

Relazione e Bilancio di esercizio di e-distribuzione S.p.A. al 31 dicembre 2024

e-distribuzione

Indice

| | |
|--|-----|
| Organi sociali..... | 5 |
| Relazione sulla gestione..... | 6 |
| Relazione sulla gestione..... | 7 |
| L'esercizio 2024 in sintesi | 7 |
| Eventi di rilievo del 2024 | 8 |
| Quadro normativo e tariffario..... | 10 |
| Andamento operativo | 22 |
| Investimenti..... | 53 |
| Gestione ambientale e Sostenibilità | 56 |
| Cambiamento climatico: rischi ed opportunità..... | 61 |
| Risorse umane | 67 |
| Risultati economico-finanziari..... | 78 |
| Prevedibile evoluzione della gestione | 90 |
| Altre informazioni | 95 |
| Bilancio d'esercizio..... | 97 |
| Conto Economico..... | 97 |
| Prospetto di Conto Economico complessivo | 98 |
| Stato Patrimoniale..... | 99 |
| Prospetto delle variazioni del patrimonio netto..... | 101 |
| Rendiconto finanziario..... | 102 |
| Note esplicative al bilancio di esercizio al 31 dicembre 2024 | 103 |
| 1. Forma e contenuto del Bilancio | 103 |
| 2. Principi contabili..... | 104 |
| 3. Nuovi principi contabili, modifiche ed interpretazioni | 135 |
| 4. Informazioni finanziarie relative al clima | 136 |
| 5. Effetti derivanti dall'introduzione di nuovi principi e policy contabili" | 137 |
| 6. Principali acquisizioni e disinvestimenti del periodo..... | 137 |
| Informazioni sul Conto Economico | 139 |
| 7. Ricavi | 139 |
| 8. Altri proventi operativi | 148 |
| 9. Materie prime e materiali di consumo | 150 |
| 10. Servizi..... | 152 |
| 11. Costo del personale..... | 155 |
| 12. Ammortamenti e impairment..... | 157 |
| 13. Altri costi operativi..... | 158 |
| 14. Costi per lavori interni capitalizzati..... | 161 |

| | | |
|---|---|------------|
| 15. | Proventi da partecipazioni..... | 161 |
| 16. | Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati | 161 |
| 17. | Proventi/(Oneri) finanziari | 162 |
| 18. | Imposte – | 164 |
| Informazioni sullo Stato Patrimoniale | | 166 |
| 19. | Immobili, impianti e macchinari..... | 166 |
| 20. | Leasing operativo | 170 |
| 21. | Attività immateriali..... | 173 |
| 22. | Attività per imposte differite - Passività per imposte differite..... | 177 |
| 23. | Partecipazioni | 179 |
| 24. | Derivati | 179 |
| 25. | Altre attività finanziarie..... | 180 |
| 26. | Altre attività | 183 |
| 27. | Rimanenze..... | 185 |
| 28. | Crediti commerciali | 186 |
| 29. | Crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali | 188 |
| 30. | Crediti e debiti per imposte sul reddito..... | 190 |
| 31. | Altri crediti e debiti tributari..... | 190 |
| 32. | Disponibilità liquide e mezzi equivalenti..... | 191 |
| 33. | Patrimonio netto..... | 192 |
| 34. | Finanziamenti | 196 |
| 35. | Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine | 196 |
| 36. | Benefici ai dipendenti | 197 |
| 37. | Fondo rischi ed oneri (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) | 202 |
| 38. | Passività contrattuali..... | 205 |
| 39. | Altre passività finanziarie | 205 |
| 40. | Altre passività | 206 |
| 41. | Debiti commerciali | 209 |
| 42. | Debiti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali..... | 211 |
| Strumenti finanziari..... | | 213 |
| 43. | Strumenti finanziari per categoria | 213 |
| 44. | Risk Management..... | 228 |
| 45. | Derivati e Hedge Accounting | 234 |
| Attività e passività misurate al fair value..... | | 243 |
| 46. | Attività e passività misurate al fair value | 243 |
| Altre informazioni..... | | 246 |
| 47. | Operazioni con le parti correlate | 246 |
| 48. | Impegni contrattuali e garanzie..... | 252 |
| 49. | Attività e Passività potenziali..... | 253 |

| | | |
|-------------------------------------|--|------------|
| 50. | Erogazioni pubbliche - Informativa ex art. 1, commi 125-129, Legge n. 124/2017 | 256 |
| 51. | Programmi ambientali..... | 257 |
| 52. | Principi contabili di futura applicazione | 258 |
| 53. | Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio..... | 261 |
| 54. | Compensi Amministratori, Sindaci e Società di Revisione..... | 261 |
| 55. | Attività di direzione e coordinamento | 262 |
| Compliance | | 264 |
| Proposte all'Assemblea | | 267 |
| Relazioni..... | | 268 |
| | Relazione della Società di Revisione | 268 |
| | Relazione del Collegio Sindacale..... | 272 |

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

| | | |
|---|---|--|
| <i>Amministratore Delegato</i> Vincenzo Ranieri | <i>Presidente</i> Francesca Romana Napolitano | <i>Consigliere</i> Angelo Scipioni |
|---|---|--|

Collegio Sindacale

| | | |
|---|---|---|
| <i>Presidente</i> Alberto Caprari | <i>Sindaci effettivi</i> Anna Rosa Adiutori Eugenio Vaccari | <i>Sindaci Supplenti</i> Antonella Bientinesi Francesco Mariani |
|---|---|---|

Società di Revisione




| |
|--------------------|
| KPMG S.p.A. |
|--------------------|

Relazione sulla gestione

Relazione sulla gestione

L'esercizio 2024 in sintesi

Di seguito i principali indicatori di performance ed operativi di e-distribuzione S.p.A. relativi all'esercizio 2024:

| | 2024 | 2023 | variazioni | |
|--|----------|----------|------------|----------|
|  DATI ECONOMICI (milioni di euro) | | | | |
| Ricavi | 9.281 | 7.610 | 1.671 | 21,96% |
| Margine Operativo Lordo | 5.009 | 3.573 | 1.436 | 40,19% |
| Ammortamenti e impairment | (1.460) | (1.457) | (3) | 0,21% |
| Risultato Operativo | 3.549 | 2.116 | 1.433 | 67,72% |
| Risultato Netto | 2.382 | 1.051 | 1.331 | 126,64% |
|  DATI PATRIMONIALI (milioni di euro) | | | | |
| Capitale investito netto | 18.523 | 17.876 | 647 | 3,62% |
| Indebitamento finanziario netto | (11.634) | (13.342) | 1.708 | (12,80%) |
| Patrimonio Netto | 6.889 | 4.534 | 2.355 | 51,94% |
|  DATI OPERATIVI | | | | |
| Energia elettrica vettoriata (TWh) * | 216,94 | 213,63 | 3,31 | 1,55% |
| Clienti finali serviti (milioni) | 31,11 | 31,83 | (0,72) | (2,26%) |
| Connessioni passive permanenti (potenza venduta in GW) | 7,13 | 4,85 | 2,28 | 47,01% |
| Connessioni passive temporanee (potenza venduta in GW) | 1,76 | 1,64 | 0,12 | 7,32% |
| Connessioni a produttori (potenza in GW) | 5,05 | 4,73 | 0,32 | 6,77% |
| Connessioni passive per mobilità elettrica (n.) | 2.830 | 2.625 | 205 | 7,81% |
| Consistenza finale personale (n.) | 16.225 | 15.663 | 562 | 3,59% |
| Investimenti attività materiali ** | 2.994 | 3.086 | (92) | (2,98%) |

*Il dato comprende sia l'energia distribuita ai clienti del mercato finale che ai distributori; dato 2023 aggiornato.

** Dal 1° gennaio 2024 i contributi pubblici sono portati a riduzione degli impianti entrati in esercizio cui sono correlati.

Si rinvia alla successiva sezione "Risultati economico - finanziari" per la definizione e i criteri di determinazione degli indicatori economici e patrimoniali sopra riportati.

Eventi di rilievo del 2024

Accordo con A2A relativo alle attività di distribuzione elettrica in alcuni comuni della Lombardia

In data 9 marzo 2024, la Società ha firmato un accordo con A2A S.p.A. per la cessione a quest'ultima del 90% del capitale sociale di un veicolo societario appositamente costituito e previo conferimento nello stesso del ramo d'azienda relativo alle attività di distribuzione di energia elettrica in alcuni comuni della Lombardia (il "**Ramo d'Azienda**").

In data 25 giugno 2024 è stata pertanto costituita da e-distribuzione S.p.A. la società Duereti S.r.l. alla quale, in data 28 novembre 2024, è stato conferito il Ramo d'Azienda da parte della Società con data efficacia 31 dicembre 2024.

Con efficacia sostanzialmente contestuale a quella del conferimento del Ramo d'Azienda in favore della società Duereti S.r.l., è stata poi perfezionata la cessione da e-distribuzione S.p.A. ad A2A S.p.A. di una partecipazione del 90% in Duereti s.r.l., a fronte del pagamento di un corrispettivo pari ad euro 1.229 milioni circa.

Linea di credito revolving con Enel Italia S.p.A.

Nel mese di giugno 2024, il Consiglio di Amministrazione, in considerazione del piano di sviluppo della rete, della complessità dello scenario macroeconomico ed energetico del Paese, e in ottica di minimizzazione degli oneri finanziari della società, ha approvato il rinnovo della linea di credito revolving pari a 2 miliardi di euro con Enel Italia S.p.A. della durata massima di un anno, con tasso trimestrale variabile (euribor 3 mesi) più spread 0,80% e rimborso della quota capitale a scadenza.

Contratto di finanziamento "Electricity Distribution NetWork Upgrade"

Nel mese di ottobre 2024 la Società ha sottoscritto un nuovo contratto di finanziamento con la Banca Europea degli Investimenti ("BEI"), afferente al progetto Electricity Distribution NetWork Upgrade che prevede interventi per il potenziamento, ricondizionamento e ammodernamento della rete di distribuzione di energia elettrica in Italia (Quantum Edge device, Climate Resilience, Quality Plan Total).

