produzione SpA	Enel Cuore Onlus	0,70	Saldo contributo 2022
Enel Produzione SpA	Comune di Civitavecchia	0,08	Piano di Sostenibilità Città di Civitavecchia
Enel Produzione SpA	Capitaneria di Porto Empedocle	0,03	Progettazione, realizzazione e installazione di una struttura metallica amovibile per l'ombreggiamento dell'area della Capitaneria di Porto di Porto Empedocle destinata al parcheggio dei relativi mezzi militari
Enel Energia SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0,90	Acconto contributo 50% anno 2023
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	0,33	Acconto contributo 20% anno 2023
Enel Energia SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0,89	Saldo contributo 2022
Enel Italia SpA	Enel Cuore Onlus	0,07	Saldo del contributo straordinario 2022
Enel Italia SpA	Capone Valentina	0,01	Donazione modale progetto Alleva la Speranza
Enel Italia SpA	Fondazione Nazionale Accademia Santa Cecilia	0,60	Donazione a sostegno delle attività culturali della Fondazione
Enel Italia SpA	Teatro alla Scala di Milano	0,60	Donazione al Teatro alla Scala a sostegno delle attività culturali della Fondazione
Enel Italia SpA	Fondazione MAXXI	0,60	Donazione a sostegno delle attività culturali della Fondazione
Enel Italia SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0,05	Contributo 2022 a sostegno di progetti di ricerca e di alta formazione
Enel Italia SpA	Croce Rossa Italiana	0,26	Donazione di attrezzature/equipment/materiali medico-sanitario acquistati per i centri vaccinali COVID in sedi Enel
Enel Global Trading SpA	Fondazione Centro Studi Enel	1,02	Contributo finalizzato al sostegno e allo sviluppo dei progetti di ricerca e alta formazione
e-distribuzione SpA	Enel Cuore Onlus	1,89	80% a saldo contributo liberale 2022
e-distribuzione SpA	Enel Cuore Onlus	0,33	20% del contributo liberale 2023
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	1,28	50% a saldo contributo liberale 2022
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0,88	50% del contributo liberale 2023
e-distribuzione SpA	Dipartimento della Protezione Civile Presidenza del Consiglio dei Ministri	0,67	Cessione a titolo gratuito di beni aziendali da trasportare e consegnare alle autorità ucraine nell'ambito dell'iniziativa di sostegno al settore energetico in Ucraina promossa da Energy Community in collaborazione con l'European Union Civil Protection Mechanism (UCPM)
		12,74	Totale

56. Impegni contrattuali e garanzie

Gli impegni contrattuali assunti dal Gruppo Enel e le garanzie prestate a terzi sono di seguito riepilogati:

Milioni di euro	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022
Garanzie prestate:			
- fidejussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	3.407	4.296	(889)
Impegni assunti verso fornitori per:			
- acquisti di energia elettrica	63.422	64.878	(1.456)
- acquisti di combustibili	47.666	96.996	(49.330)
- forniture varie	3.017	2.449	568
- appalti	6.982	6.165	817
- altre tipologie	6.483	6.889	(406)
Totale	127.570	177.377	(49.807)
TOTALE	130.977	181.673	(50.696)

Rispetto a quanto rilevato al 31 dicembre 2022, la variazione in diminuzione degli impegni assunti per gli “acquisti di energia elettrica” pari a 1.456 milioni di euro è riferibile essenzialmente all’avanzamento dei contratti delle società rientranti nella regione America Latina, in particolare in Cile, e all’andamento del prezzo dell’energia elettrica.

La variazione in diminuzione degli impegni per gli “acquisti di combustibili”, pari a 49.330 milioni di euro, è riferita principalmente alla contrazione dei prezzi del gas, soprattutto in Italia e in Spagna, rispetto al 2022.

Per maggiori dettagli sulla scadenza degli impegni e delle garanzie, si rinvia al paragrafo “Impegni per l’acquisto delle commodity” contenuto nella nota 49.

57. Attività e passività potenziali

Di seguito sono riportate le principali attività e passività potenziali al 31 dicembre 2023 non rilevate in bilancio per assenza dei necessari presupposti previsti dal principio di riferimento IAS 37.

Grandi concessioni idroelettriche – Italia

La disciplina nazionale delle concessioni idroelettriche di grande derivazione è stata da ultimo modificata dal cosiddetto “D.L. Semplificazioni” (decreto legge n. 135 del 2018 convertito in legge 11 febbraio 2019, n. 12), che ha introdotto una serie di novità in tema di affidamento di tali concessioni alla loro scadenza e in tema di valorizzazione dei beni e delle opere a esse collegate e da trasferire al nuovo concessionario. Tale normativa ha anche introdotto alcune modifiche in materia di canoni concessori, prevedendo una quota fissa e una quota variabile del canone, nonché l’obbligo di fornire energia gratuita a favore di enti pubblici (220 kWh di energia per ogni kW di potenza nominale media di concessione). In attuazione di tale legge statale e sulla base di una specifica delega, a oggi alcune Regioni (Lombardia, Piemonte, Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Provincia di Trento, Veneto, Calabria, Basilicata, Abruzzo e Umbria) hanno emanato leggi regionali di attuazione di detta normativa statale, e hanno richiesto il

pagamento sia del canone binomio sia della monetizzazione dell’energia gratuita.

Enel Produzione SpA ed Enel Green Power SpA hanno impugnato avanti al Tribunale Superiore delle Acque Pubbliche (TSAP) gli atti attuativi delle leggi regionali e tutti i successivi avvisi di pagamento del canone binomio e della monetizzazione della fornitura di energia gratuita, chiedendone l’annullamento e sollevando la questione di illegittimità costituzionale sia della legge statale sia delle leggi regionali.

Le società lamentano che gli atti attuativi regionali – così come la disciplina regionale di cui costituiscono attuazione – presentano forti profili di illegittimità costituzionale, *in primis* per violazione della normativa statale e di diversi principi di rango primario tutelati sia dalla Costituzione italiana sia dall’ordinamento euro-unitario in materia di legittimo affidamento, tutela della proprietà, ragionevolezza, iniziativa privata, concessioni, laddove:

- prevedono l’applicazione retroattiva anche alle concessioni di grande derivazione in corso di validità della disciplina del canone binomio e dell’obbligo di fornitura gratuita di energia o del suo controvalore economico;
- dispongono la monetizzazione dell’obbligo di fornitura gratuita di energia, non prevista dalla norma statale.

Inoltre, l'introduzione da parte delle Regioni di detti nuovi obblighi di corrispondere il nuovo canone binomio (articolato in una componente fissa e in una componente variabile) e di fornire gratuitamente un certo quantitativo annuale di energia, in termini di corresponsione del relativo controvalore monetario, a carico anche dei titolari di concessioni in corso di validità e non ancora scadute, determina un imprevisto e irragionevole squilibrio economico dei rapporti concessori. Tale circostanza si pone in evidente contrasto con i principi di ragionevolezza, proporzionalità e legittimo affidamento degli oneri concessori, il cui rispetto è richiesto dalla giurisprudenza costituzionale qualora siano introdotte, nell'ambito di rapporti di durata, modifiche peggiorative.

Infine, sia la normativa statale sia quella regionale di attuazione violano principi comunitari e principi costituzionali quali per esempio il diritto di proprietà, il principio di certezza del diritto, la libertà di impresa. In particolare, le norme non prevedono espressamente il trasferimento del ramo d'azienda dal concessionario uscente a quello subentrante, e prevedono criteri inadeguati per la valorizzazione delle opere da trasferire che rischiano di concretizzarsi in un meccanismo sostanzialmente espropriativo, in violazione di principi costituzionali.

I giudizi pendenti avverso le Regioni Lombardia e Piemonte sono rinviati alle udienze collegiali del 24 aprile 2024 e del 12 giugno 2024, mentre i rimanenti giudizi sono ancora pendenti in fase istruttoria.

Procedimento Antitrust 12461 – EE – Rinnovi Contrattuali – Italia

L'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM), in data 13 dicembre 2022, ha notificato a Enel Energia SpA ("Società" o "EE") e ad altre sei società (Hera, A2A, Acea, Eni Plenitude, Engie, Edison) l'avvio di un procedimento per pratiche commerciali scorrette contestando alle stesse la violazione di alcune disposizioni del Codice del Consumo e dell'art. 3 del decreto legge n. 115/2022 (c.d. "Decreto Aiuti *bis*").

In particolare, l'AGCM, tra l'altro, ha contestato a EE di avere inviato ai propri clienti, nel periodo da maggio a ottobre 2022, comunicazioni di modifica del prezzo che, da un lato, avrebbero un contenuto generico e omissivo nella misura in cui non precisano la data di scadenza delle condizioni economiche oggetto di rinnovo e, dall'altro, costituirebbero esercizio di *ius variandi* in quanto dirette a preannunciare la modifica delle condizioni economiche del rapporto di fornitura, in contrasto con quanto previsto dal citato art. 3 del Decreto Aiuti *bis*.

Con provvedimento di avvio del procedimento, l'AGCM ha contestualmente inibito in via cautelare l'invio di nuove comunicazioni di modifica del prezzo e imposto la rettifica di quelle già inviate.

Tutti gli operatori destinatari di detto ordine, compresa EE, hanno impugnato il provvedimento che si basava sull'as-

sunto che qualsiasi modifica di prezzo fosse stata vietata ai fornitori nel periodo indicato dal Decreto Aiuti *bis* (10 agosto - 30 aprile, termine poi prorogato dal decreto legge n. 198/2022, c.d. "Decreto Milleproroghe", fino al 30 giugno 2023).

In seguito all'ordinanza del Consiglio di Stato del 22 dicembre 2022 e al Decreto Milleproroghe del 29 dicembre 2022, con i quali è stata esclusa l'applicabilità dell'art. 3 del citato decreto legge per i rinnovi contrattuali (delle offerte in scadenza) effettuati nel rispetto dei termini di preavviso contrattualmente previsti e fermo restando il diritto di recesso della controparte, che sono stati così distinti dallo *ius variandi*, l'AGCM, con nuovo provvedimento cautelare del 29 dicembre 2022, ha confermato parzialmente l'originario provvedimento cautelare, confermando l'inibitoria delle variazioni o rinnovi delle condizioni economiche dei contratti in scadenza per i quali non era specificamente individuata o comunque predeterminabile la data di scadenza nella comunicazione inviata al cliente. EE ha presentato ricorso per motivi aggiunti contro questo provvedimento. Con sentenza pubblicata il 19 maggio 2023, il TAR Lazio ha accolto i ricorsi di EE e annullato i provvedimenti cautelari emessi dall'AGCM il 12 dicembre 2022 e il 29 dicembre 2022, non condividendo l'*iter* logico posto dall'AGCM a fondamento dei provvedimenti che sono stati ritenuti carenti di *fumus boni iuris*. In particolare, secondo il TAR, il legislatore ha inteso sospendere unicamente le modifiche della parte normativa del negozio e non anche l'aggiornamento dei prezzi scaduti o in scadenza in quanto si verrebbero a congelare a tempo indeterminato le precedenti condizioni economiche. Sia l'AGCM sia EE hanno impugnato la sentenza del TAR Lazio innanzi al Consiglio di Stato e il procedimento è pendente.

Nel frattempo, in data 15 novembre 2023 l'AGCM, per il procedimento per pratiche commerciali scorrette, ha notificato un provvedimento con cui ha accertato la violazione degli artt. 24 e 25 del Codice del Consumo, irrogando a EE una sanzione pari a 10 milioni di euro, il cui importo è stato pagato da EE il 15 dicembre 2023. In data 15 gennaio 2024, EE ha presentato ricorso al TAR Lazio per l'annullamento del suddetto provvedimento sanzionatorio.

Il TAR Lazio, con ordinanza emessa a seguito dell'udienza tenutasi il 20 marzo 2024, ha accolto l'istanza presentata congiuntamente dalle parti di trattare i motivi di ricorso nell'udienza di merito del 17 luglio 2024.

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

Il 1° luglio 2021 e-distribuzione SpA ha avuto notizia di un procedimento a carico di alcuni suoi dipendenti e manager, e della stessa e-distribuzione ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001, avviato dalla Procura della Repubblica di Taranto, a seguito dell'evento infortunistico verificatosi la notte tra il 27 e il 28 giugno 2021 ai danni di un dipendente

di una ditta appaltatrice, successivamente defunto. Nella fase di indagini è stato disposto un accertamento tecnico irripetibile e la relazione del Consulente tecnico del Pubblico Ministero, datata 15 dicembre 2021, è stata depositata e acquisita al fascicolo del PM.

Nei confronti di alcuni indagati, nonché nei confronti della ditta appaltatrice presso la quale l'infortunato era distaccato, è stato notificato provvedimento di archiviazione. Verso i restanti indagati e verso la società è stato notificato l'avviso di conclusione delle indagini preliminari ex art. 415 bis c.p.p. e, successivamente, in data 17 aprile 2023 è stato notificato l'avviso di fissazione dell'udienza preliminare dinanzi al Giudice per l'Udienza Preliminare del Tribunale di Taranto per la data del 23 maggio 2023. A seguito di rinvii, il prosieguo dell'udienza preliminare era fissato al 20 febbraio 2024, data in cui si è tenuta la discussione delle parti, ivi inclusa quella in merito alla richiesta di patteggiamento formulata da uno degli indagati. Il Giudice ha, quindi, disposto un rinvio all'udienza del 21 maggio 2024 per decisione sul rinvio a giudizio.

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

Arbitrato Enel Produzione SpA – Italia

Nell'ultimo trimestre 2023 un fornitore di carbone ha avviato un arbitrato nei confronti di Enel Produzione per richiedere l'adempimento, da parte di quest'ultima, di alcuni contratti di fornitura di carbone stipulati tra le parti nel corso del 2021, contratti il cui adempimento era stato sospeso da Enel Produzione nel marzo 2022 in virtù del regime sanzionatorio imposto dai Regolamenti UE n. 269/2014 e n. 833/2014. La domanda è stata presentata per circa 11 milioni di dollari statunitensi per forniture già eseguite e circa 62 milioni di dollari statunitensi per forniture attese, più interessi. Il procedimento arbitrale è pendente; la conclusione è attualmente stimata per il 2025.