L'importo del finanziamento richiesto, pari a 500 milioni di euro, è stato in parte erogato nel mese di dicembre 2024, per 250 milioni di euro con tasso fisso semestrale del 2,921%, durata 15 anni e rimborso del capitale a partire dal quinto anno dalla data di erogazione del prestito ed è garantito con una *Parent Company Guarantee* rilasciata dalla Capogruppo.

Approvazione Piano Industriale 2025-2027

Il Consiglio di Amministrazione del 15 novembre 2024 ha approvato il Piano Industriale 2025-2027 della Società che è stato elaborato sulla base delle previsioni della Società relative all'evoluzione dello scenario macroeconomico istituzionale ed energetico del Paese.

Le linee strategiche del Piano sono:

- Elettrificazione Consumi, con focus sul potenziamento e sullo sviluppo della rete finalizzati ad abilitare l'elettrificazione dei consumi finali, favorendo l'efficienza energetica e lo sviluppo della mobilità elettrica;
- Hosting Capacity, con l'illustrazione degli interventi volti ad incrementare l'hosting capacity della rete;

- Qualità del Servizio, esponendo il piano di investimenti sulla rete nazionale;
- Resilienza Climatica della rete, con focus sugli investimenti previsti che incrementeranno la resilienza della rete necessaria a fronte della sempre maggior frequenza e intensità di eventi meteo estremi dovuti al cambiamento climatico.

Si approfondisce anche il tema delle Smart Grids, illustrando il piano di upgrade di connettività e la smartizzazione degli impianti, in quanto fattori abilitanti una gestione evoluta delle risorse distribuite e finalizzati alla creazione di nuovi servizi per il sistema e per gli operatori di mercato.

Le principali leve di intervento utilizzate da e-distribuzione per favorire la transizione energetica, potenziando la rete e la crescita sia industriale che organica della Società, sono lo sviluppo infrastrutturale, l'eccellenza operativa e il personale.

Partecipazione Avviso Pubblico per la presentazione di proposte progettuali da finanziare nell'ambito del PNRR per l'iniziativa REPowerEU

Il Consiglio di Amministrazione del 17 dicembre 2024 ha autorizzato la partecipazione di e-distribuzione all'Avviso Pubblico per la presentazione di proposte progettuali, da finanziare nell'ambito del PNRR, Missione 7 REPowerEU che prevedono sia interventi finalizzati ad incrementare la potenza massima che la rete è in grado di fornire in prelievo alle utenze connesse (finalità di Elettrificazione dei Consumi) sia interventi di digitalizzazione della rete.

Il Consiglio ha approvato la presentazione da parte di e-distribuzione, in risposta al predetto Avviso Pubblico, di proposte progettuali per un importo complessivo di circa 393 milioni di euro, nonché la sottoscrizione di ogni atto e/o accordo propedeutico, connesso, conseguente e/o necessario ai fini della presentazione delle suddette proposte progettuali.

Aggiornamento su procedimento ai sensi d.lgs. n. 231/2001 a carico di un dipendente e della stessa e-distribuzione S.p.A.

Con riferimento al procedimento penale a carico di un suo dipendente e della stessa e-distribuzione ai sensi del d.lgs. n. 231/2001, avviato dalla Procura della Repubblica di Brescia, riportato lo scorso anno tra i "Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio", si segnala che le indagini preliminari si sono concluse con lo stralcio della posizione di e-distribuzione, che pertanto non risulta tra i soggetti imputati del procedimento citato.

Quadro normativo e tariffario

Provvedimenti dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Testo Integrato dei criteri e dei principi generali della regolazione per obiettivi di spesa e servizio (TIROSS)

Con la delibera 163/2023/R/com l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito ARERA o Autorità) ha approvato il Testo integrato dei criteri e dei principi generali della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio per il periodo 2024-2031 (TIROSS 2024-2031) e con la delibera 497/2023/R/com ha definito i criteri applicativi della regolazione ROSS. Tale testo integrato definisce i criteri per la determinazione del costo riconosciuto comuni a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas per il periodo 2024-2031, rilevanti ai fini della determinazione del vincolo ai ricavi ammessi delle imprese.

In particolare, la metodologia ROSS prevede un approccio integrato fondato sulla "spesa totale" (TOTEX), suddivisa tra le componenti "slow money" e "fast money" sulla base di un tasso di capitalizzazione stabilito ex-ante da ARERA, dove:

- la componente "slow money" va ad incrementare la RAB, viene remunerata attraverso il WACC e ricomprende anche il riconoscimento degli ammortamenti in coerenza con la vita utile regolatoria dei cespiti, entrambi con un lag temporale di un anno rispetto all'anno di spesa;
- la componente "fast money" è invece riconosciuta nell'anno di spesa e ricomprende anche gli incentivi e/o disincentivi derivanti dal nuovo meccanismo di efficienza applicato ai costi operativi. Tale meccanismo, ad aggiornamento annuale, prevede che l'incentivo sia calcolato in base alla differenza tra la spesa operativa di riferimento (c.d. *baseline opex*) e la spesa operativa effettiva.

La determinazione del livello dei costi operativi riconosciuti è in sostanziale continuità con la precedente regolazione, con l'introduzione di alcune novità tra cui:

- la definizione dei costi cosiddetti "incomprimibili" riconosciuti "on top" alla componente fast money ed esclusi dalla base di costo operativo rilevante ai fini dell'individuazione delle efficienze;
- un meccanismo di gestione delle incertezze denominato Z-factor, finalizzato ad incrementare ex-ante la baseline dei costi operativi, su istanza dell'operatore al verificarsi di specifiche condizioni.

Testo Integrato Trasporto delle disposizioni tariffarie per l'erogazione del servizio di distribuzione dell'energia elettrica (TIT) e Testo Integrato per la regolazione dell'attività di Misura elettrica (TIME)

Con la delibera 616/2023/R/eel l'Autorità ha definito i criteri per il sesto periodo tariffario della distribuzione e misura di energia elettrica (TIT) e il Testo integrato delle disposizioni per la regolazione dell'attività di misura dell'energia elettrica (TIME), in vigore dal 1° gennaio 2024 per una durata complessiva di quattro anni (2024-2027).

Con tali disposizioni l'Autorità ha sostanzialmente confermato il quadro regolatorio generale preesistente, in particolare:

- prevedendo un meccanismo di perequazione dei ricavi di distribuzione e misura per garantire l'equilibrio tra ricavi effettivi e ricavi ammessi, al netto del 50% dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriori rispetto al servizio elettrico;
- prevedendo un meccanismo perequativo dei costi di trasmissione, volto a compensare gli squilibri fra i costi di trasmissione riconosciuti a Terna e i ricavi di trasmissione ottenuti dall'applicazione dei corrispettivi ai clienti finali;
- rafforzando il meccanismo incentivante le aggregazioni tra imprese distributrici.

Ulteriori disposizioni in materia tariffaria

Per quanto riguarda l'aggiornamento delle tariffe di distribuzione, l'Autorità ha pubblicato:

- le tariffe di riferimento definitive dell'anno 2023 sulla base dell'aggiornamento dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2022 (delibera 77/2024/R/eel);

- le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2024, sulla base dei dati patrimoniali preconsuntivi relativi al 2023 (delibera 206/2024/R/eel) e delle previsioni di spesa per l'anno 2024 ai sensi della nuova regolazione ROSS.

Le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2024 saranno pubblicate entro il primo trimestre dell'anno 2026.

Con la delibera 585/2024/R/eel sono stati invece aggiornati per l'anno 2025 i corrispettivi delle tariffe obbligatorie da applicare ai clienti finali domestici e non domestici.

Per quanto riguarda la gestione dei crediti, l'Autorità ha previsto nel tempo diversi separati meccanismi di riconoscimento ai distributori dei corrispettivi per oneri di rete (OdR) e oneri generali di sistema (OGdS) non versati dai traders.

Tali meccanismi sono stati unificati, in particolare nella modalità di presentazione delle istanze, con la delibera 119/2022/R/eel che oltre a garantire un reintegro pressoché integrale degli OGdS, ha confermato l'applicazione di due franchigie per il riconoscimento dei crediti relativi agli OdR. Ciò, da un lato per incentivare una gestione efficiente del credito da parte del distributore (prevedendo una percentuale di riconoscimento sugli accordi transattivi stipulati direttamente proporzionale alla quota di credito rinunciata) e dall'altro per sterilizzare quanto già remunerato dal sistema tariffario (prevedendo invece in questo caso una soglia da decurtare pari allo 0, 225% del ricavo ammesso annuo).

La delibera prevede a regime la presentazione dell'istanza entro maggio di ogni anno e la liquidazione nel mese di settembre.

Regolazione tariffaria in tema di energia reattiva

A partire dal 2022 ARERA ha aggiornato la regolazione tariffaria dell'energia reattiva precedentemente disciplinata dalle delibere 568/2019 e 395/2020, introducendo corrispettivi da applicare alle immissioni di reattiva oltre a quelli già esistenti relativi agli eccessivi prelievi.

In particolare, con la delibera 232/2022 ARERA ha definito l'applicazione dei corrispettivi per reattiva immessa dal 1° aprile 2023 per i soli clienti MT, BT e DSO sottesi.

Con la delibera 712/2022 ARERA ha stabilito l'introduzione di corrispettivi per immissioni di energia reattiva in AT e in AAT a partire dal 1° aprile 2023, prevedendo una differenziazione per aree attraverso la definizione di un corrispettivo "base" da applicare sull'intera rete e di un corrispettivo più elevato da applicare nelle "aree omogenee" caratterizzate da maggiore impatto degli scambi di energia reattiva sulle tensioni di rete.

Con una serie di provvedimenti pubblicati a fine 2023, l'Autorità ha previsto ulteriori aggiornamenti della regolazione tariffaria dell'energia reattiva a decorrere dal 2024.

In particolare, con la delibera 616/2023 ARERA ha aggiornato la tabella 5 del TIT, introducendo un corrispettivo unitario unico per gli eccessivi prelievi, eliminando i due scaglioni, e per le immissioni di reattiva a carico dei clienti MT e BT, e modificando anche la quota dei ricavi trattenuti dai DSO, che sarà aggiornata annualmente.

Con la delibera 632/2023, ARERA ha confermato, per gli anni 2024 e 2025, i corrispettivi 2023 per le immissioni di reattiva a carico dei DSO connessi in AT e AAT.

Con la delibera 617/2023 l'Autorità ha introdotto un meccanismo che incentiva i DSO a installare dispositivi di compensazione delle immissioni di reattiva verso la RTN, attraverso la restituzione dei corrispettivi per immissione versati dai distributori a Terna nei 24 mesi precedenti l'entrata in esercizio di detti dispositivi.

Con la delibera 585/2024 ARERA ha aggiornato, per il 2025, i corrispettivi (tabella 5 del TIT) che il distributore deve applicare alle immissioni e agli eccessivi prelievi di energia reattiva da parte dei clienti finali e nei punti di interconnessione con reti sottese, in bassa e media tensione. Gli importi unitari sono stati ridotti, mantenendo inalterata la quota parte dei corrispettivi che concorre alla determinazione dei ricavi effettivi del DSO.

Testo integrato WACC (TIWACC) - Criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito

Con delibera 614/2021/R/com l'Autorità ha aggiornato la metodologia di determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito per il periodo 2022-2027, stabilendo per la distribuzione e misura dell'energia elettrica un valore del 5,2% per il primo sub-periodo di regolazione 2022-2024.

L'Autorità ha inoltre previsto la possibilità di attivazione di un meccanismo di aggiornamento annuale (c.d. meccanismo trigger) nel caso in cui, in ciascuno degli anni 2023 e 2024, dall'aggiornamento di determinati parametri finanziari presenti nella formula, si determini una variazione del WACC pari o superiore a 50 bps rispetto al valore in vigore. Conseguentemente con delibera 556/2023/R/com l'Autorità ha accertato l'attivazione del meccanismo per il 2024 ed ha aggiornato il valore del WACC al 6%.

La delibera 513/2024/R/com ha invece aggiornato il tasso di remunerazione per il sub-periodo 2025-2027, determinando un valore del 5,6% in virtù dell'aggiornamento dei parametri economico-finanziari e delle decisioni sui parametri beta asset e tax rate. L'Autorità ha inoltre confermato il meccanismo di trigger per gli anni 2026 e 2027, riducendo la soglia di attivazione a 30 bps.

Testo Integrato Settlement (TIS)

Con la delibera 570/2021/R/eel è stata modificata la disciplina del settlement aggiornando le modalità di trasmissione dei coefficienti di ripartizione del prelievo dei punti di prelievo (CRPP) e dell'energia oraria convenzionale per i punti di illuminazione pubblica (IP) non trattati su base oraria al fine di sterilizzare le distorsioni lato PRA (Prelievo Residuo di Area) conseguenti al massivo passaggio dei clienti a trattamento orario a seguito del piano di installazione dei 2G. In particolare, il provvedimento ha inteso aggiornare la frequenza di ricalcolo dei suddetti parametri portandola da annuale a quadrimestrale a partire dal mese di dicembre 2021.

Per effetto del notevole incremento del prezzo dell'energia elettrica sui mercati all'ingrosso, l'Autorità è intervenuta con la delibera 473/2022/R/eel prevedendo una sessione straordinaria per anticipare a fine dicembre 2022 il conguaglio di load profiling del primo semestre del medesimo anno in cui si era formato un notevole disavanzo finanziario per gli esercenti la maggior tutela.

La delibera 698/2022/R/eel ha introdotto modifiche al TIS in materia di profilazione convenzionale dei prelievi e di decorrenza nell'applicazione del trattamento orario al fine di venire incontro alle nuove esigenze di mercato per l'introduzione di meccanismi incentivanti sugli accumuli e sfruttare a pieno i benefici degli smart meter 2G riducendo gli oneri finanziari legati all'attribuzione convenzionale dell'energia (conguaglio load profiling). Nel merito, la delibera ha ridotto le tempistiche del passaggio a trattamento orario dei punti dotati di smart meter 2G ed ha aumentato la frequenza di ricalcolo dei CRPP e IP portandola da quadrimestrale a mensile.

La delibera 142/2023/R/eel ha aggiornato il TIS e il TIME al fine di introdurre le necessarie modifiche ai flussi informativi di misura e a quelli dei relativi aggregati per permettere la gestione del valore di Energia Immessa Negativa (EIN) e dare così attuazione operativa alla delibera 109/2021/R/eel a partire dal mese di gennaio 2024.

La delibera 535/24/R/eel ha inteso modificare le modalità di calcolo dei c.d. CRPP volti a calmierare le distorsioni emerse negli ultimi mesi del 2024 nell'ambito dell'attribuzione convenzionale agli Esercenti la Maggior Tutela dell'energia non trattata oraria.

In particolare, a dicembre 2024 con valenza gennaio 2025, il DSO ha avuto la facoltà di utilizzare al denominatore della formula dei CRPP l'energia effettivamente prelevata dai clienti non orari nell'anno precedente in luogo della sommatoria dei PRA per tutte quelle aree per le quali è stato utilizzato da luglio 2024 almeno una volta il c.d. CRPU (coefficienti di ripartizione del prelievo) dedotto.

Nel medesimo provvedimento è stata anche inserita una disposizione straordinaria per lenire il disavanzo finanziario degli Esercenti la Maggior Tutela in quanto diretta conseguenza anche delle predette distorsioni.

Provvedimenti relativi ai Sistemi di smart metering di seconda generazione

Con la delibera 724/2022/R/eel l' Arera ha aggiornato, per il triennio 2023-2025, le modalità per il riconoscimento dei costi dei sistemi di smart metering 2G per le imprese distributrici che servono oltre 100.000 punti di prelievo, confermando i principali criteri previsti dalla precedente delibera 306/2019/R/eel, che aveva definito anche le penalità per ritardi rispetto alle previsioni di messa in servizio e per il mancato rispetto dei livelli attesi di performance dei sistemi 2G previsti dalla delibera 87/2016/R/eel. L'eventuale penalità relativa alle performance viene stabilita pari allo 0,2% dell'investimento annuo per l'installazione dei contatori, per ogni punto percentuale di mancato raggiungimento dei livelli attesi di prestazione L-1.01 (disponibilità giornaliera al SII delle curve quortorarie, entro 24 ore del giorno successivo per il 95% dei punti di prelievo) o L-1.02 (tasso di successo delle operazioni commerciali in telegestione entro 4 ore dalla richiesta \geq 94%). Il meccanismo relativo alle penalità diventa operativo dopo i primi tre anni di "osservazione" dall'avvio del piano di installazione dei contatori 2G, per e-distribuzione a partire dal 2021 con riferimento ai consuntivi 2020.

Con la determina 3/2023 l'Autorità ha definito le istruzioni operative per la trasmissione dei dati consuntivi di dettaglio relativi all'avanzamento territoriale del piano di messa in servizio e degli indicatori di performance dei sistemi 2G.

Sempre in tema di contatori 2G, con la delibera 479/2019/R/eel l'Autorità ha introdotto un "servizio informativo dati tecnici" per le controparti commerciali finalizzato, a consentire la consultazione nel SII (prima della contrattualizzazione del cliente) di alcune informazioni tecniche inerenti il tipo di contatore installato e relativo trattamento delle misure (orarie o meno).

Con la stessa delibera l'Autorità ha centralizzato nel SII anche i flussi informativi inerenti i dati storici e i dati funzionali alla gestione del cambio fornitore, completando così il percorso di razionalizzazione e centralizzazione dei flussi standard inerenti la misura, avviato con la delibera 700/2017/R/eel.

Procedura di risoluzione delle controversie tra operatori economici

Con la delibera 338/2017/E/com, l'Autorità amplia le possibilità di tutela dei *prosumer* permettendo loro, indipendentemente dal fatto che la potenza dei propri impianti sia superiore o inferiore a 0,5 MW, la duplice opzione di presentare un reclamo direttamente all'Autorità (ai sensi della delibera n. 188/2012/E/com) oppure di rivolgersi, in prima battuta, al Servizio Conciliazione e, ove la controversia non venga in questa sede in tutto o in parte risolta, presentare poi reclamo all'Autorità. Nella pratica, con la delibera sopracitata per i *prosumer* dotati di impianti con potenza sino a 0,5 MW, lo strumento della conciliazione da obbligatorio diventa facoltativo.

Testo Integrato delle Connessioni (TIC)

Con la delibera 616/2023/R/eel, in vigore dal 1° gennaio 2024, l'Autorità ha aggiornato il TIC per il sesto periodo di regolazione 2024-2027.

In particolare, è stato modificato l'art. 28 del TIC 2020-2023, prevedendo l'abolizione dei contributi a copertura degli oneri amministrativi (di cui alla tabella 2 del TIC 2020-2023) per nuove connessioni, richieste di voltare e subentro ed ogni altra richiesta di modifica contrattuale.

Testo Integrato delle Connessioni attive (TICA)

Con la delibera 564/2018/R/eel, ARERA ha aggiornato il Testo Integrato Connessioni Attive (TICA), al fine di integrarne le previsioni per le modalità di determinazione dei corrispettivi a copertura degli oneri di collaudo di impianti di rete, realizzati in proprio dai richiedenti, per la connessione alle reti di distribuzione di media e alta tensione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili o cogenerativi ad alto rendimento.

Inoltre, con la successiva delibera 592/2018/R/eel, il TICA viene ulteriormente aggiornato al fine di recepire le previsioni contenute nel Regolamento UE 2016/631 della Commissione europea, del 14 aprile 2016, RfG (*Requirements for Generators*), con particolare riferimento alle condizioni tecniche per l'attivazione della connessione degli impianti di produzione in alta tensione.

Inoltre, l'Autorità ha pubblicato la delibera 149/2019/R/eel, con la quale vengono definite le tempistiche per l'applicazione delle nuove edizioni delle norme del Comitato Elettrotecnico Italiano, CEI 0-16 e CEI 0-21, trasmesse dallo stesso Comitato all'ARERA il 15 aprile 2019 a valle della conclusione del processo di inchiesta pubblica delle due normative. Con la delibera 147/2021/R/eel, si modifica la precedente delibera 149/2019/R/eel e vengono trasmesse le tempistiche per l'applicazione della Variante V1 alla Norma CEI 0-16 e della Variante V1 alla Norma CEI 0-21.