Contenzioso Green Network – Italia

Con atto di citazione dell'8 maggio 2019, Green Network SpA (GN) ha convenuto in giudizio Enel Energia SpA (EE) dinanzi al Tribunale di Roma per far accertare presunte condotte anticoncorrenziali (tra le quali anche pratiche illecite di win-back) che EE avrebbe realizzato nel tentativo di recuperare la clientela che sarebbe passata al trader concorrente e, per l'effetto, condannare EE al risarcimento del danno quantificato in 116.049.056 euro, oltre interessi e rivalutazione monetaria, in aggiunta alla pubblicazione della sentenza. EE si è costituita ritualmente in giudizio contestando la fondatezza della pretesa avversaria in fatto e diritto e chiedendo il rigetto integrale delle domande, nonché la condanna di parte attrice al risarcimento dei danni per lite temeraria. Dopo lo svolgimento della fase

istruttoria, nel corso della quale è stata espletata una Consulenza Tecnica d'Ufficio fonica, il Giudice ha rigettato le ulteriori richieste istruttorie di parte attrice e ha rinviato la causa per la precisazione delle conclusioni all'udienza cartolare del 27 giugno 2024.

Procedimento sanzionatorio Enel Energia – Italia

Il 29 febbraio 2024 è stato notificato dall'autorità Garante per Protezione dei Dati Personali (GPDP), un provvedimento sanzionatorio che commina alla società Enel Energia SpA una sanzione pecuniaria di 79.107.101 euro, oltre ad alcune misure prescrittive.

Il provvedimento trae origine da un procedimento avviato dal GPDP nel luglio 2023, nel corso del quale è stata contestata alla società la mancata adozione di un adeguato sistema di monitoraggio e controllo sull'operato delle proprie agenzie, le quali, in un arco temporale che va dal 2015 al 2022, si sarebbero avvalse anche di operatori non ufficialmente incaricati, al solo fine di massimizzare i propri profitti, anche a danno della società stessa.

Nel frattempo, la società, a propria tutela, aveva già adottato nei confronti delle proprie agenzie, coinvolte nei fatti oggetto del provvedimento sanzionatorio, tutte le misure contrattualmente previste e aveva altresì denunciato in sede penale gli operatori che hanno agito abusivamente.

La società, considerando infondate le contestazioni mosse dal GPDP, intende impugnare il provvedimento innanzi al Tribunale Civile di Roma, avanzando istanza di sospensiva, sia rispetto al pagamento della sanzione, sia rispetto alle misure prescrittive previste.

Contenzioso BEG – Italia, Francia, Lussemburgo

A conclusione di un procedimento arbitrale avviato in Italia dalla società BEG SpA (BEG), Enelpower SpA (oggi Enelpower Srl) ha ottenuto nel 2002 un lodo favorevole, confermato nel 2010 dalla Corte di Cassazione, con cui è stata integralmente rigettata la domanda risarcitoria avversaria in relazione al presunto inadempimento di Enelpower di un accordo per la valutazione della costruzione di una centrale idroelettrica in Albania. Successivamente BEG, attraverso la propria controllata Albania BEG Ambient Shpk (ABA), società di diritto albanese, ha avviato in Albania un giudizio contro Enelpower ed Enel SpA (Enel), in relazione alla medesima questione, ottenendo dal Tribunale Distrettuale di Tirana, in data 24 marzo 2009, una decisione, confermata dalla Cassazione albanese, che ha condannato Enelpower ed Enel al risarcimento di un danno extracontrattuale di circa 25 milioni di euro per il 2004 e di un ulteriore danno, non quantificato, per gli anni successivi. ABA, a seguito di tale decisione, ha chiesto il pagamento di oltre 430 milioni di euro.

Nel novembre 2016, Enel ed Enelpower hanno promosso un giudizio dinanzi alla Corte di Cassazione albanese,

chiedendo la revocazione della sentenza emessa dal Tribunale Distrettuale di Tirana in data 24 marzo 2009. Il procedimento è tuttora pendente.

Con sentenza della Corte d'Appello di Roma del 7 marzo 2022, si è concluso l'ulteriore giudizio intrapreso da Enel ed Enelpower dinanzi al Tribunale di Roma, teso a ottenere l'accertamento della responsabilità di BEG per avere aggirato il lodo arbitrale reso in Italia a favore di Enelpower mediante le predette iniziative assunte dalla controllata ABA. Con la suddetta sentenza la Corte d'Appello di Roma ha confermato la sentenza di primo grado resa dal Tribunale di Roma in data 16 giugno 2015 che aveva rigettato la domanda in rito.

In data 20 maggio 2021, inoltre, la Corte Europea dei Diritti dell'Uomo (CEDU) ha emesso la sentenza con la quale ha deciso sul ricorso promosso da BEG contro lo Stato italiano per violazione dell'art. 6.1 della Convenzione Europea dei Diritti dell'Uomo. Con tale decisione la Corte ha respinto la richiesta di BEG di riaprire il procedimento arbitrale di cui sopra e ha, altresì, rigettato la domanda risarcitoria di BEG per danni patrimoniali per circa 1,2 miliardi di euro, per insussistenza del nesso di causalità con la condotta contestata, riconoscendo un risarcimento di 15.000 euro per danni non patrimoniali.

Ciononostante, il 29 dicembre 2021, BEG, con un'azione ritenuta dalla Società e dai suoi legali infondata e pretestuosa, ha deciso di convenire in giudizio dinanzi al Tribunale di Milano lo Stato italiano, per chiedere, come conseguenza della sentenza della CEDU, il risarcimento a titolo di responsabilità extracontrattuale di un importo quantificato in circa 1,8 miliardi di euro. In tale giudizio BEG ha altresì convenuto, a titolo di responsabilità solidale, Enel ed Enelpower. Con ordinanza del 14 giugno 2022, il Tribunale di Milano, in accoglimento dell'eccezione di incompetenza territoriale sollevata dall'Avvocatura dello Stato, ha dichiarato la propria incompetenza a conoscere della controversia in favore del Tribunale di Roma, foro esclusivamente competente a conoscere delle cause nelle quali è coinvolto lo Stato italiano, condannando BEG al pagamento delle spese processuali in favore dei convenuti. BEG non ha riassunto il giudizio dinanzi al Tribunale di Roma nel termine di legge del 14 ottobre 2022 e pertanto il procedimento si è estinto.

Poco tempo dopo, in data 3 novembre 2022, BEG ha riproposto le medesime domande risarcitorie del procedimento estinto, notificando un nuovo atto di citazione dinanzi al Tribunale di Milano nei confronti dei medesimi convenuti, a esclusione dello Stato italiano, che BEG ha dichiarato di non voler convenire in tale giudizio. Enel ed Enelpower si sono ritualmente costituite in giudizio al fine di contestare la domanda, che si ritiene del tutto pretestuosa e infondata, al pari della precedente analoga iniziativa. All'esito dell'udienza di ammissione dei mezzi di prova, con ordinanza del 26 ottobre 2023 il Giudice ha respinto le richie-

ste istruttorie della parte attrice e ha rinviato il giudizio per la precisazione delle conclusioni al 17 ottobre 2024.

Procedimenti intrapresi da Albania BEG Ambient Shpk (ABA) per il riconoscimento della sentenza del Tribunale di Tirana del 24 marzo 2009

Italia

Con ricorso notificato in data 11 settembre 2023, la società Albania BEG Ambient SHPK (ABA) ha promosso dinanzi la Corte d'Appello di Roma, nei confronti di Enel SpA ed Enelpower Srl, il procedimento volto a ottenere, ai sensi dell'art. 67 della legge n. 218/1995, il riconoscimento e l'esecuzione della sentenza del Tribunale di Tirana del 24 marzo 2009. Le due società del Gruppo si sono costituite in giudizio contestando integralmente la domanda di *exequatur*. All'esito dell'udienza di prima comparizione la Corte d'Appello ha rinviato al 18 settembre 2025 per la discussione orale della causa.

Francia

Nel 2012, ABA ha convenuto Enel ed Enelpower davanti al Tribunal de Grande Instance di Parigi (TGI) per ottenere il riconoscimento della sentenza albanese in Francia.

Il 29 gennaio 2018, il TGI ha rigettato la domanda di ABA. In particolare, il TGI ha statuito che: (i) la sentenza albanese contrasta con un giudicato preesistente (il lodo arbitrale del 2002) e (ii) la circostanza che BEG abbia cercato di ottenere in Albania ciò che non è riuscita a ottenere nel giudizio arbitrale italiano, riproponendo la medesima domanda tramite la sua controllata ABA, costituisce una frode alla legge.

Successivamente, con sentenza del 4 maggio 2021, la Corte d'Appello di Parigi ha rigettato integralmente l'appello proposto da ABA, confermando la sentenza di primo grado e, in particolare, l'inconciliabilità della sentenza albanese con il lodo arbitrale del 2002, e ha condannato ABA a rifondere a Enel ed Enelpower 200.000 euro ciascuna a titolo di spese legali.

Con sentenza del 17 maggio 2023 la Corte di Cassazione francese ha respinto l'ulteriore impugnazione di ABA rigettando così in via definitiva la domanda di *exequatur* di ABA. In conseguenza della sentenza favorevole della Corte d'Appello, Enel ha avviato un separato giudizio volto a ottenere la liberazione dei sequestri conservativi presso terzi (*Saisie Conservatoire de Créances*) in favore di ABA di eventuali crediti vantati da Enel nei confronti di Enel France precedentemente notificati. Con ordinanza del 16 giugno 2022, il Tribunale dell'Esecuzione di Parigi ha ordinato il rilascio di tali sequestri, ordinando altresì ad ABA il pagamento in favore di Enel di una somma complessiva pari a circa 146.000 euro a titolo di risarcimento danni e spese legali. ABA ha impugnato la predetta ordinanza di

rilascio, e l'impugnazione è stata accolta con sentenza del 17 maggio 2023 della Corte d'Appello di Parigi. In data 16 giugno 2023 Enel ha depositato avviso di impugnazione e in data 15 dicembre 2023 ha formalmente impugnato tale provvedimento dinanzi alla Corte di Cassazione francese.

Olanda

Nel 2014, ABA ha promosso dinanzi al Tribunale di Amsterdam un procedimento per ottenere il riconoscimento e l'esecuzione della decisione albanese in Olanda.

In seguito a una sentenza di primo grado del 29 giugno 2016 favorevole ad ABA, con decisione del 17 luglio 2018 la Corte d'Appello di Amsterdam ha accolto l'appello proposto da Enel ed Enelpower e negato il riconoscimento e l'esecuzione della sentenza albanese in Olanda, in quanto arbitraria e manifestamente irragionevole, e pertanto contraria all'ordine pubblico olandese. Successivamente, il procedimento dinanzi alla Corte d'Appello è proseguito relativamente alla domanda subordinata avanzata da ABA per ottenere dalla corte olandese una decisione sul merito della controversia oggetto del contenzioso in Albania, e in particolare sull'asserita responsabilità extracontrattuale di Enel ed Enelpower in merito alla mancata costruzione della centrale in Albania. Con sentenza definitiva del 3 dicembre 2019, la Corte d'Appello di Amsterdam ha rigettato ogni pretesa avanzata da ABA, confermando il diniego del riconoscimento e dell'esecuzione della sentenza albanese in Olanda e riconoscendo l'insussistenza di qualsiasi responsabilità extracontrattuale in capo a Enel ed Enelpower all'esito di una rinnovata analisi del merito della causa ai sensi del diritto albanese. ABA è stata altresì condannata a rimborsare alle società i danni sofferti per aver subito sequestri conservativi illegittimi, da quantificarsi nell'ambito di un apposito procedimento, e le spese del procedimento di primo e secondo grado.

Con sentenza del 16 luglio 2021, la Corte Suprema olandese ha definitivamente rigettato le domande di ABA, condannandola altresì a rifondere le spese del giudizio.

Lussemburgo

In Lussemburgo, sempre su iniziativa di ABA, sono stati notificati a J.P. Morgan Bank Luxembourg SA alcuni sequestri conservativi presso terzi di eventuali crediti vantati da entrambe le società del Gruppo Enel nei confronti della banca e, parallelamente, ABA ha avviato un procedimento volto a riconoscere in Lussemburgo la sentenza del Tribunale di Tirana.

Il procedimento, a causa di alcuni rallentamenti di carattere procedurale, si trova ancora in primo grado e nessun provvedimento giudiziario è stato ancora assunto. In particolare, a seguito di varie rinunce al mandato da parte dei difensori di ABA, a settembre 2023 il Tribunale ha sospeso il procedimento.

Stati Uniti e Irlanda

Nel 2014 ABA aveva avviato due procedimenti di *exequatur* dinanzi ai tribunali dello Stato di New York e d'Irlanda volti a ottenere il riconoscimento della sentenza albanese in tali Paesi. Entrambi i procedimenti si sono conclusi favorevolmente per Enel ed Enelpower, rispettivamente, in data 23 febbraio e 26 febbraio 2018. Pertanto, non esistono procedimenti allo stato pendenti né in Irlanda, né nello Stato di New York.

Incentivi ambientali - Endesa Generación SA - Spagna

A seguito della decisione (Decisione) della Commissione Europea del 27 novembre 2017 in materia di incentivi ambientali per le centrali termoelettriche, il 2 marzo 2018 la Direzione Generale della Concorrenza della Commissione (DGCOMP) aveva avviato un procedimento investigativo ai sensi dell'art. 108 comma 2 del Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea (TFUE) al fine di stabilire se l'incentivo all'investimento ambientale per le centrali a carbone previsto nell'Ordinanza ITC/3860/2007 costituisca un aiuto di Stato compatibile con il mercato interno. Il 13 aprile 2018, Endesa Generación, nella qualità di terzo interessato, ha presentato osservazioni contrarie a questa interpretazione. Successivamente, il ricorso presentato da Gas Natural (oggi Naturgy) dinanzi al Tribunale dell'Unione Europea contro la Decisione è stato rigettato l'8 settembre 2021. Tale decisione è stata impugnata da Naturgy e da EDP España dinanzi alla Corte di Giustizia dell'Unione Europea (CGUE). Dopo l'ordinanza di ammissibilità dell'intervento resa dalla CGUE in data 1° giugno 2022, Endesa Generación è intervenuta in entrambi i giudizi. Successivamente, in seguito al deposito delle conclusioni dell'Avvocato Generale, con sentenza del 14 dicembre 2023 la CGUE ha annullato tanto la Decisione che la sentenza impugnata del Tribunale dell'Unione Europea.