Infine, con la delibera 315/2020/R/eel, ARERA ha provveduto a disciplinare una modalità semplificata per la connessione degli impianti di produzione dell'energia elettrica aventi potenza inferiore agli 800 W, inclusi i così detti impianti *plug&play*.

Con le delibere 128/2022/R/eel e 674/2022/R7efr l'Autorità ha modificato il TICA estendendo l'ambito di applicazione del Modello Unico (DM 19 maggio) per la connessione alla rete elettrica degli impianti solari fotovoltaici fino a 200 kW.

All'interno del percorso avviato dall'Autorità di riforma della disciplina delle connessioni alle reti elettriche, con la delibera 361/2023/R/eel ARERA ha definito alcune "Prime modifiche al Testo Integrato Connessioni Attive (TICA)", al fine di introdurre prime modifiche alle procedure di connessione, nelle more della definizione delle nuove procedure semplificate che sostituiranno quelle attualmente vigenti.

Piani di sviluppo delle reti di distribuzione

In merito alla disciplina sui Piani di Sviluppo delle reti di distribuzione, con la delibera 296/2023/R/eel ARERA ha definito le tempistiche per l'elaborazione e la consultazione pubblica dei piani, introducendo alcuni primi requisiti per la loro preparazione, tra cui la predisposizione biennale con orizzonte quinquennale. Inoltre, a chiusura delle attività portate avanti dalle principali imprese distributrici ai sensi del TIQD, con la delibera 521/2024/R/eel ARERA ha verificato positivamente i documenti da utilizzare come linee guida per l'edizione 2025 dei Piani di Sviluppo delle reti di distribuzione, confermando la struttura armonizzata dei contenuti del Piano di Sviluppo.

In merito agli scenari energetici, con la delibera 392/2024/R/com ARERA ha modificato l'allegato A alla deliberazione 617/2023/R/eel inserendo l'articolo 61.3 con il quale ha introdotto l'obbligo per le imprese distributrici di presentare un documento con criteri applicativi comuni per le ipotesi locali di scenario da utilizzare come linea guida per i Piani di Sviluppo presentati nel 2025. Tale documento è reso disponibile in sede di consultazione pubblica sui Piani di Sviluppo dell'anno 2025 per eventuali commenti da considerare ai fini della successiva edizione dei Piani di Sviluppo.

Testo Integrato Vendita (TIV)

Il Testo Integrato della Vendita stabilisce, tra l'altro, le modalità attraverso cui le imprese distributrici devono regolare:

- le partite economiche relative all'approvvigionamento dell'energia elettrica utilizzata per gli usi propri di distribuzione e di trasmissione;
- la differenza tra le perdite effettive e le perdite standard riconosciute sulla rete di distribuzione (c.d. delta perdite).

In merito al secondo punto, il TIV prevede uno specifico meccanismo di perequazione a regolazione del valore della differenza tra le perdite effettive e le perdite standard, definite queste ultime mediante l'applicazione all'energia elettrica immessa e prelevata di fattori di perdita standard. Tale meccanismo ha la finalità di incentivare ciascuna impresa di distribuzione al contenimento delle perdite. Attraverso questo meccanismo di perequazione, la differenza (positiva o negativa) tra le perdite effettive e le perdite standard, valutata al prezzo di cessione dell'energia elettrica praticato dall'Acquirente Unico agli esercenti la maggior tutela, è posta in capo alle imprese distributrici.

Con riferimento al contenimento delle perdite di rete con la delibera 117/2022/R/eel l'Autorità è intervenuta perfezionando la disciplina inerente alla regolazione delle perdite di energia elettrica sulle reti di trasmissione e distribuzione per il biennio 2022-2023, stabilendo i nuovi fattori percentuali convenzionali da applicare sia alle perdite commerciali sia ai fini del

settlement del servizio di dispacciamento ai clienti finali a decorrere dal 2023. Infine, con la delibera 584/2023/R/eel l'Autorità ha prorogato al 2024 la suddetta regolazione, estendendo i fattori convenzionali di perdita ai fini perequativi stabiliti nel TIV per l'anno 2023 e i fattori convenzionali di perdita applicati per l'anno 2023 all'energia elettrica immessa e prelevata ai sensi del TIS.

Con la delibera 535/2024/R/eel l'Autorità ha confermato anche per l'anno 2025, i fattori percentuali applicati a fini perequativi per gli anni 2023 e 2024 per le perdite commerciali ed esteso al 2025 i meccanismi correttivi dei commi 29.2 e 29.3 del TIV e il meccanismo di riconoscimento dei prelievi fraudolenti "non recuperabili" ex articolo 31 del TIV.

Ha inoltre previsto di erogare nel 2025, un acconto per i primi tre anni del quadriennio 2022-2025, previa presentazione di un'istanza entro maggio 2025 e di erogare, nel 2027 il saldo dell'intero periodo 2022-2025 previa istanza dei DSO da presentarsi entro il 31 maggio 2026.

Testo Integrato Unbundling Funzionale (TIUF)

Con la delibera 296/2015/R/com l'Autorità ha disciplinato gli obblighi di separazione funzionale per gli esercenti del settore dell'energia elettrica e del gas. La delibera n. 296/15 ha confermato le regole di separazione funzionale già definite con la delibera n. 11/07 (Testo Integrato Unbundling - TIU), a seguito della quale e-distribuzione S.p.A. aveva già adeguato a tali regole la governance e i processi interni, introducendo alcune novità. In particolare, il TIUF nel Titolo V, articolo 17, ha previsto l'obbligo di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione.

Con la delibera 296/2023/R/eel l'Autorità ha specificato la definizione del piano annuale e pluriennale delle infrastrutture definito dal TIUF disponendo la modifica degli articoli 9; 14; e 23 dell'Allegato A alla deliberazione 296/2015/R/COM sostituendo "piano di sviluppo annuale e pluriennale delle infrastrutture" con "piano annuale e pluriennale delle infrastrutture".

Testo integrato Unbundling Contabile (TIUC)

La delibera 231/14/R/com dell'Autorità ha introdotto uno specifico Testo integrato sull'unbundling contabile per il settore elettrico e gas (TIUC).

Con la delibera 137/2016/R/com l'Autorità ha integrato il TIUC previsto in precedenza solo per il settore elettrico e del gas con l'introduzione di obblighi di separazione contabile anche in capo ai gestori del Servizio Idrico Integrato. Per il settore energy la delibera n. 137/2016/R/com ha essenzialmente confermato le previgenti disposizioni disciplinate dalla delibera 231/14/R/com.

Testo Integrato dei Sistemi di Distribuzione Chiusi (TISDC) e Testo Integrato Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (TISSPC)

La delibera 276/2017/R/eel ha aggiornato il Testo Integrato Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (TISSPC), il Testo Integrato Sistemi di Distribuzione Chiusi (TISDC) e gli altri provvedimenti dell'Autorità correlati, a seguito delle disposizioni previste dall'articolo 6, comma 9, del decreto-legge 244/16 cd. "Milleproroghe".

Con la delibera 582/2017/R/eel l'Autorità ha posticipato la data di applicazione del TISDC, in relazione alle RIU (Reti interne di utenza), dal 1° ottobre 2017 al 1° gennaio 2018.

La successiva delibera 894/2017/R/eel ha aggiornato la definizione di unità di consumo di cui al TISSPC e TISDC e ha posticipato al 30 giugno 2018 la data entro cui:

- i cosiddetti clienti finali "nascosti" siano tenuti ad auto-dichiararsi;
- i gestori degli ASDC (Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi) debbano inviare le informazioni per permettere all'Autorità la predisposizione del Registro degli ASDC.

Con la delibera 426/2018/R/eel l'Autorità ha aggiornato e pubblicato il nuovo Registro delle RIU (Reti interne di utenza), approvato con la precedente delibera 788/2016/R/eel, introducendo ulteriori semplificazioni in materia di Reti Interne di Utenza e Sistemi Semplici di Produzione e Consumo.

Con riferimento agli ASDC (Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi), con la delibera 427/2018/R/eel viene differito ulteriormente, al 30 settembre 2018, il termine entro il quale i gestori di potenziali Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi (ASDC) possono presentare la dichiarazione per il riconoscimento ad ARERA. Inoltre, con il medesimo provvedimento, l'Autorità prevede che la mancata presentazione della dichiarazione di ASDC entro il 30 settembre 2018 faccia decadere il diritto al riconoscimento.

Con la delibera 530/2018/R/eel, ARERA ha istituito il primo Registro degli ASDC, aggiornato con le successive delibere 613/2018/R/eel e 680/2018/R/eel; in particolare con tale ultimo provvedimento viene prorogata l'applicazione delle modalità di erogazione dei servizi di connessione, misura, trasporto e dispacciamento previste dal TISDC, dall'1° gennaio 2019 all'1° luglio 2019.

La delibera 558/2019/R/eel ha aggiornato l'elenco degli ASDC e per le sole reti portuali e aeroportuali inserite nel Registro dopo il 31 dicembre 2019, ha posticipato al 1° gennaio 2021 la data di applicazione delle modalità di erogazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita previste dal TISDC. Con la successiva delibera 526/2020/R/eel ARERA ha infine ulteriormente posticipato dal 1° gennaio 2021 al 1° gennaio 2022, l'applicazione delle previsioni del TISDC per le suddette tipologie di rete. La successiva delibera 562/2021/R/eel ha aggiornato ulteriormente il Registro degli Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi (ASDC).

Con la delibera 921/2017/R/eel l'Autorità ha definito le disposizioni necessarie ad attuare il nuovo meccanismo di agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia elettrica, disciplinato dal decreto del Ministro dello sviluppo economico del 21 dicembre 2017, in coerenza con la struttura tariffaria dei nuovi raggruppamenti degli oneri generali di sistema elettrico definita dalla delibera 481/2017/R/eel e con prima attuazione che decorre dal 1° gennaio 2018 per le RIU. Tale deliberazione ha aggiornato il TISSPC e il TISDC per tenere conto della nuova disciplina delle imprese a forte consumo di energia elettrica.

Infine, con la delibera 318/2020/R/eel l'Autorità, in attuazione a quanto disposto dall'articolo 42bis del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162 (coordinato con la legge di conversione 28 febbraio 2020, n. 8), ha definito in via transitoria i requisiti e le procedure di accesso alle forme di remunerazione dell'energia elettrica condivisa da gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente in edifici e condomini (ACC) e dalle comunità energetiche rinnovabili (CER).

Successivamente, con la delibera 727/2022/R/eel del 27 dicembre 2022, ARERA ha approvato il Testo Integrato Autoconsumo Diffuso (TIAD) che disciplina le modalità definitive per la valorizzazione dell'autoconsumo diffuso per tutte le configurazioni previste dai decreti legislativi 199/21 e 210/21.

Il TIAD fa seguito e sostituisce la delibera 318/2020/R/eel a partire dall'ultima data tra il 1° marzo 2023 e la data di entrata in vigore del decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica previsto dall'articolo 8 del decreto legislativo 199/21, recante le disposizioni in merito agli incentivi per la condivisione dell'energia elettrica.

Con la delibera 450/2022/R/eel, l'Autorità ha stabilito un meccanismo automatico per il recupero degli importi dovuti e non versati da parte dei gestori di SDC a seguito della ritardata applicazione della regolazione vigente in materia di SDC. Inoltre, a seguito del DCO 288/2022/R/eel, con la delibera 573/2022/R/eel, l'Autorità ha aggiornato la definizione di Sistema Semplice di Produzione e Consumo, ai sensi del D.Lgs 199/21 e del 210/21, modificando il TISSPC in materia di autoconsumo in sito e a distanza mediante l'utilizzo di collegamenti privati. Infine, con delibera 556/2022/R/eel, l'ARERA ha modificato il TISDC al fine di attuare quanto disposto dal D.Lgs 210/21 in materia di realizzabilità di nuovi SDC e di modifica all'ambito territoriale degli SDC esistenti.

Testo Integrato Fatturazione del servizio di vendita al dettaglio (TIF)

Con delibera 463/2016/R/com l'Autorità ha emanato il nuovo Testo integrato della fatturazione del servizio di vendita al dettaglio (TIF), in vigore dal 1° gennaio 2017, introducendo indennizzi a carico dei distributori in caso di mancata lettura dello stesso punto reiterata per più di due volte consecutive nonché ulteriori obblighi in tema di misura. La successiva delibera 738/2016/R/com che modifica il TIF ha escluso però dai casi di applicazione degli indennizzi quelli in cui si riscontra l'inaccessibilità del contatore per cause imputabili al cliente finale.

Testo Integrato Morosità Elettrica (TIMOE)

Con delibera 258/2015/R/com e s.m.i. è stato emanato il Testo Integrato per la Morosità Elettrica (TIMOE), in vigore dal 1° luglio 2016, che ha introdotto nuove misure indennitarie a carico dei Distributori in caso di mancato rispetto delle tempistiche previste per gli interventi di sospensione e interruzione dei punti di fornitura. In particolare, la delibera ha previsto specifici indennizzi in caso di esecuzione e comunicazione tardiva degli esiti dell'intervento di distacco, l'obbligo di fatturazione del servizio al 50% nel periodo di ritardo dell'esecuzione degli interventi e l'obbligo di comunicazione della fattibilità tecnica e stima di massima del costo dell'interruzione in caso di esito negativo della sospensione.

Maxi Conguagli

In merito ai c.d. "Maxi Conguagli" la legge di bilancio 2018 ha introdotto la c.d. prescrizione breve ovvero la possibilità da parte del cliente di eccepire i pagamenti dei corrispettivi in fattura laddove gli stessi si riferiscano ad un periodo che eccede i 24 mesi a fronte di letture tardive inviate dal DSO al Venditore.

In conseguenza di ciò, l'Autorità con le delibere 264/18 e 683/18, ha regolato inizialmente la compensazione relativa agli oneri di trasporto che prevedono tuttora un flusso diretto tra venditore e distributore e successivamente con la delibera 604/2021/R/com, ha invece definito la disciplina regolatoria relativa al meccanismo di compensazione che avrebbe consentito da gennaio 2023 ai venditori di recuperare gli importi relativi alla materia prima riferiti a prelievi risalenti a più di ventiquattro mesi ed eccepiti all'impresa di distribuzione senza che quest'ultima abbia fatto valere alcuna causa ostativa alla maturazione della prescrizione.

Sempre a decorrere dal 2023, il suddetto provvedimento ha inteso introdurre anche un meccanismo di qualità del servizio dei DSO, volto a ridurre le rettifiche dei dati di misura messe a disposizione con ritardi maggiori di due anni, cui ancorare una penalità da versare a CSEA, necessaria ad alimentare il meccanismo compensativo. In particolare, è stato previsto che ogni DSO versi in ciascun anno N a CSEA un ammontare che tiene conto dei volumi di energia elettrica sottostanti ai ricalcoli fatturati nel corso dell'anno N-1 e riferiti a consumi antecedenti i 24 mesi.

Tale meccanismo di ristoro della materia prima entrerà però a pieno regime solo a partire dal gennaio 2025 visto che lo stesso è stato inizialmente osteggiato da due imprese di distribuzione gas che contestavano (sentenze TAR n. 35 e 36 del 2 gennaio 2023 e pronunciamento del Consiglio di Stato con sentenze n. n. 11358 e 11360 del 29 dicembre 2023) la previsione regolatoria che poneva in capo ai DSO l'obbligo di indicare la sussistenza di cause ostative al maturarsi della prescrizione ogniqualvolta lo stesso comunicasse dati di misura riferiti a consumi ultrabiennali.

Codice di Rete

L'Autorità ha emanato con la delibera 268/2015/R/eel il Codice di Rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica (CTTE) volto a disciplinare il servizio di trasporto dell'energia elettrica, con particolare riferimento a disposizioni in merito alle garanzie contrattuali ed alla fatturazione del servizio.

Alcuni traders, al fine di contestare l'obbligo di dover prestare a e-distribuzione, nell'ambito dei rapporti scaturenti dal contratto di trasporto, garanzie commisurate anche agli Oneri Generali di Sistema (OdS), e di dover corrispondere tali importi al distributore anche qualora non incassati dai clienti finali, hanno intrapreso diverse azioni giudiziarie: alcune, dinanzi ai giudici amministrativi, per chiedere l'annullamento o la sospensione delle Delibere adottate dall'ARERA in

materia; altre, dinanzi ai giudici civili, per ostacolare, in sede cautelare, le procedure di escussione delle fideiussioni avviate da e-distribuzione a seguito del mancato pagamento dei corrispettivi fatturati ai traders, e da questi non versati.

Le sentenze dei giudici amministrativi successivamente intervenute fra gennaio e novembre 2017 (TAR Lombardia 31 gennaio 2017 n.237, 238, 243 e 244, confermate dalla sentenza del Consiglio di Stato del 30 novembre 2017 n. 5620 e da ordinanza della Corte di Cassazione del 26 novembre 2019) hanno annullato le disposizioni del CTTE relative all'obbligo di prestare garanzie a copertura degli oneri di sistema per la quota parte non pagata dai clienti finali.

In ottemperanza alle suddette sentenze, l'Autorità con delibera 109/2017/R/eel ha stabilito una disciplina transitoria che ha previsto una riduzione del 4,9% sull'importo delle garanzie relativo agli oneri di sistema per tenere conto *ex ante* della morosità media dei clienti finali (cautelativamente fissata pari all'*unpaid ratio* riconosciuto nelle regioni del Centro Sud, dove il fenomeno della morosità si attesta su livelli mediamente superiori). Tale delibera è stata impugnata da alcuni operatori. I relativi ricorsi dinanzi al Tar Milano o al Consiglio di Stato sono stati respinti o ritirati nel corso del 2022.

La delibera 37/2020/R/eel ha introdotto a partire dal 1° gennaio 2021 l'azzeramento dei tempi previsti (17 gg lav.) fra la risoluzione del contratto di trasporto e l'effettiva efficacia della stessa, prevedendo l'assegnazione immediata dei clienti ai servizi di ultima istanza.

La delibera 261/2020/R/eel ha poi modificato ulteriormente il Codice di Rete del Trasporto elettrico, pertanto, a far data dal 1° gennaio 2021 sono state introdotte nuove disposizioni che irrobustiscono le tutele per il distributore e che, unitamente alla suddetta delibera 37/20, riducono l'esposizione del distributore da circa 6 a circa 4 mesi. Ciò ha comportato la riduzione di 1 mese anche dell'importo delle garanzie che i venditori devono prestare (minimo 2 mesi conto i 3 precedenti).

Inoltre, sono state introdotte alcune misure volte a rafforzare tutto il sistema di garanzie al fine di garantire una copertura più costante ed adeguata del rischio credito sotteso, anche nel caso dell'utilizzo del giudizio di *Rating*, e rendere più affidabili le fideiussioni assicurative.

Il provvedimento è stato però impugnato al TAR ad ottobre 2020 da un trader e da un'associazione venditori (Gala ed AIGET) in quanto conferma l'obbligo degli utenti del trasporto di versare tutti gli oneri di sistema ad essi fatturati a prescindere dall'effettivo incasso, a loro dire in contrasto con le sentenze amministrative che si sono espresse sul tema nel 2017. Nell'ottobre del 2022, anche a seguito del ricorso in appello contro la delibera 109/2017 respinto dal Consiglio di Stato, Gala ha depositato la dichiarazione di sopravvenuta carenza di interesse nel giudizio in oggetto.

Inoltre, la determinazione DMEG/PFI/13/2016 ha definito le tipologie standard di fattura e le relative modalità di emissione. L'entrata in esercizio degli standard è stata dapprima fissata a partire dal 1° aprile 2017 ed in seguito posticipata al 1° maggio 2017 e successivamente con la Determinazione DMRT/EFC/05/2020 sono state apportate alcune modifiche al fine di consentire la gestione dei Gruppi IVA all'interno delle fatture standard.

La Legge di bilancio di previsione 2018, già precedentemente richiamata, ha altresì esteso l'obbligo di Fatturazione Elettronica anche ai rapporti tra imprese (Business to business - B2B), con decorrenza 01/01/2019.