Bonus Sociale - Spagna

In relazione ai vari regimi di finanziamento del Bonus Sociale adottati dal Governo spagnolo, con sentenza n. 212/2022 del 21 febbraio 2022 il Tribunal Supremo ha deciso sui ricorsi presentati da Endesa SA, Endesa Energía SAU ed Energía XXI Comercializadora de Referencia SLU (Endesa) e da altre società del settore energetico, contro il terzo regime di finanziamento del Bonus Sociale e di cofinanziamento con le Pubbliche Amministrazioni della fornitura ai consumatori vulnerabili, previsto dall'art. 45 comma 4 della Legge 24/2013, del Settore Elettrico, dal Regio Decreto Legge 7/2016, del 23 dicembre, e dal Regio Decreto 897/2017, del 6 ottobre.

Con tale sentenza il Tribunal Supremo, accogliendo parzialmente i ricorsi, ha dichiarato (i) inapplicabile il predetto regime; (ii) inapplicabili e nulli gli articoli da 12 a 17 del Regio Decreto 897/2017; e (iii) il diritto delle ricorrenti di essere

indennizzate delle somme corrisposte a titolo di finanziamento del Bonus Sociale e di cofinanziamento con le Pubbliche Amministrazioni, e risarcite di tutti i costi sostenuti per adempiere alle obbligazioni previste da tale regime, deducendo gli importi eventualmente trasferiti sui clienti, ove applicabile.

In assenza di adempimento spontaneo da parte dell'Amministrazione, le società hanno presentato istanza di esecuzione forzata della sentenza richiedendo il pagamento immediato della parte non contestata pari a circa 152 milioni di euro, relativa ai costi di finanziamento del segmento regolamentato del mercato, nonché il pagamento degli ulteriori importi quantificati nelle perizie tecniche predisposte dalle società. Con ordinanza del 26 maggio 2023 il Tribunal Supremo ha ordinato (i) all'Amministrazione di pagare in favore di Endesa la somma di 152.272.229,83 euro, oltre interessi legali, e (ii) al Ministero per la Transizione Ecologica e la Sfida Demografica (MITECO) di quantificare, nel più breve tempo possibile, gli importi ulteriori da versare a Endesa, a titolo di (a) costi di finanziamento del Bonus Sociale relativi al segmento del mercato libero, dedotto quanto eventualmente trasferito sui clienti, e (b) investimenti effettuati per l'attuazione del Bonus Sociale, e di pagare a Endesa tali importi entro due mesi, oltre agli interessi legali. Il 28 luglio 2023, la Segreteria di Stato per l'Energia (MITECO) ha notificato una risoluzione che riconosce a Endesa (i) un indennizzo di 171,6 milioni di euro (inclusi interessi legali) per i costi di finanziamento associati ai clienti del segmento regolato del mercato e (ii) un ulteriore indennizzo di 6,6 milioni di euro (inclusi interessi legali) per i costi sostenuti per l'attuazione del Bonus Sociale. La suddetta risoluzione, tuttavia, non ha riconosciuto alcun indennizzo per i costi di finanziamento del Bonus Sociale relativi al segmento del mercato libero. Pertanto, il 18 settembre 2023 Endesa ha depositato presso il Tribunal Supremo alcune osservazioni supportate da perizie tecniche, al fine di dimostrare che Endesa ha diritto anche all'indennizzo relativo al segmento del mercato libero.

“Relazioni Industriali” Endesa I e II - Spagna

Dopo essere stato firmato dalle Parti Sociali ed entrato in vigore il 23 gennaio 2020, il 17 giugno 2020, il “V Convenio Colectivo Marco de Endesa” è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale spagnola (“Boletín Oficial del Estado”) acquisendo piena efficacia.

Il 30 dicembre 2020, la Audiencia Nacional ha notificato a Endesa una nuova domanda di “contenzioso collettivo” avviata da tre sindacati con rappresentanza minoritaria, avente a oggetto l'annullamento di alcune “disposizioni derogatorie” del “V Convenio Colectivo Marco de Endesa”. A opinione degli attori, le disposizioni derogatorie impugnate implicherebbero l'abolizione illegittima di 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 di primo grado del 15 novembre 2021 sono state respinte le domande dei sindacati e accertata la legittimità del “V Convenio Colectivo Marco de Endesa”. La sentenza è stata impugnata dai sindacati e da Endesa dinanzi al Tribunal Supremo e il giudizio è ancora in corso di svolgimento.

Si ricorda che con riferimento al precedente accordo collettivo, “IV Convenio Colectivo”, il 7 luglio 2021, il Tribunal Supremo aveva definitivamente respinto i ricorsi proposti dai sindacati contro la risoluzione di tale contratto collettivo da parte di Endesa, affermando che le prestazioni sociali (e tra queste, quelle relative alla tariffa elettrica) hanno origine esclusivamente nei Contratti Collettivi, sia per il personale attualmente in forza sia per quello in pensione, nonché per i loro familiari, con la conseguenza che la risoluzione del relativo contratto collettivo comporta la generale regolamentazione contrattuale delle condizioni ivi stabilite per i lavoratori in forza e, nel caso di personale in pensione e dei loro familiari, la definitiva estinzione di tutti i loro diritti, fino a nuova regolamentazione collettiva (avvenuta poi con il “V Convenio Colectivo Marco de Endesa”). Tale decisione ha valore di cosa giudicata anche sui singoli giudizi individuali instaurati sul medesimo oggetto.

Arbitrato GNL Endesa Generación SA I - Spagna

Nel corso di un arbitrato per la revisione del prezzo di un contratto di fornitura a lungo termine di gas naturale liquefatto (GNL) avviato da Endesa Generación SA, il convenuto, una società produttrice di GNL, ha presentato domanda riconvenzionale chiedendo il pagamento di circa 1,283 miliardi di dollari statunitensi aggiornato al 30 settembre del 2023. Il procedimento si è concluso con lodo del 15 novembre 2023, il quale ha accolto parzialmente la domanda riconvenzionale avversaria. Entrambe le parti hanno depositato istanza di chiarimento e di integrazione del lodo e si attende la decisione. Nel frattempo, la società convenuta ha emesso una fattura per l'importo di 587 milioni di dollari statunitensi.

Arbitrato GNL Endesa Generación SA II - Spagna

Nel mese di marzo 2023 una società produttrice di gas naturale liquefatto (GNL) ha avviato un arbitrato nel contesto di un processo per la revisione del prezzo di un contratto di fornitura a lungo termine di GNL nei confronti di Endesa Generación richiedendo il pagamento di un importo pari a circa 585 milioni di dollari statunitensi aggiornato al 31 dicembre 2023. L'importo della domanda potrebbe esse-

re oggetto di ulteriore revisione in funzione dell'evoluzione del mercato nei prossimi mesi e fino alla conclusione dell'arbitrato, stimata per il secondo semestre 2024. La società ritiene che tale domanda non sia del tutto fondata.

Tractebel – Brasile

Nel 1998 la società brasiliana CIEN (oggi Enel CIEN) ha sottoscritto con Tractebel (oggi Engie Brasil Energia SA) un contratto per la messa a disposizione e fornitura di energia elettrica proveniente dall'Argentina attraverso la linea di interconnessione Argentina-Brasile di cui è proprietaria. A causa della regolamentazione argentina emanata quale conseguenza della crisi economica del 2002, Enel CIEN si è trovata impossibilitata a mettere a disposizione l'energia a Tractebel. Nell'ottobre 2009, Tractebel ha pertanto presentato una domanda giudiziale contro Enel CIEN per asserito inadempimento contrattuale. Enel CIEN ha contestato la pretesa invocando il caso di forza maggiore derivato dalla crisi argentina come argomento principale della sua difesa. Tractebel aveva altresì manifestato stragiudizialmente l'intenzione di acquisire il 30% della linea di interconnessione interessata. Con sentenza del 16 febbraio 2023 il Tribunale di primo grado ha rigettato nel merito le pretese avanzate da Tractebel nei confronti di Enel CIEN. In data 20 marzo 2023 Tractebel ha impugnato tale decisione e con sentenza del 29 febbraio 2024 la Corte d'Appello ha confermato la decisione di primo grado favorevole a Enel CIEN. Il valore stimato del contenzioso è di circa 715 milioni di real brasiliani (circa 133 milioni di euro), oltre danni da quantificare.

Per analoghe ragioni anche la società Furnas, nel maggio 2010, aveva presentato una domanda giudiziale per la mancata consegna di energia elettrica da parte di Enel CIEN, chiedendo la corresponsione di circa 571,6 milioni di real brasiliani (circa 91 milioni di euro), oltre ai danni da quantificare, con la pretesa di acquisire la proprietà di una parte (in tal caso il 70%) della linea di interconnessione. Il giudizio si è concluso a favore di Enel CIEN con una sentenza emessa dal Tribunal de Justiça, passata in giudicato il 18 ottobre 2019, che ha rigettato tutte le pretese di Furnas.

Cibran – Brasile

La società Companhia Brasileira de Antibióticos (Cibran) ha avviato sei azioni giudiziali nei confronti della società del Gruppo Enel Ampla Energia e Serviços SA (oggi Enel Distribuição Rio de Janeiro) per ottenere il risarcimento di presunti danni subiti come conseguenza delle interruzioni nel servizio energetico fornito dalla società di distribuzione brasiliana tra il 1987 e il 2002, inclusi i danni morali. Il giudice ha disposto una perizia unica per i suddetti procedimenti, il cui esito è stato in parte sfavorevole a Enel Distribuição Rio de Janeiro. Quest'ultima ha impugnato la consulenza richiedendo l'espletamento di una nuova pe-

rizia che ha portato al rigetto di parte delle domande di Cibran, la quale ha successivamente impugnato tale nuova perizia, ma senza successo.

La prima domanda, relativa agli anni dal 1995 al 1999, è stata rigettata integralmente con decisione è passata in giudicato il 24 agosto 2020.

In relazione alla seconda domanda, presentata nel 2006 con riferimento agli anni dal 1987 al 1994, il 1° giugno 2015 è stata emessa una sentenza che ha condannato Enel Distribuição Rio de Janeiro al pagamento di danni materiali quantificati in circa 96 milioni di real brasiliani (circa 23 milioni di euro), oltre interessi, e a un risarcimento pari a 80.000 real brasiliani (circa 19.000 euro) per danni morali. In data 6 novembre 2019 il Tribunal de Justiça di Rio de Janeiro ha accolto l'appello presentato da Enel Distribuição Rio de Janeiro, rigettando tutte le pretese di Cibran. Successivamente, tutti i ricorsi presentati da Cibran tra il 2019 e il 2022 sono stati integralmente rigettati e pertanto la decisione del 6 novembre 2019 favorevole a Enel Distribuição Rio de Janeiro è passata in giudicato in data 24 marzo 2023.

I restanti quattro giudizi relativi agli anni 2001-2002, sospesi in attesa della decisione relativa alla domanda presentata nel 2006 sopra descritta, sono in attesa di riassunzione. L'importo complessivo della controversia è stimato in circa 729 milioni di real brasiliani (circa 131 milioni di euro).

Coperva – Brasile

Nell'ambito del progetto di ampliamento della rete nelle zone rurali del Brasile, la società Coelce Companhia Energética do Ceará SA (oggi Enel Distribuição Ceará), allora posseduta dallo Stato e oggi società del Gruppo, aveva sottoscritto nel 1982 contratti per l'utilizzo delle reti con alcune cooperative, create appositamente per realizzare il citato progetto. I contratti prevedevano il pagamento di un corrispettivo mensile da parte di Enel Distribuição Ceará, che avrebbe dovuto inoltre provvedere alla manutenzione delle reti.

Tali contratti, sottoscritti tra cooperative costituite in circostanze particolari, non identificavano con esattezza le reti oggetto dei contratti e ciò ha portato alcune di queste cooperative a promuovere azioni nei confronti di Enel Distribuição Ceará per chiedere, tra l'altro, la revisione del canone pattuito.

Tra questi procedimenti si evidenziano: (a) l'azione di Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acaraú Ltda (Coperva) con un valore di circa 475 milioni di real brasiliani (circa 89 milioni di euro): Enel Distribuição Ceará ha ottenuto decisioni favorevoli in primo e secondo grado; Coperva ha presentato un ricorso (*embargo de declaração*), vertente su questioni procedurali, che è stato rigettato dal giudice di secondo grado con sentenza dell'11

gennaio 2016. In data 3 febbraio 2016, Coperva ha quindi presentato un ricorso speciale davanti al Tribunal Superior de Justiça (TSJ), impugnando tale decisione anche nel merito. Questo ricorso è stato accolto, il 5 novembre 2018, limitatamente alla decisione emessa sull'*embargo de declaração*. Il 3 dicembre 2018, Enel Distribuição Ceará ha pertanto presentato ricorso (*agravo interno*) avverso questa decisione al TSJ, e il procedimento è attualmente pendente; e (b) l'azione di Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural do Sertão Central Ltda (COERCE) con un valore di circa 285 milioni di real brasiliani (circa 53 milioni di euro): in questo procedimento COERCE ha richiesto una revisione del canone pattuito per l'utilizzo delle sue reti da calcolarsi sulla base del 2% del valore delle stesse. Il giudizio è pendente in primo grado, in attesa dello svolgimento di perizia tecnica.

ANEEL - Brasile

Nel 2014, Eletropaulo (oggi Enel Distribuição São Paulo) ha avviato dinanzi alla giustizia federale brasiliana un'azione di annullamento del provvedimento amministrativo dell'Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) che, nel 2012, aveva introdotto retroattivamente un coefficiente negativo da applicarsi nella determinazione delle tariffe del successivo periodo regolatorio (2011-2015). Con tale provvedimento, l'ANEEL disponeva la restituzione del valore di alcune componenti della rete computate in tariffa perché ritenute inesistenti, nonché il rigetto della richiesta di Enel Distribuição São Paulo di includere nella tariffa ulteriori componenti. In data 9 settembre 2014 è stata disposta in via cautelare la sospensione del provvedimento impugnato. Il procedimento di primo grado si è concluso e si resta in attesa della decisione. Il valore della causa è pari a circa 1,3 miliardi di real brasiliani (circa 245 milioni di euro).