Di conseguenza, l'Autorità con le delibere 712/2018/R/com e 246/2019/R/com è intervenuta sul codice di rete per il servizio di trasporto dell'energia elettrica al fine di adeguare le disposizioni regolatorie con la nuova disciplina primaria.

Regolazioni *Output-Based* e della Qualità Commerciale dei Servizi di Distribuzione e Misura dell'energia elettrica (TIQD e TIQC)

L'Autorità ha pubblicato la delibera 566/2019/R/eel che conclude il percorso di aggiornamento del testo integrato della regolazione *output-based* della qualità dei servizi di distribuzione e misura (TIQE) per il semiperiodo di regolazione 2020-2023. Il nuovo quadro regolatorio - valido a partire dal 2020 e fino al 2023 - ha un'impronta fortemente innovativa, proponendo nuovi strumenti regolatori (ovvero la "regolazione speciale" e gli "esperimenti regolatori" per gli ambiti definiti dall'Autorità come "critici" o "iper critici") per il miglioramento delle performance di qualità mirati a colmare i divari in termini di qualità del servizio ancora esistenti tra le diverse aree del Paese e sfruttare le opportunità offerte dalla digitalizzazione delle reti, seguendo un approccio «forward-looking».

L'Autorità, con determina 21/2020 – DIEU, ha approvato l'idoneità alla partecipazione agli esperimenti regolatori di tutti gli ambiti territoriali proposti da e-distribuzione e ha confermato tutte le istanze di posticipo dei termini degli anni target proposte dalla Società.

In seguito all'emergenza COVID-19, con la delibera 432/2020/R/com l'Autorità ha previsto misure straordinarie per la sterilizzazione degli effetti dell'emergenza epidemiologica per gli aspetti di continuità, resilienza e qualità commerciale e ha conseguentemente provveduto alla rideterminazione dei livelli tendenziali degli indicatori Numero e Durata delle interruzioni (N1 e D1) con la delibera 431/2020/R/eel.

Inoltre, con la delibera 283/2022/R/eel, l'ARERA ha prorogato al 30 settembre 2022 la scadenza per la richiesta di ammissione di nuovi interventi al meccanismo incentivante definito dal TIQE, per minimizzare gli effetti di sovrapposizione con gli interventi con finanziamento PNRR, missione 2, componente 2, investimento 2.2 per i quali è stato pubblicato l'8 giugno 2022 il relativo decreto del Ministro della Transizione Ecologica.

Con riferimento alla qualità commerciale, con la delibera 231/2022/R/com l'Autorità ha aggiornato le modalità di verifica dei dati di qualità commerciale. In particolare, ARERA ha esteso il metodo statistico, già applicato al primo controllo in fase di verifica dei dati, anche al secondo controllo, svolto nel caso in cui il distributore rifiuti gli esiti del primo. L'Autorità ha inoltre definito l'entità dei campioni che vengono estratti in fase di verifica, rivisto gli importi unitari delle penalità applicate a eventuali prestazioni non conformi o non valide e definito una riduzione del 25% delle penalità applicate in esito al secondo controllo.

A decorrere dal 1° gennaio 2024, il meccanismo incentivante gli interventi di incremento della resilienza ai sensi del Titolo 10 del TIQE è stato aggiornato mediante la pubblicazione della delibera 614/2023/R/eel, con cui ARERA ha provveduto alla definizione della regolazione riferita alla resilienza 2019-2024, che disciplina la conclusione della vigente regolazione in essere dal 2018, rendendo il previgente meccanismo esclusivamente premiante per gli interventi resilienza presentati dalle imprese distributrici nell'ultimo piano previsto per il 2024, mitigando l'incidenza di eventuali penali già maturate.

Sempre a decorrere dal 1° gennaio 2024, con la delibera 617/2023/R/eel, l'Autorità ha provveduto all'aggiornamento della regolazione incentivante output-based della qualità del servizio – tecnica e commerciale – e della resilienza delle reti a valere per il sesto periodo regolatorio. In particolare, con i relativi allegati TIQD e TIQC, ARERA ha provveduto a razionalizzare i testi integrati separando la regolazione incentivante output-based della continuità del servizio (TIQD) dal testo integrato della qualità commerciale (TIQC) e introducendo numerose modifiche che ne hanno radicalmente modificato l'impianto regolatorio rispetto alla ormai ventennale regolazione sulla qualità del servizio previgente.

Con l'allegato A (TIQD), l'Autorità ha radicalmente modificato l'approccio per la determinazione dei miglioramenti per gli indicatori di continuità del servizio N1 e D1, passando dalla "storica" definizione di livelli obiettivo di lungo termine a trend di recupero personalizzati e basati sulle performance storiche degli ambiti territoriali. Altre modifiche hanno riguardato: la valorizzazione economica dei parametri per la determinazione dei premi/penali, la disciplina per la determinazione delle partite economiche relative agli ambiti a Esperimento Regolatorio e la conclusione della regolazione sperimentale per le interruzioni con preavviso. All'interno del Titolo 10 sono inoltre stati introdotti i primi elementi relativi al meccanismo incentivante gli interventi di sviluppo della rete di distribuzione (cosiddetto piano transitorio di fase 1). Con la delibera 425/2024/R/eel ARERA ha approvato 14 interventi di sviluppo della rete di e-distribuzione al nuovo meccanismo incentivante basato sui benefici degli interventi. Con delibera 472/2024/R/eel ARERA ha proceduto ad integrare le disposizioni relative all'incentivazione degli interventi di sviluppo, correlata ai benefici degli interventi delle reti di distribuzione, con aggiornamenti funzionali all'applicazione della fase 2 di incentivazione.

Con l'Allegato B (TIQC), ARERA ha confermato sostanzialmente le previsioni regolatorie sulla qualità commerciale già esistenti, con alcune novità riguardanti: la possibilità per il distributore di poter effettuare accordi personalizzati di qualità assicurando condizioni non discriminatorie ed equità ai possibili diversi richiedenti; l'aumento dei corrispettivi per le

verifiche della tensione e dei gruppi di misura, con obbligo di trasmissione tempestiva dell'esito al cliente; l'aumento dell'importo degli indennizzi previsti in caso di mancato rispetto dei livelli specifici di qualità commerciale per cause imputabili al distributore.

Servizi ausiliari e sistemi di accumulo

Con la delibera 109/2021, e le successive modifiche apportate con le delibere 285/2022 e 472/2022, l'ARERA ha definito le modalità di misurazione dell'energia negativa ovvero di quella parte di energia prelevata al fine di alimentare i servizi ausiliari o finalizzata alla carica di un sistema di accumulo per la successiva re-immissione in rete che non è soggetta a oneri di trasporto e dispacciamento. Viene stabilito che gli algoritmi di quantificazione dell'energia prelevata e reimpressa (energia immessa negativa), necessari per evitare l'installazione di ulteriori contatori, siano definiti dal soggetto responsabile della gestione della misura, sulla base dei criteri individuati da Terna.

Con la delibera 560/2021, l'ARERA ha posticipato al 1° gennaio 2023 l'applicazione della regolazione per completare la definizione dei suddetti algoritmi di misura e con la delibera 596/2023 ARERA ha istituito presso Terna dei tavoli di lavoro mensili a cui partecipano tutti gli stakeholder interessati al fine di risolvere le problematiche emergenti e posticipato al 31 dicembre 2024 l'abrogazione delle agevolazioni previste dell'art. 16 del TIT a causa delle problematiche di applicazione della delibera 109/2021, con delibera con delibera 585/2024 tale scadenza è stata ulteriormente prorogata al 31 dicembre 2025.

Con delibera 616/2023 il TIME è stato modificato inserendo le disposizioni della delibera 109/2021 in materia di energia immessa negativa.

Scambio dati DSO - TSO

Con la delibera 6/2019/R/eel l'Autorità ha approvato la proposta sull'organizzazione, i ruoli e le responsabilità sullo scambio dati predisposta dai TSO ai sensi del Regolamento UE 2017/1485 (*System Operation Guidelines - SO GL*).

L'architettura di scambio dati che affida ai distributori la responsabilità della raccolta in tempo reale, validazione e invio a Terna dei dati di esercizio relativi ai "significant grid user - SGU" (Produttori, Sistemi di Distribuzione Chiusi e Clienti in AT o SDC e Clienti connessi alle reti di distribuzione che forniscono servizi di flessibilità), è stata definita nel 2019 e formalizzata con l'aggiornamento degli allegati al Codice di Rete di Terna approvati dall'Autorità con la delibera 36/2020.

In merito alla definizione delle responsabilità in materia di installazione, manutenzione delle apparecchiature e dei canali di comunicazione, nonché delle modalità di copertura dei costi e delle tempistiche del retrofit del parco di generazione distribuita esistente.

L'ARERA ha pubblicato a novembre 2021 la delibera 540/2021/R/eel che riguarda gli impianti di produzione connessi alle reti di media tensione con potenza ≥ 1 MW (cosiddetto "perimetro standard"), confermando che la responsabilità della rilevazione dei dati oggetto di scambio, la loro gestione e messa a disposizione a Terna sia in capo ai distributori (DSO), che devono realizzare e rendere operative le necessarie infrastrutture di comunicazione.

A seguito dell'indisponibilità sul mercato dei dispositivi CCI, l'ARERA con la delibera 730/2022/R/eel ha differito le scadenze previste originariamente sia per quanto riguarda gli obblighi in fase di attivazione impianto che le scadenze per l'ottenimento dei contributi di ristoro per il retrofit.

L'Autorità rinvia a successive valutazioni la definizione delle modalità di scambio dati per quanto riguarda il "perimetro esteso" (ossia impianti di produzione connessi alle reti di media tensione con potenza < 1 MW e impianti di bassa tensione) a valle di una relazione di Terna che, sentiti i DSO, descriva i criteri per l'individuazione degli impianti da includere in tale perimetro.