Endicon - Brasile

Il 17 ottobre 2021 Endicon (ex fornitore di servizi Enel in Brasile) ha intentato una causa contro Enel Distribuição Rio de Janeiro ed Enel Distribuição Ceará in cui chiede un risarcimento complessivo di circa 500 milioni di real brasiliani (circa 93 milioni di euro) per danni materiali e morali, che avrebbe subito in conseguenza di alcuni eventi ed esercizio abusivo di diritti, asseritamente imputabili alle società del Gruppo, verificatisi nel corso dell'esecuzione dei contratti, che ne avrebbero determinato il disequilibrio finanziario. Dopo la revoca, il 10 maggio 2022, di un provvedimento cautelare precedentemente emesso nei confronti delle società del Gruppo, il 2 dicembre 2021 Enel Distribuição Rio de Janeiro ed Enel Distribuição Ceará hanno presentato le loro difese nel merito, e il giudizio prosegue in primo grado nella fase di istruzione probatoria.

Socrel - Brasile

Enel Distribuição São Paulo è stata convenuta in giudizio da Serviços de Electricidade e Telecomunicações Ltda

(Socrel) con una richiesta di risarcimento dei presunti danni sofferti in conseguenza di una serie di eventi culminata nell'asserita illegittima risoluzione contrattuale da parte della società del Gruppo di vari contratti tra le parti, che avrebbe causato la crisi di liquidità di Socrel. All'esito di una perizia emessa nel corso del giudizio, la domanda di Socrel è stata quantificata in 321 milioni di real (circa 61 milioni di euro). Con sentenza del 27 marzo 2023 il Tribunal de Justiça do Estado de São Paulo ha integralmente rigettato nel merito la domanda di Socrel. Socrel ha impugnato la predetta sentenza che è stata annullata con provvedimento del 7 novembre 2023 con rinvio al giudice di primo grado per l'assunzione delle prove orali non ammesse nel primo giudizio.

Revisione tariffaria straordinaria 2022 (Ceará) - Brasile

Il 19 aprile 2022, l'Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) ha emesso la Risoluzione n. 3.026/2022 con la quale ha autorizzato un aumento tariffario per l'anno 2022 del servizio di distribuzione di energia elettrica effettuato da Enel Distribuição Ceará nella percentuale media del 24,85%. Sia soggetti privati sia istituzioni pubbliche hanno impugnato questa risoluzione dinanzi ai Tribunale Regionale Federale del distretto di Ceará, per un totale di sei procedimenti, chiedendo, in via cautelare, la cancellazione degli effetti della risoluzione e, nel merito, l'annullamento della stessa sul presupposto che l'aumento della tariffa sarebbe illegittimo. In tutti i procedimenti, Enel Distribuição Ceará ha contestato le domande delle controparti, insistendo per la legittimità dell'adeguamento tariffario. In considerazione dell'identità del *petitum* e della *causa petendi*, il 21 giugno 2022 il Tribunale Regionale Federale ha rigettato la domanda cautelare delle controparti e ha riunito i sei procedimenti in un unico giudizio. Il 23 settembre 2022, Enel Distribuição Ceará ha inoltre allegato in giudizio che, in conseguenza di alcuni interventi legislativi successivi, il prezzo della tariffa si sarebbe ridotto a seguito di una revisione tariffaria straordinaria e di una riduzione delle imposte. Si resta in attesa della decisione di merito. Il valore della controversia è allo stato indeterminato. Si segnala inoltre che, in data 31 luglio 2023, è stata rimessa al Tribunale Regionale Federale, per ragioni di connessione con le azioni in precedenza descritte, un'ulteriore azione promossa da una delle parti pubbliche in causa, volta a sostenere l'eccessiva onerosità dell'aumento tariffario a fronte della scarsa qualità del servizio fornito e asseriti inadempimenti contrattuali, oltre al risarcimento dei danni morali collettivi quantificati in circa 55 milioni di real (circa 10,6 milioni di euro).

CTEEP - Brasile

Il 16 marzo 2021 Enel Distribuição São Paulo (già Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA - Eletropaulo) ha promosso dinanzi al Tribunal de Justiça do

Estado de São Paulo un'azione di recupero del credito per un ammontare di circa 1,5 miliardi di real brasiliani nei confronti dell'operatore del sistema di trasmissione ISA CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica (CTEEP), quale debitore originario di un debito sorto prima della privatizzazione di Eletropaulo, nei confronti di Centrais Elétricas Brasileiras SA (Eletrobras) e a quest'ultima inizialmente pagato da Eletropaulo nel contesto di un accordo transattivo. Con decisione del 26 settembre 2023, la corte d'appello competente ha confermato la sentenza di primo grado che aveva respinto la domanda di Enel Distribuição São Paulo, quantificando altresì gli onorari di difesa dovuti per la soccombenza nella misura pari al 13% del valore attualizzato della domanda, per un importo corrispondente, a dicembre 2023, a circa 365 milioni di real brasiliani (circa 68 milioni di euro). Con provvedimento del 12 gennaio 2024 la corte d'appello ha rigettato il ricorso per revisione proposto avverso tale decisione da Enel Distribuição São Paulo. La società in data 23 febbraio 2024 ha impugnato dinanzi le corti superiori anche tale ultimo provvedimento.

Black-out novembre 2023 San Paolo - Brasile

A seguito degli eventi atmosferici del 3 novembre 2023 verificatisi sull'area della concessione di Enel Distribuição São Paulo (ED SP), al 31 dicembre 2023 sono state proposte n. 341 azioni individuali e n. 6 azioni collettive promosse da rappresentanti di Comuni, sindacati, partiti politici, dal Pubblico Ministero e dal Difensore d'Ufficio con le quali si chiede l'emissione di misure cautelari, la prestazione di servizi a opera di ED SP, la fornitura di informazioni e/o documenti, il mantenimento del livello del servizio di distribuzione, nonché la condanna al pagamento dei danni morali e materiali individuali e collettivi da determinarsi al momento processuale opportuno. Al 31 dicembre 2023 il valore complessivo delle azioni individuali è di circa 6,2 milioni di real brasiliani (circa 1,2 milioni di euro) mentre il valore delle azioni collettive è indeterminato.

Black-out novembre 2023 Rio de Janeiro - Brasile

A seguito degli eventi atmosferici del 18 novembre 2023 verificatisi sull'area della concessione di Enel Distribuição Rio de Janeiro (ED RJ), al 31 dicembre 2023 sono state proposte n. 3.308 azioni individuali e n. 16 azioni collettive promosse da rappresentanti di Comuni, dal Pubblico Ministero e dal Difensore d'Ufficio con le quali si chiede l'emissione di misure cautelari, la prestazione di servizi di assistenza a opera di ED RJ, la fornitura di informazioni, il mantenimento di misure di assistenza, nonché la condanna al pagamento dei danni morali e materiali individuali e collettivi da determinarsi al momento processuale opportuno. Al 31 dicembre 2023 il valore complessivo delle azioni individuali è di circa 61,3 milioni di real brasiliani (circa 11,4 milioni di euro) mentre il valore delle azioni collettive è indeterminato.

GasAtacama - Cile

Nel gennaio 2020 si è concluso il procedimento di impugnazione della sanzione amministrativa emessa nell'agosto 2016 dalla Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) nei confronti di GasAtacama Chile (oggi Enel Generación Chile), avente a oggetto le informazioni fornite al CDEC-SING (Centro de Despacho Económico de Carga) relativamente alle variabili del Minimo Técnico e del Tempo Minimo di Operazione nella centrale termica di Atacama. All'esito del procedimento l'importo della multa irrogata è stato ridotto da circa 6 milioni a circa 432.000 dollari statunitensi e il relativo importo è stato pagato dalla società. In conseguenza dei fatti oggetto del predetto procedimento sanzionatorio, alcuni operatori del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), tra i quali Aes Gener SA, Eléctrica Angamos SA ed Engie Energía Chile SA, nel 2017 convenivano in giudizio GasAtacama Chile al fine di ottenere il risarcimento dei danni asseritamente subiti, per un importo complessivo di circa 189 milioni di euro. In data 17 ottobre 2023 il Tribunale Civile di Santiago ha pronunciato la sentenza di primo grado con la quale ha accolto parzialmente le domande degli attori per un importo che dovrà essere quantificato in una successiva fase del giudizio. In data 31 ottobre 2023 la sentenza è stata impugnata da tutte le parti in causa, e il procedimento di appello è pendente. La società e i suoi consulenti legali esterni ritengono che la probabilità che la domanda avversaria venga confermata in appello sia remota.

Compañía Minera Arbiado - Cile

Nel 2016 le società Compañía Minera Arbiado e Ingenieros Asesores Limitada hanno convenuto in giudizio il Ministerio de Bienes Nacionales, il Ministerio de Energía, il Ministerio de Minería (cumulativamente, il "Ministero"), il Servicio Nacional de Geología y Minería (Sernageomin), Enel Green Power Chile (EGP Chile) e Parque Eólico Taltal SA per ottenere il risarcimento dei danni asseritamente subiti in conseguenza della presunta violazione dei diritti minerari di sfruttamento del suolo sottostante il terreno sul quale insiste il parco eolico Taltal, costruito su concessione ministeriale del 2012.

Con sentenza del 6 dicembre 2023, il Tribunale Civile di Santiago ha ordinato a Parque Eólico Taltal ed EGP Chile, in via solidale con il Sernageomin, il pagamento di un importo di circa 346 miliardi di pesos cileni (pari a circa 367 milioni di euro) in favore delle società attrici.

La sentenza è stata impugnata dalle società del Gruppo in data 22 dicembre 2023 ed è pendente il relativo procedimento di appello. Le società e i consulenti legali esterni ritengono che la probabilità che la domanda avversaria venga confermata in appello sia remota.

El Quimbo - Colombia

In relazione al progetto El Quimbo per la costruzione da parte di Emgesa (oggi Enel Colombia) di un impianto idro-

elettrico di 400 MW nella regione di Huila (Colombia), sono pendenti alcuni giudizi (*acciones de grupo* e *acciones populares*) avviati da abitanti/pescatori della zona. In particolare, una prima azione collettiva, che si trova nella fase istruttoria, è stata avviata da circa 1.140 residenti del municipio di Garzón che lamentano che la costruzione della centrale ridurrebbe di circa 30% i ricavi delle loro attività. Un secondo procedimento è stato avviato da abitanti e società/associazioni dei cinque comuni del Huila per presunti danni in relazione alla chiusura di un ponte (Paso El Colegio) tra agosto 2011 e dicembre 2012. In relazione alle cosiddette "*acciones populares*" (class action), nel 2008 alcuni abitanti della zona hanno avviato un procedimento per richiedere, tra l'altro, la sospensione della licenza ambientale. Nell'ambito di tale azione, l'11 settembre 2020, il Tribunale dell'Huila ha emesso una sentenza parzialmente sfavorevole a Emgesa, nella quale quest'ultima è stata condannata ad adempiere agli obblighi già previsti dalla licenza ambientale. Sia l'Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) sia Emgesa hanno impugnato questa decisione dinanzi al Consiglio di Stato. Il 20 settembre 2022, l'appello di ANLA è stato rigettato perché tardivo. Il procedimento prosegue in relazione all'appello di Emgesa. Un'ulteriore *acción popular* è stata, invece, promossa da alcune società di pescatori in relazione al presunto impatto delle attività di riempimento del bacino del Quimbo sulla pesca nel bacino di Betania, a valle del Quimbo. Dopo una serie di decisioni in sede cautelare, il giudice del Huila si è pronunciato in data 22 febbraio 2016 autorizzando provvisoriamente la produzione per un periodo di sei mesi. Il giudice ha richiesto a Emgesa la predisposizione di un progetto tecnico al fine di garantire il rispetto dei livelli di ossigeno e il rilascio di una garanzia di circa 20.000.000.000 di pesos colombiani (circa 5,5 milioni di euro). Successivamente, il Tribunale del Huila ha disposto la proroga del termine di sei mesi, e pertanto, in assenza di provvedimenti giudiziari contrari, la centrale del Quimbo sta continuando a produrre energia in quanto il sistema di ossigenazione implementato da Emgesa ha finora dimostrato di consentire il raggiungimento dei livelli di ossigeno imposti dal Tribunale. Il 22 marzo 2018, l'ANLA e la CAM hanno presentato congiuntamente la relazione finale sulle attività di monitoraggio della qualità dell'acqua a valle della diga della centrale El Quimbo, con la quale entrambe le autorità hanno confermato il rispetto dei livelli di ossigeno da parte di Emgesa. In data 12 gennaio 2021 si è appresa la notizia dell'emissione della sentenza di primo grado da parte del Tribunale del Huila la quale, pur riconoscendo che il sistema di ossigenazione implementato da Emgesa avesse mitigato i rischi associati alla tutela della fauna nel bacino di Betania, ha imposto una serie di obblighi in capo alle autorità ambientali coinvolte, nonché alla stessa Emgesa. In particolare, quest'ultima è stata chiamata a implementare un progetto di decontaminazione volto a garantire che l'acqua del bacino non generi rischi per la flora e la

fauna del fiume e che sarà sottoposto a verifica dell'ANLA, nonché ad assicurare, in maniera permanente, l'operatività del sistema di ossigenazione già implementato, adeguandolo ai parametri richiesti dall'ANLA. Il 4 marzo 2021, Emgesa ha impugnato questa decisione in appello dinanzi al Consiglio di Stato. Il 31 dicembre 2021 il Consiglio di Stato ha dichiarato l'impugnazione di Emgesa ammissibile. Il procedimento prosegue in secondo grado.