Progetti pilota sull'utilizzo di risorse di flessibilità connesse alle reti di distribuzione

Dando seguito alle previsioni della Direttiva UE 944/2019 sul Mercato Interno dell'elettricità, ARERA, con la delibera 352/2021/R/eel ha fissato le condizioni per l'avvio di progetti pilota su larga scala attraverso i quali le imprese distributrici possano sperimentare, per l'ottimizzazione dell'esercizio e degli investimenti l'utilizzo di risorse di flessibilità connesse alle proprie reti nonché i relativi meccanismi di approvvigionamento e remunerazione.

In attuazione delle previsioni dell'Autorità, e-distribuzione ha avviato un progetto pilota denominato EDGE, approvato da ARERA per il 2024 con la deliberazione 365/2023. I risultati della sperimentazione sono rendicontati dalla Società nelle Relazioni di avanzamento semestrale disponibili sul sito internet dedicato al progetto.

Con la delibera 516/2024 ARERA ha approvato la prosecuzione del progetto EDGE per l'anno 2025.

L'esito della sperimentazione consentirà all'ARERA di definire il quadro regolatorio per l'utilizzo delle risorse di flessibilità connesse alle reti di distribuzione come previsto dal D.lgs. 210/2021 di recepimento della Direttiva UE 944/2019. In tal senso, ARERA ha già previsto l'inserimento nel nuovo Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE) di sezioni dedicate all'approvvigionamento di servizi ancillari locali da parte delle imprese distributrici.

Efficienza energetica - Certificati bianchi

Il meccanismo dei Certificati Bianchi, o Titoli di Efficienza Energetica (di seguito anche TEE), prevede la definizione da parte del competente Ministero) degli obiettivi nazionali di risparmio energetico che devono essere conseguiti annualmente dalle imprese di distribuzione di energia elettrica e gas.

Il decreto del Ministero della Transizione Ecologica del 21 maggio 2021 ha fissato gli obiettivi quantitativi nazionali in capo alle imprese di distribuzione per gli anni 2021-2024 aggiornato le modalità di assolvimento dell'obbligo da parte delle imprese distributrici e di ristoro dei relativi costi.

Con delibera 283/2024/R/efr l'Autorità ha determinato il contributo tariffario da riconoscere ai distributori per l'anno d'obbligo 2023 fissandolo pari a 248,99 €/TEE. Inoltre, con la delibera 454/2023/R/efr, l'Autorità ha aggiornato la disciplina del contributo tariffario in acconto, con l'obiettivo di contrastare gli effetti dell'esposizione finanziaria dei distributori.

Altri Provvedimenti

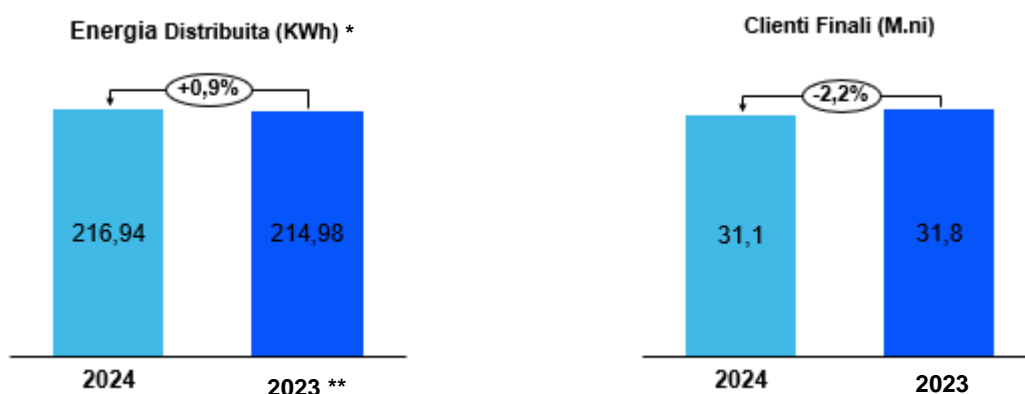
Legge di Bilancio 2025 – Piano straordinario di investimento pluriennale

La Legge 30/12/2024, n. 207 (Legge di Bilancio 2025), all'art. 1, commi 50-53, ha previsto che, al fine di migliorare la sicurezza, l'affidabilità e l'efficienza della rete di distribuzione dell'energia elettrica, i concessionari del servizio pubblico di distribuzione, e quindi e-distribuzione S.p.A., possono presentare un piano straordinario di investimento pluriennale, la cui approvazione comporterà la rimodulazione della concessione vigente (avente scadenza 31.12.2030), in coerenza con la durata degli investimenti previsti dal medesimo piano, e comunque per un periodo non superiore a venti anni.

Con apposito decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, da emanarsi entro 180 giorni dalla entrata in vigore della legge di bilancio (primo gennaio 2025), di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, su proposta dell'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA), previa intesa, per gli aspetti di competenza, in sede di Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del D.Lgs. 28 agosto 1997, n. 281, e previo parere delle Commissioni parlamentari competenti, saranno stabiliti i termini e le modalità per la presentazione del suddetto piano e per la sua valutazione e approvazione, nonché i criteri per la determinazione degli oneri che i concessionari del servizio di distribuzione dell'energia elettrica – ivi compresa e-distribuzione S.p.A. – sono tenuti a versare in ragione della rimodulazione della concessione in essere.

Andamento operativo

Premessa



*Il dato comprende sia l'energia distribuita ai clienti del mercato finale che ai distributori;

**Dato 2023 aggiornato

e-distribuzione S.p.A. ha distribuito nel 2024 complessivamente 213,98 TWh (212,02 TWh dato aggiornato 2023) e circa 2,96 TWh a circa 900 distributori di energia elettrica (2,97 TWh dato aggiornato 2023). Ha inoltre rilevato circa 0,43 TWh di consumi per usi propri (0,43 TWh dato 2023).

L'incremento dell'energia distribuita nel 2024, pari al 0,9% rispetto all'esercizio precedente, risulta in linea con l'andamento della domanda di energia elettrica a livello nazionale che, nel 2024, è stata pari a 312,3 TWh rispetto ai 305,6 TWh dell'anno precedente (dato aggiornato 2023).

Il numero dei clienti finali, al 31 dicembre 2024, risulta pari a 31,1 milioni circa e, quindi, in lieve diminuzione (-2%) rispetto al 31 dicembre 2023 (pari a 31,8 milioni circa), per effetto dell'uscita del Ramo di distribuzione energia elettrica in alcuni comuni della Lombardia, conferito a Duereti S.r.l. con data efficacia 31 dicembre 2024.

Il numero complessivo degli switching nell'anno 2024 ha registrato un incremento notevole, da circa 8 milioni a oltre 11 milioni. Il numero risente degli oltre 3 milioni di clienti passati al mercato di tutele gradualì per la fine della maggior tutela.

Nel corso del 2024 si è registrata una vendita di potenza pari a circa 8,89 GW di cui:

- 7,13 GW per contributi da connessioni permanenti (di cui 5,60 GW per contributi a forfait e 1,53 GW per contributi a preventivo);
- 1,76 GW per contributi da connessioni temporanee (di cui 1,45 GW per contributi a forfait e 0,31 GW per contributi a preventivo).

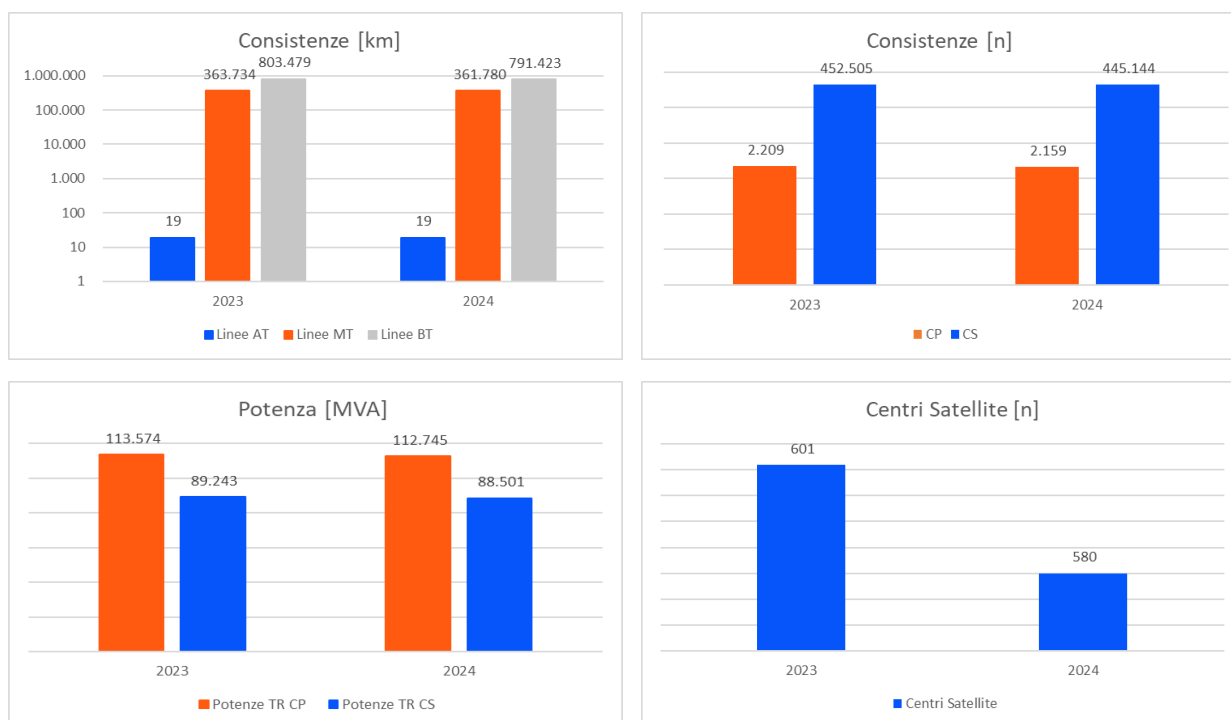
La potenza venduta ai clienti finali nel periodo gennaio – dicembre 2024 per connessioni permanenti risulta in aumento rispetto allo scorso anno di 2,28 GW, mentre la potenza venduta per connessioni temporanee risulta essere in aumento di 0,12 GW rispetto al valore dello scorso anno.

La dinamica delle connessioni dei produttori nel periodo gennaio – dicembre 2024 ha fatto registrare una potenza connessa di 5,05 GW con un aumento del 7% rispetto allo stesso periodo del 2023 (4,70 GW nel 2023).