Procedimento utenti Nivel de Tensión Uno - Colombia

Si tratta di una *acción de grupo* avviata dal Centro Médico de la Sabana e altri soggetti nei confronti di Codensa (oggi Enel Colombia) per ricevere la restituzione di quanto sarebbe stato asseritamente pagato in eccesso in tariffa. L'azione si fonda sull'asserita mancata applicazione da parte di Codensa di una agevolazione tariffaria cui avrebbero diritto gli attori in qualità di utenti appartenenti al livello di Tensione Uno (tensione minore di 1 kV) e proprietari delle infrastrutture, come stabilito nella delibera n. 82 del 2002, successivamente modificata dalla delibera n. 97 del 2008. La fase istruttoria si è conclusa e si è in attesa della sentenza. Il valore stimato del procedimento è di circa 337 miliardi di pesos colombiani (circa 96 milioni di euro).

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

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

Arbitrato Kino - Messico

In data 16 settembre 2020 è stata notificata a Kino Contractor SA de Cv (Kino Contractor), Kino Facilities Manager SA de Cv (Kino Facilities) ed Enel SpA (Enel) una domanda di arbitrato presentata da Parque Solar Don José SA de Cv, Villanueva Solar SA de Cv e Parque Solar Villanueva Tres SA de Cv (insieme, le "Società di Progetto"), nella quale le Società di Progetto lamentano la violazione (i) da parte di Kino Contractor di alcune previsioni dell'EPC Contract e (ii) da parte di Kino Facilities di alcune previsioni dell'Asset Management Agreement, entrambi contratti relativi ai progetti solari di proprietà delle tre società attrici. Enel - garante delle obbligazioni assunte da Kino Contractor e Kino Facilities in forza dei predetti contratti - è stata chiamata in arbitrato, ma senza che siano state avanzate, nei suoi confronti, specifiche domande. Le Società di Progetto, nelle quali Enel Green Power SpA è azionista minoritario, sono controllate da CDPQ Infraestructura Participación SA de Cv (controllata da Caisse de Dépôt et Placement du Qué-

ec) e CKD Infraestructura México SA de Cv. In data 4 agosto 2023 è stato notificato il lodo finale con il quale il tribunale arbitrale ha dichiarato di non avere giurisdizione nei confronti di Enel SpA e, in parziale accoglimento delle domande delle Società di Progetto, ha condannato Kino Contractor e Kino Facilities (ora Enel Services México SA de Cv - Enel Services) al pagamento di penali contrattuali per un importo complessivo pari a circa 77 milioni di dollari statunitensi, oltre interessi al tasso del 6% annuo (Lodo). Successivamente, Kino Contractor ed Enel Services hanno depositato istanza di correzione del Lodo che è stata parzialmente accolta e, in data 13 dicembre 2023, hanno proposto impugnazione per nullità del Lodo dinanzi alle Corti messicane. Il procedimento è pendente. Nel dicembre 2023, inoltre, le Società di Progetto hanno iniziato un giudizio dinanzi alla Supreme Court dello Stato di New York contro Enel, nella sua qualità di garante delle obbligazioni di Kino Contractor, per richiedere il pagamento di quanto dovuto da quest'ultima società ai sensi del Lodo. La domanda è contestata integralmente, sia in fatto sia in diritto. Il giudizio è pendente.

Allianz - Nord America

Il 18 maggio 2022 High Lonesome Wind Project LLC è stata convenuta in giudizio dinanzi alla New York Superior Court da parte di Allianz Risk Transfer Ltd, per un ammontare di circa 203 milioni di dollari statunitensi, in merito all'asserito debito maturato a partire da febbraio 2021 dalla società in relazione a un Proxy Revenue Swap. La domanda è contestata nella sua interezza. Il procedimento è attualmente pendente dinanzi alla Southern District Court di New York.

Osage Wind - Nord America

Nell'ambito di un procedimento introdotto dagli Stati Uniti d'America (in qualità di trustee della Osage Nation) e dall'Osage Mineral Council contro Enel Green Power North America, Enel Kansas LLC e Osage Wind LLC, il 20 dicembre 2023 è stato emesso un provvedimento da parte del Tribunale distrettuale federale del Nord Oklahoma che prevede la rimozione dell'impianto eolico e la prosecuzione del giudizio in relazione ai danni, quantificati dalle parti attrici in almeno 25 milioni di dollari statunitensi. Il procedimento prosegue in primo grado e le domande avversarie sono contestate; il provvedimento, non definitivo, sarà impugnato nelle sedi e tempi opportuni.

Gastalsa - Perù

Nel mese di febbraio 2022 Enel Generación Piura SA (EGPIURA) è venuta a conoscenza di una misura cautelare emessa dal Juzgado Civil de Talara de la Corte Superior de Justicia de Sullana in favore di Empresa de Gas de Talara SA (Gastalsa) che ordinava ad alcune autorità pubbliche (Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas, Organismo Superior de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) e Ministero dell'Energia) di (i) ripristinare la

concessione di gas naturale del distretto di Parinas in favore di Gastalsa, e (ii) procedere alla valorizzazione e al trasferimento dei gasdotti di proprietà di EGPIURA (che forniscono gas naturale alla centrale termica Malacas), da EGPIURA in favore di Gastalsa. Tale misura cautelare conseguiva alla decisione emessa dal Tribunale di Talara di parziale accoglimento di una domanda presentata da Gastalsa che chiedeva la revoca del provvedimento che annullava la concessione in suo favore e il conseguente trasferimento alla stessa del gasdotto attualmente di proprietà di EGPIURA.

In data 2 agosto 2022, la Sala Civil de la Corte Superior de Justicia de Sullana ha emesso sentenza di secondo grado sfavorevole a Gastalsa, rinviando la causa al tribunale di primo grado per una nuova decisione. In conseguenza di tale decisione, il 9 settembre 2022 la misura cautelare precedentemente emessa è stata integralmente revocata.

Nel frattempo, nel mese di luglio 2022, il Tribunale Costituzionale, accogliendo la domanda di un altro operatore del sistema, terzo interessato, aveva dichiarato che la domanda originaria di Gastalsa era stata presentata fuori termine. In data 24 gennaio 2023 il Tribunale Costituzionale ha altresì respinto l'impugnazione di tale provvedimento che è pertanto passato in giudicato e comunicato al giudice di appello per emettere una nuova decisione sulla questione della decadenza.

Con decisione del 27 giugno 2023, il giudice di appello ha rigettato l'eccezione di decadenza formulata dal terzo interessato e, successivamente, con provvedimento del 25 luglio 2023 il tribunale di primo grado ha revocato la sospensione del giudizio di primo grado nel frattempo disposta e trattenuto la causa in decisione. Successivamente, con provvedimento del 15 settembre 2023 il tribunale dichiarava infondata l'eccezione di nullità del provvedimento sollevata da EGPIURA e da altra parte in giudizio, e rinviava la causa per la trattazione orale all'udienza del 25 settembre 2023. EGPIURA e l'altra parte in giudizio impugnavano il predetto provvedimento dinanzi al giudice di appello che, con decisione del 20 gennaio 2024, ha revocato il provvedimento impugnato rinviando il giudizio in primo grado. Si resta in attesa della relativa decisione.

Nel frattempo, il 9 agosto 2023 EGPIURA ha altresì impugnato dinanzi la Corte Superiore di Giustizia di Lima l'anzidetta decisione del 27 giugno 2023 del giudice di appello, in quanto in contrasto con la pronuncia del Tribunale Costituzionale del 24 gennaio 2023. L'udienza di discussione è prevista per il 7 agosto 2024.

Contenzioso Gabčíkovo - Slovacchia

La società Slovenské elektrárne (SE) è coinvolta in diversi procedimenti avviati davanti alle corti nazionali in relazione all'impianto idroelettrico di 720 MW di Gabčíkovo, amministrato da Vodohospodárska Výstavba Štátny Podnik (VV) e la cui gestione e manutenzione, nel contesto della privatizzazione di SE del 2006, era stata affidata a SE per un periodo di 30 anni con un accordo di gestione (VEG Operating Agreement).

Subito dopo il closing della privatizzazione, il Public Procurement Office (PPO) ha promosso un'azione davanti al Tribunale di Bratislava al fine di accertare l'invalidità del VEG Operating Agreement sulla base di una asserita violazione della normativa sugli appalti pubblici, qualificando il predetto contratto come contratto di servizi e come tale soggetto alla citata normativa. Il primo grado di giudizio si è concluso nel novembre 2011 con decisione favorevole per SE, appellata dal PPO. In parallelo all'azione del PPO, anche VV aveva iniziato diverse azioni e in particolare ha richiesto di dichiarare la nullità del VEG Operating Agreement. Il 12 dicembre 2014, inoltre, VV ha effettuato il recesso unilaterale dal VEG Operating Agreement, e, in data 9 marzo 2015, ha comunicato la risoluzione per inadempimento del citato contratto. Lo stesso 9 marzo 2015 è stato letto in udienza il dispositivo della decisione del tribunale di appello che, nell'ambito dell'azione promossa dal PPO, ha dichiarato la nullità del VEG Operating Agreement, in contrasto con la decisione del giudice di primo grado. SE ha presentato ricorso straordinario avverso tale decisione alla Corte Suprema che è stato respinto all'udienza del 29 giugno 2016. Successivamente, con sentenza divenuta definitiva il 18 gennaio 2017 è stato altresì respinto il ricorso presentato da SE dinanzi alla Corte Costituzionale.

Inoltre, SE ha presentato una domanda di arbitrato presso il Vienna International Arbitral Centre (VIAC) sulla base del VEG Indemnity Agreement. In base a questo accordo, sottoscritto nell'ambito della privatizzazione tra il National Property Fund (oggi MH Manazment - MHM) della Repubblica Slovacca e SE, quest'ultima aveva diritto a essere indennizzata in caso di interruzione anticipata del VEG Operating Agreement per motivi non imputabili a SE. In data 30 giugno 2017, il Tribunale arbitrale ha emesso il lodo con la quale ha rigettato la domanda di SE.

Le due domande proposte parallelamente a tale procedimento arbitrale da VV e MHM dinanzi al tribunale al fine di accertare e dichiarare l'invalidità del VEG Indemnity Agreement a causa dell'asserito collegamento di quest'ultimo con il VEG Operating Agreement sono state rigettate il 27 settembre 2017 per ragioni processuali. Sia VV sia MHM hanno presentato appello, ed entrambe le impugnazioni sono state rigettate, confermando la decisione di primo grado a favore di SE. Avverso la decisione di rigetto del proprio appello VV ha presentato un ricorso straordinario (*dovolanie*) dinanzi alla Corte Suprema in data 9 marzo 2020 al quale SE ha risposto con memoria presentata l'8 giugno 2020 e ha anche presentato un ricorso davanti alla Corte Costituzionale slovacca, che è stato respinto il 29 luglio 2021. Il 24 marzo 2021, la Corte Suprema ha annullato la decisione della Corte d'Appello di Bratislava, rinviando il giudizio alla medesima Corte d'Appello per una nuova decisione, e il procedimento è attualmente pendente.

Sempre in ambito locale, VV ha intentato altresì diversi giudizi nei confronti di SE per l'accertamento di un asserito ingiustificato arricchimento da parte di quest'ultima (stimato in circa 360 milioni di euro, oltre interessi) per il periodo 2006-2015.

SE ha presentato domanda riconvenzionale in tutti i menzionati procedimenti. In relazione a tali procedimenti si osserva quanto segue:

- i. con riguardo agli anni 2006-2008, all'udienza del 26 giugno 2019, il Tribunale di Bratislava ha rigettato in rito la domanda principale di VV e, conseguentemente, la domanda riconvenzionale di SE. La sentenza di primo grado è stata impugnata da entrambe le parti dinanzi alla Corte d'Appello di Bratislava. Il procedimento d'appello relativo all'anno 2006 si è concluso con la decisione del 6 dicembre 2022, notificata a SE in data 18 febbraio 2023, che ha confermato la pronuncia di primo grado. Nell'aprile 2023 sia SE sia VV hanno presentato ricorso straordinario dinanzi la Corte Suprema avverso la predetta sentenza di appello ed è pendente il relativo procedimento. In relazione al procedimento relativo all'anno 2007 la Corte d'Appello con sentenza del 31 gennaio 2023, notificata a SE in data 12 aprile 2023, annullava la decisione di primo grado, rinviando la causa al Tribunale di Bratislava per un nuovo procedimento: la prima udienza si è celebrata l'8 gennaio 2024 e la causa è stata rinviata all'udienza dell'11 settembre 2024 per il prosieguo. Il giudizio relativo all'anno 2008 è ancora pendente in appello;
- ii. i procedimenti relativi agli anni 2011 e 2015 sono pendenti in primo grado e le parti hanno scambiato memorie scritte. Per entrambi i procedimenti la fissazione dell'udienza di primo grado ha subito numerosi rinvii a causa della situazione di emergenza epidemiologica e, attualmente, risulta rinviata a data da destinarsi;
- iii. i procedimenti relativi agli anni 2009, 2010 e 2013 si sono conclusi in primo grado con pronunce del Tribunale di Bratislava rispettivamente del 24, 15 e 22 novembre 2022, con le quali sono state rigettate in rito sia la domanda di VV sia la domanda riconvenzionale di SE. Tra dicembre 2022 e gennaio 2023 sia SE sia VV hanno proposto appello avverso le pronunce relative agli anni 2009, 2010 e 2013 e i procedimenti sono attualmente pendenti. Anche il procedimento relativo all'anno 2014 si è concluso in primo grado con pronuncia del Tribunale di Bratislava del 10 ottobre 2023, non ancora notificata, di rigetto in rito della domanda principale di VV e, conseguentemente, anche della domanda riconvenzionale di SE;
- iv. quanto al procedimento relativo all'anno 2012, il 2 febbraio 2023 è stata notificata a SE la sentenza di appello che ha confermato la pronuncia di primo grado di rigetto in rito sia della domanda di VV sia della domanda riconvenzionale di SE. Sia VV sia SE, rispettivamente in data 17 marzo 2023 e 31 marzo 2023, hanno proposto un ricorso straordinario dinanzi la Corte Suprema avverso la pronuncia di appello ed è pendente il relativo procedimento.

Infine, in un altro procedimento VV ha richiesto a SE la restituzione del corrispettivo per il trasferimento da SE a VV degli asset tecnologici dell'impianto di Gabčíkovo, avvenuto nell'ambito della privatizzazione, per un valore di circa 43 milioni di euro, oltre interessi. Dopo aver emesso un parere

preliminare rilevando la carenza di legittimazione attiva di VV, il 18 dicembre 2020 il Tribunale ha reso una sentenza favorevole a SE, rigettando le pretese di VV. Il 4 gennaio 2021, VV ha proposto appello avverso tale decisione e il procedimento è pendente.

Contenziosi fiscali in Brasile

Whitholding 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, ora Enel Distribuição Rio de Janeiro, ha prodotto l'ulteriore documentazione probatoria e, a fronte delle conclusioni esposte dall'esperto, ha richiesto un'ulteriore perizia; la causa viene rimessa all'esperto per chiarimenti rispetto alla posizione espressa dalla società.

A luglio 2021 viene depositata la relazione integrativa da parte dell'esperto nella quale si riconosce l'esistenza dei contratti di finanziamento e la risoluzione del prestito obbligazionario avvenuta, sia per la quota capitale sia per gli interessi, principalmente attraverso un aumento di capitale. La società, chiamata a pronunciarsi sulla relazione depositata, chiede

l'annullamento integrale del debito tributario.

Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2023 è di circa 270 milioni di euro.

PIS/COFINS/ICMS - Enel Distribuição São Paulo

Nel marzo 2017, il Supremo Tribunal Federal del Brasile (STF) ha deliberato in merito al calcolo delle imposte PIS e COFINS confermando la tesi secondo cui l'ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*, imposta sulla circolazione di beni e servizi) non rientrava nella base di calcolo del PIS e del COFINS.

Nel maggio 2021 il STF ha stabilito che gli effetti si sarebbero prodotti a partire dalla sentenza di marzo 2017, fatta eccezione per i contribuenti che avevano presentato ricorso prima di tale data.

Le società brasiliane del Gruppo interessate dalla sentenza STF avevano già avviato azioni legali presso i rispettivi tribunali regionali federali. Successivamente, questi ultimi notificavano alle stesse la decisione finale, riconoscendo il diritto di dedurre l'ICMS applicata alle proprie operazioni dalla base di calcolo del PIS e COFINS. Poiché l'eccezione di pagamento delle imposte PIS e COFINS è stata trasferita ai clienti finali, contestualmente alla rilevazione di tali imposte recuperabili, è stata rilevata una passività verso gli stessi per i medesimi importi, al netto di qualsiasi costo sostenuto o da sostenere nei procedimenti legali. Tali passività rappresentano l'obbligo di restituire ai clienti finali le imposte recuperate.

Enel Distribuição São Paulo a tal proposito ha intrapreso due contenziosi attivi terminati a suo favore e relativi, rispettivamente, al periodo da dicembre 2003 a dicembre 2014 e da gennaio 2015 in avanti. In riferimento al secondo giudizio, la Federal Union ha depositato un'azione di rescissione avverso la società, contestando il fatto che parte del periodo in questione (antecedente a marzo 2017) sarebbe negativamente impattata dalla sentenza di maggio 2021 della STF sopra citata.

A maggio 2022 la società ha impugnato tale azione sostenendo la correttezza del proprio operato nei diversi gradi di giudizio. Nel corso del 2023, a seguito di esito sfavorevole in secondo grado giudiziale, la società, con un nuovo appello, ha fatto richiesta di chiarimento sulla decisione.

Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2023 è di circa 235 milioni di euro.

IRPJ/CSLL - Eletropaulo

Il 5 ottobre 2021, Eletropaulo ha ricevuto un avviso di accertamento, emesso dall'Autorità Fiscale Brasiliana, con il quale viene contestata la deducibilità, ai fini delle imposte sul reddito (*Imposto sobre a Renda das Pessoas Jurídicas* - IRPJ e *Contribuição Social sobre o Lucro Líquido* - CSLL), dell'ammortamento fiscale sugli extra valori generati da operazioni straordinarie, realizzate prima dell'acquisizione della società da parte del Gruppo Enel. In particolare, il periodo oggetto di contestazione va dal 2017 al 2019.

La società, ritenendo solide le proprie argomentazioni, ha

presentato la propria difesa nel primo grado di giudizio amministrativo.

Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2023 è di circa 158 milioni di euro.

PIS - Eletropaulo

Nel luglio del 2000, Eletropaulo ha instaurato un contenzioso per il riconoscimento di un credito PIS (*Programa Integração Social*) derivante da somme versate in applicazione di norme (Decreto Legge n. 2.445/1988 e n. 2.449/1988) successivamente dichiarate incostituzionali dal Supremo Tribunal Federal (STF). Nel maggio del 2012, è stata emessa dal Superior Tribunal de Justiça (STJ) la sentenza finale favorevole alla società che ha riconosciuto il diritto al credito.

Nel 2002, prima dell'emissione della citata sentenza finale favorevole, la società ha compensato il credito con altri tributi federali. Tale comportamento è stato contestato dall'Autorità Fiscale Federale ma la società, sostenendo la correttezza del proprio operato, ha impugnato in tribunale gli atti emessi dall'Autorità Fiscale Federale. A seguito della sconfitta in primo grado, la società ha presentato appello in secondo grado. Il valore complessivo delle cause al 31 dicembre 2023 è di circa 134 milioni di euro.

ICMS - Ampla, Coelce ed Eletropaulo

Gli Stati di Rio de Janeiro, di Ceará e di São Paulo hanno notificato diversi atti impositivi, rispettivamente alla società Ampla Energia e Serviços SA (per i periodi 1996-1999 e 2007-2017), alla società Companhia Energética do Ceará SA (per i periodi 2003, 2004, 2006-2012, 2015, 2016 e 2018) e alla società Eletropaulo (per i periodi 2008-2021), contestando la detrazione dell'ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*, imposta sulla circolazione di beni e servizi) relativa all'acquisto di alcune immobilizzazioni. Le società hanno impugnato gli atti difendendo la corretta detrazione dell'imposta e sostenendo che i beni, la cui acquisizione ha generato l'ICMS, sono destinati all'attività di distribuzione di energia elettrica.

Le società continuano a difendere il proprio operato nei diversi gradi di giudizio.

Il valore complessivo delle cause al 31 dicembre 2023 è di circa 106 milioni di euro.

Withholding Tax - Endesa Brasil

Il 4 novembre 2014, l'Autorità Fiscale brasiliana ha emesso un avviso di accertamento verso Endesa Brasil SA (attuale Enel Brasil SA) contestando la mancata applicazione di ritenute su dividendi, riqualificati come pagamento di reddito a soggetti non residenti.

In particolare, nel 2009, Endesa Brasil, per effetto della prima applicazione degli IFRS-IAS, ha effettuato lo storno di un godwill imputandone gli effetti a patrimonio netto, sulla base di quanto previsto dalla 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 confermata dall'Auditor esterno e altresì da una specifica legal opinion, rilasciata da uno Studio locale.

A seguito degli esiti sfavorevoli nei gradi di giudizio amministrativo, la società continua a difendere in via giudiziale il proprio operato e la correttezza del trattamento contabile adottato.

Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2023 è di circa 77 milioni di euro.

ICMS - Coelce

Lo Stato del Ceará ha emesso negli anni diversi avvisi di accertamento (per i periodi 2015-2018) alla società Companhia Energética do Ceará SA, così come a tutti gli altri distributori di energia in Brasile, esigendo l'ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*, imposta sulla circolazione di beni e servizi) sui sussidi corrisposti dal Governo Federale a fronte degli sconti regolamentari riconosciuti a determinati consumatori.

La società ha impugnato i singoli atti difendendo la propria posizione nei diversi gradi di giudizio.

Il valore delle cause al 31 dicembre 2023 è di circa 69 milioni di euro.

PIS/COFINS - Eletropaulo

L'Autorità Fiscale Federale, a partire da giugno 2017, ha notificato diversi avvisi di accertamento a Eletropaulo (per i periodi 2013-2018) contestando alcune compensazioni di crediti d'imposta con i contributi sociali (PIS e COFINS) e chiedendo quindi il pagamento di questi ultimi.

L'Autorità Fiscale sostiene che la società abbia dichiarato crediti PIS e COFINS a fronte dell'acquisto di beni e servizi che non possono essere considerati fiscalmente rilevanti poiché non essenziali per la distribuzione di energia. Inoltre, si contesta la determinazione del credito d'imposta connesso a perdite non tecniche dell'energia acquistata.

La società ha prontamente difeso la correttezza dei propri calcoli e sostenuto la regolarità delle compensazioni attuate nei diversi gradi di giudizio.

Il valore delle cause al 31 dicembre 2023 è di circa 55 milioni di euro.

ICMS (pro rata) - Coelce

Lo Stato di Ceará ha notificato nel tempo diversi atti impositivi alla società Companhia Energética do Ceará SA (per i periodi 2005-2014), contestando la determinazione della quota detraibile dell'ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*, imposta sulla circolazione di beni e

servizi) e in particolare la modalità di calcolo del *pro rata* di detrazione con riferimento ai ricavi derivanti dall'applicazione di una speciale tariffa prevista dal Governo brasiliano per la vendita di energia elettrica alle persone a basso reddito (*Baixa Renda*).

La società ha impugnato i singoli atti difendendo la corretta detrazione dell'imposta e sostenendo la regolarità dei calcoli effettuati e difende il proprio operato nei diversi gradi di giudizio.

Il valore complessivo delle cause al 31 dicembre 2023 è di circa 52 milioni di euro.

PIS - Eletropaulo

Nel corso del mese di dicembre del 1995 il Governo brasiliano ha disposto un incremento dell'aliquota dell'imposta federale PIS (*Programa Integração Social*) da 0,50% a 0,65% attraverso l'emanazione di un provvedimento provvisorio (*Executive Provisional Order*).

Successivamente, il suddetto provvedimento provvisorio è stato reiterato per cinque volte prima della sua definitiva conversione in legge avvenuta nel 1998. Secondo la normativa brasiliana, l'aumento dell'aliquota fiscale (o l'istituzione di un nuovo tributo) può essere disposto solo in forza di legge ed è efficace una volta decorsi 90 giorni dalla sua pubblicazione.

Pertanto, Eletropaulo ha instaurato un contenzioso argomentando che l'aumento dell'aliquota fiscale sarebbe stato efficace solo dopo 90 giorni dall'ultimo ordine provvisorio sostenendo, quindi, che siano da considerarsi nulli gli effetti dei primi quattro provvedimenti provvisori (in quanto mai convertiti in legge). Tale contenzioso si è concluso nell'aprile del 2008 riconoscendo la validità dell'incremento dell'aliquota del PIS a partire dal primo provvedimento provvisorio. Nel maggio 2008, l'Autorità Fiscale brasiliana ha intentato una causa nei confronti della società Eletropaulo per richiedere il versamento delle maggiori imposte corrispondenti all'incremento di aliquota per il periodo marzo 1996 - dicembre 1998. Al riguardo, Eletropaulo si è opposta a tale richiesta, nei diversi gradi di giudizio, sollevando l'intervenuta prescrizione dei tempi per l'emissione dell'avviso di accertamento. In particolare, essendo trascorsi più di cinque anni dal verificarsi del presupposto impositivo (dicembre 1995, data del primo provvedimento provvisorio) senza l'emissione di alcun atto formale, si contesta all'Autorità Fiscale la prescrizione del diritto di richiedere il versamento delle maggiori imposte nonché la possibilità di instaurare qualsiasi azione legale in tal senso.

Nel 2017, a seguito delle decisioni sfavorevoli pronunciate nei precedenti gradi di giudizio, Eletropaulo ha presentato appello - per vedere riconosciuti i propri diritti e per difendere il proprio operato - presso il Superior Tribunal de Justiça (STJ) e il Supremo Tribunal Federal (STF). I suddetti giudizi sono tuttora pendenti mentre gli importi oggetto di contestazione sono stati oggetto di copertura mediante garanzia bancaria.

Con riferimento alla richiesta dell'Ufficio del Procuratore Generale del Dipartimento del Tesoro Nazionale brasiliano di sostituire la garanzia bancaria con un deposito giudiziario, il tribunale giudiziario di secondo grado ha accolto tale istanza. Pertanto, la società ha sostituito la garanzia bancaria con un deposito in contanti e ha presentato una mozione di chiarimento contro la relativa decisione, attualmente in attesa di giudizio.

Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2023 è di circa 48 milioni di euro.

FINSOCIAL - Eletropaulo

A seguito di una sentenza definitiva, emessa dalla Corte Regionale Federale l'11 settembre 2011, la società Eletropaulo ha visto riconosciuto il diritto alla compensazione di alcuni crediti FINSOCIAL (contributo sociale), relativi a somme versate da settembre 1989 a marzo 1992.

Nonostante lo scadere dei relativi termini di prescrizione (*statute of limitations*), l'Autorità Fiscale Federale ha contestato la determinazione di alcuni crediti e ha rigettato le corrispondenti compensazioni, emettendo alcuni atti impositivi che la società ha prontamente impugnato in via amministrativa, difendendo la correttezza dei propri calcoli e sostenendo la regolarità del proprio operato.

Dopo una sentenza sfavorevole in primo grado, la società ha presentato appello dinanzi al tribunale amministrativo in secondo grado.

Il valore complessivo delle cause al 31 dicembre 2023 è di circa 48 milioni di euro.

Contenziosi fiscali in Spagna

Imposte sui redditi - Enel Iberia, Endesa e controllate

Nel 2018, l'Autorità Fiscale spagnola ha concluso una verifica generale che ha interessato le società del Gruppo facenti parte del consolidato fiscale spagnolo. Tale verifica, avviata nel 2016, ha interessato l'imposta sui redditi delle società, l'imposta sul valore aggiunto e le ritenute (principalmente relativamente agli anni dal 2011 al 2014).

Con riferimento alle principali contestazioni, le società interessate hanno impugnato i relativi atti in primo grado amministrativo (Tribunal Económico-Administrativo Central - TEAC), difendendo la correttezza del proprio operato.

Il 4 aprile 2022, il TEAC ha respinto il ricorso e le società continuano a difendere il proprio operato in sede giudiziale (Audiencia Nacional).

In relazione alle contestazioni in materia di imposta sui redditi delle società, il contenzioso valutato con esito possibile ammonta a circa 134 milioni di euro al 31 dicembre 2023:

- i. Enel Iberia difende la correttezza del criterio adottato per la determinazione della deducibilità di minusvalenze derivanti da vendite azionarie (circa 88 milioni di euro) e di alcuni oneri finanziari (circa 15 milioni di euro);
- ii. Endesa e le sue controllate principalmente difendono la correttezza del criterio adottato per la deducibilità di

alcuni oneri finanziari (circa 25 milioni di euro) e di costi per lo smantellamento di centrali nucleari (circa 6 milioni di euro).

Nel 2021, l'Autorità Fiscale spagnola ha concluso una nuova verifica generale relativamente agli anni dal 2015 al 2018. Le società interessate hanno impugnato i relativi atti in primo grado amministrativo (TEAC), difendendo la correttezza del proprio operato.

In relazione alla principale contestazione in materia di imposta sui redditi delle società, riferibile alla deducibilità di alcuni oneri finanziari, il contenzioso valutato con esito possibile ammonta a circa 226 milioni di euro al 31 dicembre 2023 (Enel Iberia 213 milioni di euro; Endesa SA 13 milioni di euro).

Imposte sui redditi - Enel Green Power España SL

Il 7 giugno 2017, l'Autorità Fiscale Spagnola ha emesso un avviso di accertamento verso Enel Green Power España SL,

contestando il regime di neutralità fiscale applicato alla fusione di Enel Unión Fenosa Renovables SA (EUFER) in Enel Green Power España SL avvenuta nel 2011. Tale rilievo si fonda sulla presunta assenza di valide ragioni economiche a supporto dell'operazione.

Il 6 luglio 2017, la società ha impugnato l'atto in primo grado amministrativo (Tribunal Económico-Administrativo Central - TEAC), difendendo la correttezza del trattamento fiscale applicato alla fusione. Al riguardo, la società ha fornito il supporto documentale attestante le sinergie conseguite per effetto della fusione al fine di dimostrare l'esistenza delle valide motivazioni economiche a supporto della stessa. Il 10 dicembre 2019, il TEAC ha respinto il ricorso e la società continua a difendere il proprio operato in sede giudiziale (Audiencia Nacional).

Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2023 è di circa 98 milioni di euro.

58. Programmi ambientali

Alcune società del Gruppo sono interessate da norme regolatorie ambientali nazionali o sovranazionali che hanno l'obiettivo di sviluppare l'uso di meccanismi di protezione ambientale in conformità con le politiche ambientali dell'Unione Europea e con gli accordi internazionali globali.

58.1 Termini e natura dei programmi ambientali

I principali programmi ambientali che interessano le società del Gruppo sono riepilogati nella seguente tabella in accordo con il Public Statement ESMA del 25 ottobre 2023 - Priorità 1: Climate-related matters.

Programma	Descrizione delle misure	Natura delle misure
EU ETS ⁽⁷⁸⁾	Il Sistema, applicato a tutti i Paesi UE, fissa un tetto massimo annuale alle emissioni, che diminuisce progressivamente al fine di ridurre le emissioni totali in Europa. Nella sua fase 4 (2021-2030), il Sistema è diventato più rigoroso, quale parte del contributo dell'UE all'Accordo di Parigi sul clima. Al tetto annuale corrisponde uno specifico numero di quote (per ciascun impianto industriale autorizzato), che vengono assegnate, tramite partecipazione ad aste o a titolo gratuito, dall'autorità locale competente, e che sono liberamente trasferibili e scambiabili tra operatori. I soggetti obbligati cedono per ciascun periodo di riferimento le quote equivalenti alle loro emissioni inquinanti.	Sistema "cap and trade" obbligatorio per legge. Nel Gruppo, le quote di CO ₂ sono applicabili alle società di produzione di energia termoelettrica operanti in Italia e Spagna. Nei Paesi in cui il Gruppo è impegnato in attività di generazione termoelettrica, la normativa europea prevede che le quote vengano assegnate tramite asta e non siano concesse a titolo gratuito.
Certificati di efficienza energetica	Il programma ha l'obiettivo di ridurre il consumo di energia da parte degli utenti finali attraverso interventi sviluppati in applicazione delle Direttive dell'Unione Europea e delle leggi nazionali. I titoli negoziabili sono emessi, su un arco temporale pluriennale, dalle autorità nazionali competenti alle imprese che realizzano direttamente o indirettamente interventi/progetti per il miglioramento dell'efficienza energetica. Al termine del periodo, le imprese obbligate sono tenute a presentare certificati corrispondenti ai risparmi energetici obbligatori.	Obbligatorio per legge. Attualmente il Gruppo detiene titoli di efficienza energetica in Italia e Spagna dove i soggetti obbligati sono, rispettivamente, le società di distribuzione e di vendita di elettricità.
Garanzie di origine (GO)	Questo sistema europeo ha l'obiettivo di incentivare l'uso di energia prodotta da fonti rinnovabili. La certificazione è riconosciuta dalle autorità nazionali competenti a impianti di generazione rinnovabile qualificati, che soddisfano specifici requisiti. I titoli sono negoziabili e scambiati, anche separatamente dall'energia elettrica cui si riferiscono, durante il loro periodo di validità fino a quando non vengono annullati dall'emittente su richiesta dell'utilizzatore dei certificati.	Il meccanismo interessa attualmente le società di vendita italiane e spagnole del Gruppo che hanno l'obbligo di approvvigionarsi di un certo volume di GO a seconda del livello di vendite ai clienti.
Certificati di Energia Rinnovabile (REC)	Questi certificati sono assegnati alle società di generazione energetica in Paesi fuori dall'Europa per certificare la provenienza da fonti rinnovabili dell'elettricità consumata. Il funzionamento del sistema è analogo a quello delle garanzie di origine europee.	Meccanismo volontario che attualmente impatta su alcune società del Gruppo in Nord America e America Latina.

(78) European Emissions Trading System, Sistema europeo di scambio di quote di emissione.

58.2 Policy contabili

Ai fini della rilevazione contabile degli oneri derivanti da tali obblighi normativi, il Gruppo applica il cosiddetto "net liability approach".

Nell'ambito di tale trattamento contabile:

- i certificati ambientali eventualmente ricevuti gratuitamente e quelli autoprodotti nell'ambito dello svolgimento dell'attività aziendale, destinati all'adempimento della compliance, sono rilevati al valore nominale (valore nullo);
- gli oneri sostenuti per acquistare sul mercato (o comunque ottenere a titolo oneroso) ulteriori certificati necessari per adempiere all'obbligo del periodo di riferimento sono rilevati a Conto economico nell'ambito degli "Altri costi operativi", in quanto rappresentano "oneri di sistema" conseguenti all'adempimento di un obbligo normativo;
- se il numero dei certificati ambientali disponibili alla data di riferimento del bilancio non è sufficiente per adempiere al relativo obbligo ("deficit" di certificati), si rileva un accantonamento nell'ambito dei "Fondi per rischi e oneri", per competenza. Al contrario, alla data di riferimento del bilancio, l'eventuale "surplus" di certificati acquistati è rilevato nelle "Rimanenze" in accordo con i principi generali di cui alla nota 2.2 "Principi contabili rilevanti".

Alcune tipologie di certificati ambientali maturano in proporzione:

- all'energia prodotta da impianti che utilizzano risorse rinnovabili (per esempio garanzie di origine e certificati

di energia rinnovabile);

- ai risparmi energetici conseguiti, che hanno ottenuto la certificazione dalla competente autorità (certificati di efficienza energetica).

In questi casi, il diritto di ottenere tali certificati può essere assimilato a un contributo pubblico non monetario in conto esercizio e, come tale, il Gruppo lo rileva al fair value nell'ambito delle "Altre attività non correnti/correnti" di natura non finanziaria. Quando i certificati sono accreditati sul conto proprietà, il relativo valore è riclassificato dalle altre attività alle "Rimanenze".

Il corrispondente provento è rilevato nell'ambito degli "Altri proventi" di natura operativa.

Per le società del Gruppo che svolgono attività di trading, i certificati ambientali rappresentano beni merce, scambiati nell'ambito della loro normale attività di business e, come tali, i certificati acquistati sono rilevati nell'ambito dei "Servizi e altri materiali".

I ricavi per la vendita di tali certificati sono rilevati nell'ambito dei "Ricavi", con conseguente decremento delle relative rimanenze.

I contratti di acquisto o vendita di certificati ambientali regolati a data futura (per esempio contratti a termine ecc.) che rispettano la definizione di derivato sono rilevati e misurati applicando l'"own use exemption", il criterio del fair value rilevato a Conto economico, o le regole dell'hedge accounting in base alle specifiche circostanze. Per maggiori dettagli, si rimanda alla nota 51 "Derivati ed hedge accounting".

58.3 Impatti economico-patrimoniali

Oneri per certificati ambientali

La tabella di seguito riportata evidenzia gli oneri di sistema rilevati dalle società del Gruppo obbligate e riferiti ai certi-

ficati necessari per l'adempimento degli obblighi dell'esercizio in base a normative nazionali e sovranazionali.

Milioni di euro				
	2023	2022	2023-2022	
Oneri per certificati ambientali				
Oneri di sistema - Quote di emissioni inquinanti	2.038	2.216	(178)	-8,0%
Oneri di sistema - Certificati di efficienza energetica	244	182	62	34,1%
Oneri di sistema - Garanzie di origine	321	112	209	-
Totale	2.603	2.510	93	3,7%

I maggiori oneri per certificati ambientali, rispetto all'esercizio precedente, sono dovuti prevalentemente all'aumento degli oneri per le garanzie di origine in Enel Energia e nel Gruppo Endesa, che riflette l'incremento della quantità di energia verde venduta ai clienti e dei prezzi di tali certificati. Tale effetto è stato parzialmente compensato dal decremento degli oneri per quote di emissioni inquinanti, es-

senzialmente in Italia, connesso soprattutto alla riduzione della quantità di energia prodotta da fonti fossili.

La tabella di seguito riportata mostra le quantità di certificati ambientali utilizzati dalle società del Gruppo soggette all'adempimento degli obblighi in base a normative nazionali e sovranazionali.

	2023	2022	2023	2022	2023	2022
	Quote di emissioni inquinanti (migliaia di tonnellate)		Garanzie di origine (GWh)		Certificati di efficienza energetica (TEP)	
Saldo di apertura al 1° gennaio	34.494	28.350	20.565	11.417	416.174	257.940
Certificati autoprodotti	-	-	24.845	29.540	-	-
Acquisto di certificati	34.699	32.925	28.362	20.316	925.187	678.808
Vendita di certificati	(2.500)	-	(1.464)	-	-	-
Certificati consegnati per l'adempimento dell'obbligo ⁽¹⁾	(35.456)	(26.781)	(53.075)	(40.708)	(863.526)	(520.574)
Saldo di chiusure al 31 dicembre	31.237	34.494	19.233	20.565	477.835	416.174

(1) I certificati consegnati nel 2023 e 2022 si riferiscono all'adempimento degli esercizi precedenti, in linea con le tempistiche previste dalle normative di riferimento.

Fondi rischi e oneri per certificati ambientali

I fondi rischi e oneri per certificati ambientali accolgono gli oneri relativi ai certificati mancanti per l'adempimento

degli obblighi dell'esercizio, in base a normative nazionali e sovranazionali.

Milioni di euro	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Fondi rischi e oneri per certificati ambientali - quota corrente		
Quote di emissioni inquinanti	33	209
Certificati di efficienza energetica	3	-
Garanzie di origine	214	83
Totale	250	292

La riduzione dei fondi rischi e oneri (per 42 milioni di euro) è dovuta alla riduzione del fondo per quote di emissioni inquinanti nel Gruppo Endesa, parzialmente compensata dall'incremento del fondo per garanzie di origine in Enel Energia.

La movimentazione dei fondi per rischi e oneri per certificati ambientali nell'esercizio 2023 è di seguito dettagliata.

Milioni di euro	al 31.12.2022			al 31.12.2023	
	Accantonamenti	Utilizzi	Altri movimenti		
Fondi rischi e oneri per certificati ambientali - quota corrente					
Quote di emissioni inquinanti	209	33	(209)	-	33
Certificati di efficienza energetica	-	2	-	1	3
Garanzie di origine	83	206	(104)	29	214
Totale	292	241	(313)	30	250

Proventi per contributi pubblici per certificati ambientali

La tabella riporta i contributi pubblici non monetari per certificati ambientali maturati nell'anno e certificati dalle competenti autorità, che si riferiscono principalmente alle garanzie di origine maturate in proporzione all'energia

elettrica prodotta da impianti a fonte rinnovabile.

I contributi pubblici monetari per certificati di efficienza energetica sono riconosciuti da Cassa Conguaglio del Settore Elettrico (CSEA) a e-distribuzione per i certificati di efficienza energetica acquistati nell'anno.

Milioni di euro	2023	2022	2023-2022	
Contributi per certificati ambientali				
Contributi non monetari - Garanzie di origine	111	48	63	-
Contributi non monetari - Altri certificati ambientali	4	1	3	-
Totale contributi non monetari per certificati ambientali	115	49	66	-
Contributi monetari - Certificati di efficienza energetica	231	171	60	35,1%
TOTALE	346	220	126	57,3%

L'incremento dei contributi per certificati ambientali di 126 milioni di euro, rispetto all'esercizio precedente, è riferito principalmente:

- all'incremento di contributi non monetari per garanzie di origine registrati in Spagna (44 milioni di euro) e in Italia (19 milioni di euro), dovuto a un aumento dei prezzi e della quantità di energia prodotta da fonte rinnovabile;
- all'aumento dei contributi per certificati monetari di efficienza energetica (per 60 milioni di euro) in e-distribuzione, dovuto ai maggiori volumi di certificati acquistati nel 2023 rispetto all'esercizio precedente.

Milioni di euro		
	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Contributi non monetari da ricevere per certificati ambientali		
Garanzie di origine	23	15
Altri certificati	1	1
Totale	24	16

L'incremento della voce, per 8 milioni di euro, è dovuto all'aumento dei contributi non monetari da ricevere per garanzie di origine registrato in Italia e Spagna.

Altre voci

Relativamente agli impatti dei certificati ambientali sulle altre voci di Conto economico e Stato patrimoniale, si rimanda:

Contributi non monetari da ricevere per certificati ambientali

La seguente tabella riporta i certificati ambientali maturati alla fine dell'esercizio, ma non ancora accreditati dalle autorità competenti alle società del Gruppo che li hanno prodotti, rilevati nell'ambito delle altre attività non finanziarie correnti e riferiti principalmente alle garanzie di origine.

- alla nota 11.a "Ricavi delle vendite e delle prestazioni" per i ricavi di vendita di certificati ambientali;
- alla nota 12.b "Servizi e altri materiali" per gli acquisti di certificati ambientali non utilizzati per l'adempimento dell'obbligo dell'esercizio;
- alla nota 33 "Rimanenze" per le rimanenze di certificati non utilizzati per l'adempimento dell'obbligo dell'esercizio.

59. Principi contabili di futura applicazione

Di seguito l'elenco dei principi e delle modifiche ai principi e alle interpretazioni la cui data di efficacia per il Gruppo è successiva al 31 dicembre 2023.

- "Amendments to IAS 1 - Classification of Liabilities as Current or Non-current", emesso a gennaio 2020. Le modifiche riguardano le previsioni dello IAS 1 relativamente alla presentazione delle passività. Più nel dettaglio, le modifiche chiariscono:
 - i criteri per classificare una passività come corrente o non corrente, specificando cosa si intende per diritto a differire il regolamento e specificando che tale diritto deve esistere alla fine dell'esercizio;
 - che la classificazione non è influenzata dalle intenzioni o aspettative del management in merito all'esercizio o meno del diritto di differire il regolamento di una passività;
 - che esiste un diritto di differire solo se sono soddisfatte le condizioni specificate nel contratto di finan-

ziamento alla fine dell'esercizio, anche se il creditore non verifica il rispetto di tali condizioni fino a una data successiva; e

- che il regolamento si riferisce al trasferimento alla controparte di liquidità, strumenti rappresentativi di capitale, altri beni o servizi.

Le modifiche sono applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2024⁽⁷⁹⁾ o successivamente.

- "Amendments to IAS 1 - Non-current Liabilities with Covenants", emesso a ottobre 2022. Lo IAS 1 richiede di classificare una passività come non corrente solo nel caso in cui sia possibile evitare di rimborsare la stessa nei 12 mesi successivi alla data di bilancio. Tuttavia, la capacità di farlo è spesso subordinata al rispetto dei covenant. Le modifiche al principio migliorano l'informativa da fornire quando la facoltà di differire il regolamento di una passività per almeno 12 mesi è subordinata al rispetto di covenant e specificano che la classifica-

(79) Nel 2020 è stato emesso un emendamento per posticipare la data di entrata in vigore, prima prevista per il 1° gennaio 2023, al 1° gennaio 2024.

zione del debito come corrente o non corrente alla data di bilancio non è influenzata da covenant da rispettare successivamente alla data di bilancio.

Le modifiche sono applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2024.

- *“Amendments to IFRS 10 and IAS 28 – Sale or Contribution of Assets between an Investor and its Associate or Joint Venture”*, emesso a settembre 2014. Le modifiche chiariscono il trattamento contabile di vendite o conferimenti di attività tra un investitore e le sue collegate o joint venture. Le modifiche confermano che il trattamento contabile varia a seconda che le attività vendute o conferite a una società collegata o joint venture costituiscano un “business” (come definito dall’IFRS 3). Lo IASB ha rinviato indefinitamente la data di prima applicazione delle modifiche in oggetto
- *“Amendments to IFRS 16 – Lease Liability in a Sale and Leaseback”*, emesso a settembre 2022. Le modifiche richiedono al venditore-locatario di valutare l’attività per il diritto d’uso derivante da un’operazione di vendita e retrolocazione in proporzione al valore contabile precedente dell’attività oggetto dell’accordo e in linea con il diritto d’uso mantenuto; di conseguenza, al venditore-locatario sarà concesso di rilevare solo l’importo dell’eventuale plusvalenza o minusvalenza relativa ai diritti trasferiti all’acquirente-locatore.

Le modifiche non prescrivono specifici requisiti di valutazione per le passività derivanti da una retrolocazione; tuttavia, includono esempi che illustrano la misurazione iniziale e successiva della passività includendo pagamenti variabili che non dipendono da un indice o da un tasso. Tale rappresentazione costituisce una deviazione dal modello generale di contabilizzazione previsto dall’IFRS 16, in cui i pagamenti variabili, che non dipendono da un indice o da un tasso, sono rilevati a Conto economico nel periodo in cui si verifica l’evento o la condizione che determina tali pagamenti. A tal riguardo, il venditore-locatario dovrà sviluppare e applicare un policy contabile per determinare i pagamenti

del leasing in modo tale che qualsiasi importo dell’utile o della perdita relativo al diritto d’uso trattenuto non venga riconosciuto.

Le modifiche sono applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio dal 1° gennaio 2024; è prevista l’applicazione retrospettiva, in conformità allo “IAS 8 – Accounting Policies, Changes in Accounting Estimates and Errors”, per le vendite e le operazioni di retrolocazione stipulate dopo la data di applicazione iniziale dell’IFRS 16.

- *“Amendments to IAS 21 – The Effects of Changes in Foreign Exchange Rates: Lack of Exchangeability”*, emesso ad agosto 2023. Le modifiche richiedono di applicare un approccio coerente nel valutare se una valuta è scambiabile con un’altra e, quando non lo è, nel determinare il tasso di cambio da utilizzare e l’informativa da fornire. Le modifiche dovranno essere applicate, previa omologazione, a partire dagli esercizi che avranno inizio dal 1° gennaio 2025 o successivamente (è consentita l’applicazione anticipata).
- *“Amendments to IAS 7 and IFRS 7 – Supplier Finance Arrangements”*, emesso a maggio 2023.

Le modifiche chiariscono le caratteristiche dei supplier finance arrangement e richiedono un’informativa aggiuntiva su tali accordi, allo scopo di assistere gli utilizzatori del bilancio nella comprensione dei relativi effetti su passività, flussi di cassa ed esposizione al rischio di liquidità.

Lo IASB ha concesso un’esenzione transitoria non richiedendo né informazioni comparative nel primo anno di applicazione né l’informativa dei saldi di apertura specifici. Inoltre, l’informativa richiesta è applicabile solo per l’esercizio del primo anno di applicazione. Pertanto, considerando che le modifiche saranno efficaci, previa omologazione, a partire dagli esercizi che avranno inizio dal 1° gennaio 2024 o successivamente, la nuova informativa dovrà essere fornita non prima della relazione finanziaria annuale al 31 dicembre 2024.

Il Gruppo sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.

60. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell’esercizio

Perfezionato l’accordo per la vendita a Ormat di un portafoglio geotermico e solare negli Stati Uniti

In data 4 gennaio 2024, Enel SpA, attraverso la sua controllata al 100% Enel Green Power North America Inc. (EGPNA), ha perfezionato un accordo con Ormat Technologies Inc., per la vendita di un portafoglio di asset rinnovabili negli Stati Uniti a fronte di un corrispettivo complessivo di 271 milioni di dollari statunitensi, pari a circa 250 milioni di euro, soggetto ai consueti aggiustamenti relativi a queste operazioni. Gli asset venduti includono l’intero portafoglio

geotermico di EGPNA oltre a diversi piccoli impianti solari, per una capacità totale pari a circa 150 MW di impianti in esercizio.

L’operazione complessiva, che è stata perfezionata in seguito alla realizzazione di alcune condizioni sospensive, ha generato un effetto positivo sull’indebitamento netto consolidato del Gruppo Enel pari a circa 250 milioni di euro e un impatto negativo di circa 30 milioni di euro sul risultato netto del Gruppo, già contabilizzato nell’esercizio 2023 a seguito degli adeguamenti di valore ai fini IFRS 5.

Emesso un Sustainability-Linked Bond da 1,75 miliardi di euro in due tranche nel mercato Eurobond

In data 16 gennaio 2024, Enel Finance International NV, società finanziaria controllata da Enel SpA, ha lanciato sul mercato Eurobond un Sustainability-Linked Bond in due tranche rivolto agli investitori istituzionali per un totale di 1,75 miliardi di euro.

La nuova emissione prevede l'utilizzo di due Key Performance Indicator di sostenibilità per ciascuna tranche, illustrati all'interno del "Sustainability-Linked Financing Framework" da ultimo aggiornato a gennaio 2024.

L'emissione è strutturata nelle seguenti due tranche:

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

Emesso un prestito obbligazionario ibrido perpetuo da 900 milioni di euro con un coupon a 4,75%

In data 20 febbraio 2024, Enel SpA ha lanciato sul mercato europeo l'emissione di un prestito obbligazionario non convertibile, subordinato ibrido perpetuo con denominazione in euro, destinato a investitori istituzionali, per un ammontare complessivo pari a 900 milioni di euro.

L'operazione ha rifinanziato il prestito obbligazionario ibrido perpetuo da 900 milioni di euro equity-accounted con prima call date a febbraio 2025 e cedola del 3,5%.

Il prestito obbligazionario è senza scadenza fissa ed esigibile solo in caso di scioglimento o liquidazione della Società. Una cedola fissa annuale del 4,75% verrà corrisposta fino alla prima reset date (esclusa) del 27 maggio 2029, che corrisponde all'ultimo giorno per la prima optional redemption.

Firmato un accordo con Sosteneo per lo sviluppo di progetti di batterie e impianti a ciclo aperto in Italia

In data 1° marzo 2024, Enel SpA, attraverso la controllata Enel Italia SpA, ha firmato un accordo con Sosteneo Fund 1 HoldCo Sàrl, per l'acquisizione da parte di quest'ultimo del 49% del capitale sociale di Enel Libra Flexsys Srl, società interamente posseduta da Enel Italia e costituita per la realizzazione e la gestione di un portafoglio di progetti di Battery Energy Storage Systems (BESS) e Open Cycle Gas Turbines (OCGT).

L'accordo prevede il riconoscimento di un corrispettivo da parte di Sosteneo HoldCo, per l'acquisto del 49% del capitale sociale di Enel Libra Flexsys, di circa 1,1 miliardi di euro. Inoltre, il corrispettivo è soggetto a un meccanismo di aggiustamento tipico di operazioni di questo genere. L'enterprise value riferito al 100% di Enel Libra Flexsys e r-

conosciuto nell'accordo è pari a circa 2,5 miliardi di euro, al completamento del ciclo di investimenti previsto dal progetto.

Si prevede che l'operazione genererà al closing un effetto positivo sull'indebitamento finanziario netto consolidato del Gruppo Enel pari a circa 1,1 miliardi di euro, mentre non sono previsti impatti dell'operazione sui risultati economici del Gruppo in quanto, al perfezionamento dell'operazione, Enel continuerà a mantenere il controllo di Enel Libra Flexsys e a consolidarla integralmente.

Firmato un accordo con A2A relativo alle attività di distribuzione elettrica in alcuni comuni della Lombardia

In data 9 marzo 2024, la controllata e-distribuzione SpA ha firmato un accordo con A2A SpA per la cessione a quest'ultima del 90% del capitale sociale di un veicolo societario di nuova costituzione, nel quale saranno conferite le attività di distribuzione elettrica in alcuni comuni delle province di Milano e Brescia.

L'accordo prevede il riconoscimento, da parte di A2A, di un corrispettivo pari a circa 1,2 miliardi di euro, definito sulla base di un enterprise value (riferito al 100%) pari a circa 1,35 miliardi di euro. Il corrispettivo, che sarà versato al closing, è soggetto a un meccanismo di aggiustamento prezzo tipico per questo tipo di operazioni.

Al perfezionamento dell'operazione e-distribuzione manterrà una partecipazione pari al 10% del capitale sociale della NewCo, funzionale alla fase di start-up della società, che sarà oggetto di un meccanismo di opzioni put e call, esercitabili a partire dal primo anno successivo alla data di perfezionamento dell'operazione. Inoltre, sono previsti specifici accordi tra le parti attraverso i quali e-distribuzione garantirà le attività di supporto per assicurare la continuità del servizio.

Si prevede che l'operazione genererà nel 2024 un effetto positivo sull'indebitamento finanziario netto consolidato del Gruppo Enel pari a circa 1,2 miliardi di euro e un impatto positivo sull'utile netto reported del Gruppo pari a circa 1 miliardo di euro.

Laddove si giunga, prima del closing dell'operazione, a una puntuale definizione di ulteriori attività che e-distribuzione potrà svolgere per la NewCo e le stesse siano riflesse in accordi specifici, e ciò dovesse configurare un modello di Stewardship industriale, i citati effetti economici potrebbero essere rilevati anche sui risultati ordinari del Gruppo.

Il closing dell'operazione, previsto entro il 31 dicembre 2024, è subordinato ad alcune condizioni sospensive, tra le quali il rilascio dell'autorizzazione Antitrust, il positivo completamento della procedura in materia di golden power presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri e l'ottenimento del provvedimento di voltura delle concessioni del servizio di distribuzione elettrica a favore della NewCo.

61. Compensi alla Società di revisione ai sensi dell'art. 149 *duodecies* del "Regolamento Emittenti CONSOB"

I corrispettivi di competenza dell'esercizio 2023 riconosciuti da Enel SpA e dalle sue controllate al 31 dicembre

2023 alla Società di revisione e alle entità appartenenti al suo network, a fronte di prestazioni di servizi, sono riepilogati nella tabella che segue, redatta secondo quanto indicato dall'art. 149 *duodecies* del "Regolamento Emittenti CONSOB".

Milioni di euro		
Tipologia di servizi	Soggetto che ha erogato il servizio	Compensi 2023
Enel SpA		
	di cui:	
Revisione contabile	- KPMG SpA	0,9
	- entità della rete KPMG	-
	di cui:	
Servizi di attestazione	- KPMG SpA	1,8
	- entità della rete KPMG	-
	di cui:	
Altri servizi	- KPMG SpA	-
	- entità della rete KPMG	-
Totale		2,7
Società controllate da Enel SpA		
	di cui:	
Revisione contabile	- KPMG SpA	4,6
	- entità della rete KPMG	9,5
	di cui:	
Servizi di attestazione	- KPMG SpA	1,3
	- entità della rete KPMG	1,2
	di cui:	
Altri servizi	- KPMG SpA	-
	- entità della rete KPMG	-
Totale		16,6
TOTALE		19,3