Gestione della Rete Elettrica

Interventi sulle reti di distribuzione

La consistenza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2024 è la seguente:



Fonte dati: AIRE.

La strategia di intervento sulla rete di e-distribuzione S.p.A. è focalizzata su tre direttrici principali:

- lo sviluppo tecnologico dei nuovi componenti, volto a limitare l'insorgere di condizioni di guasto ed aumentarne l'affidabilità;
- l'innovazione di sistema, indirizzata a contenere gli effetti degli eventi di rete sulla clientela connessa;
- la manutenzione mirata, per prevenire il verificarsi di guasti, indirizzata dall'analisi delle condizioni di esercizio della rete.

Rientrano nello sviluppo tecnologico dei componenti l'utilizzo del cavo aereo sulle linee MT, la standardizzazione di quadri MT compatti isolati in gas e, più in generale, tutti i piani e gli interventi volti al superamento dell'isolamento in aria.

Rientrano nell'innovazione di sistema i nuovi piani di telecontrollo ed automazione della rete, quali, ad esempio, l'automazione delle cabine MT/BT, che permette l'individuazione e la selezione mediante algoritmi automatici dei tronchi delle sole porzioni di rete affette da guasto, allo scopo di limitare i disservizi in termini di tempo ed area interessata e lo switch dei telecontrolli verso connessioni always-on per rendere ancor più rapide le manovre di dicotomia lungo la rete di media tensione. Continuano, inoltre, le installazioni delle "Bobine di Petersen" (la messa a terra del neutro delle sbarre MT di cabina primaria mediante impedenza), che consente di contenere le correnti di guasto monofase a terra e conseguentemente gli effetti di tali guasti. A fine 2024 si conferma la percentuale di oltre l'80% di rete MT esercita a neutro compensato con Bobina di Petersen e oltre il 71% la percentuale di linee MT automatizzate.

Rientrano nella manutenzione mirata l'analisi evoluta degli eventi di esercizio, gli applicativi informatici di monitoraggio ed i sistemi di gestione i quali, insieme, permettono di ridurre la manutenzione su guasto e di indirizzare gli interventi sulle attività di manutenzione preventiva, focalizzata sulla qualità del servizio.

L'esperienza già maturata da e-distribuzione S.p.A. nel campo dell'automazione di rete e l'introduzione di dispositivi innovativi per l'individuazione e la selezione dei guasti lungo la linea costituiscono, insieme alla realizzazione di una infrastruttura di comunicazione a banda larga ed "always on", i presupposti per la realizzazione dei sistemi di distribuzione del futuro. La selettività logica dei guasti sulla rete di Media Tensione è già attiva in diverse realtà territoriali e nel prossimo futuro tecniche innovative di telecontrollo e automazione saranno estese anche alla rete di Bassa Tensione.

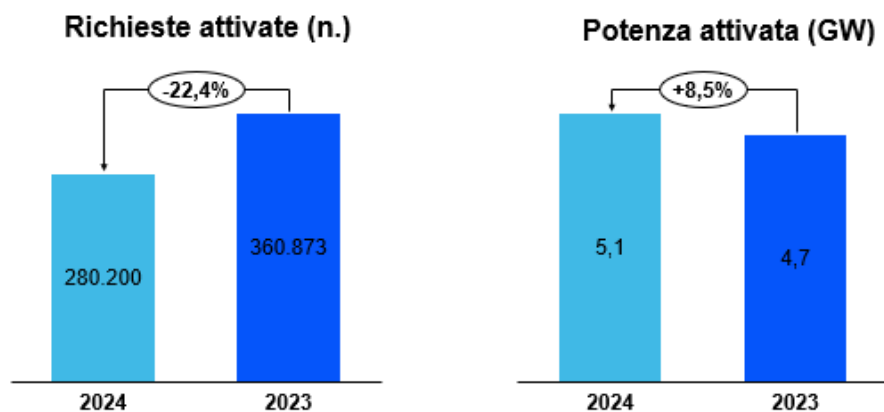
Nel corso del 2024 è proseguita l'attivazione dei Controllori Centrali di Impianto, secondo quanto previsto dal Codice di Rete di Terna e dalla regolazione ARERA. Tali apparati consentono di monitorare in tempo reale la produzione della generazione distribuita connessa sulla rete di Media Tensione e, in prospettiva, di adottare strategie di controllo nell'ottica della gestione della "Rete Attiva" e delle future "Smart Grid".

Sono stati inoltre consolidati i processi riguardanti le ispezioni linea attraverso droni e la rappresentazione attraverso il "gemello digitale" della rete elettrica di distribuzione su scala nazionale.

e-distribuzione S.p.A nel corso del 2024 ha consolidato l'utilizzo dei droni puntando ad una formazione continua all'utilizzo dello strumento erogata al personale operativo.

Nell'ambito del Progetto "Digital Twin" sono proseguite anche nel 2024 le attività di scansione delle Cabine di trasformazione AT/MT e MT/BT con Laser Scanner Terrestri al fine di ricostruire l'infrastruttura fisica su layer digitale consentendo una maggiore efficienza operativa sia in termini di sostituzione della componentistica in impianto che in termini logistici relativamente alle attività di sopralluogo.

Generazione Distribuita



Nel corso del 2024 si è continuato a registrare una crescita e un consolidamento della generazione distribuita connessa alla rete di e-distribuzione S.p.A. nonostante un calo delle richieste attivate rispetto all'esercizio 2023 pari al -22,4% dovuto alla riduzione di alcuni incentivi da parte dello stato (ad esempio, il superbonus 110% dell'anno precedente). Nel 2024 sono stati connessi alla rete di e-distribuzione S.p.A. circa 280 mila impianti (-22,4% rispetto ai 361 mila nel 2023), per una potenza di circa 5,1 GW (+8,5% rispetto ai 4,7 GW del 2023), di cui oltre il 95% in MT - BT, così ripartita tra le principali fonti:

- fotovoltaico: 4.857,62 MW
- eolico: 51,43 MW circa
- gas di discarica e biomasse: 4,92 MW

- biogas: 29,98 MW
- idraulica: 23,30 MW
- altre fonti 106,72 MW

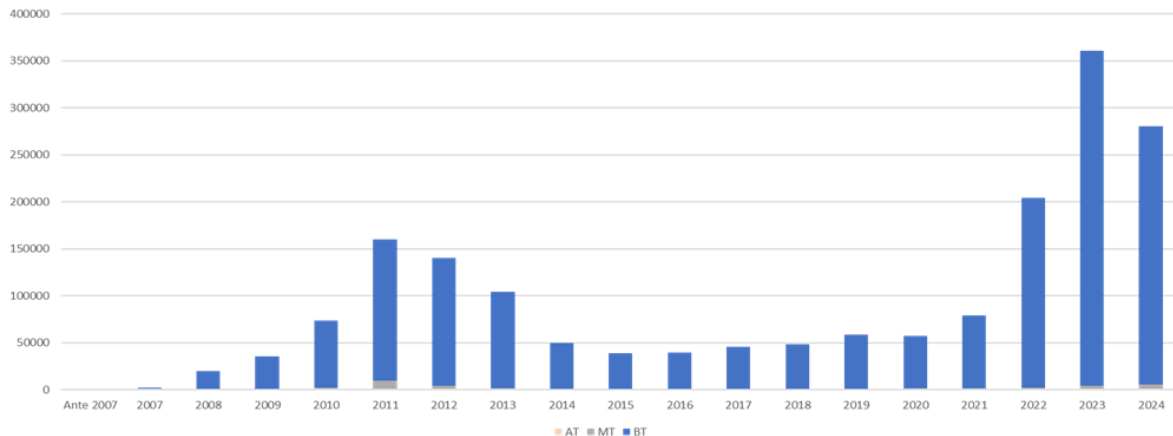
Sono state eseguite al 31 dicembre 2024 complessivamente 1.800.100 attivazioni, per una potenza di connessione complessiva pari a 43,9 GW: risalta in particolare la quantità di generazione distribuita connessa alle sole reti MT e BT, pari a 41,7 GW.

Si riporta di seguito il dettaglio delle attivazioni effettuate al 31 dicembre 2024, con lo storico annesso:

| Anno | N. attivazioni | | | | Potenza | | | |
|-----------|----------------|--------|---------|---------|----------|----------|----------|----------|
| | AT | MT | BT | Totale | AT | MT | BT | Totale |
| Ante 2007 | 35 | 762 | 0 | 797 | 1.225,95 | 1.147,23 | - | 2.373,18 |
| 2007 | 13 | 238 | 2.287 | 2.538 | 423,80 | 291,97 | 11,54 | 727,31 |
| 2008 | 27 | 698 | 19.310 | 20.035 | 940,03 | 534,25 | 134,64 | 1.608,92 |
| 2009 | 17 | 1.034 | 34.414 | 35.465 | 650,03 | 730,48 | 270,95 | 1.651,46 |
| 2010 | 23 | 2.142 | 71.870 | 74.035 | 601,68 | 1.453,15 | 663,95 | 2.718,77 |
| 2011 | 19 | 10.013 | 149.798 | 159.830 | 705,10 | 7.245,57 | 2.004,00 | 9.954,66 |
| 2012 | 19 | 4.556 | 135.924 | 140.499 | 324,79 | 2.829,06 | 1.469,56 | 4.623,41 |
| 2013 | 5 | 1.542 | 102.859 | 104.406 | 252,75 | 789,02 | 744,14 | 1.785,91 |
| 2014 | 2 | 871 | 49.040 | 49.913 | 22,00 | 325,67 | 313,19 | 660,86 |
| 2015 | 4 | 884 | 38.014 | 38.902 | 57,00 | 289,46 | 269,38 | 615,85 |
| 2016 | 4 | 1.106 | 38.662 | 39.772 | 38,32 | 367,69 | 298,49 | 704,49 |
| 2017 | 1 | 1.270 | 44.347 | 45.618 | 0,08 | 354,19 | 368,99 | 723,26 |
| 2018 | 5 | 1.100 | 47.376 | 48.481 | 65,32 | 366,77 | 288,97 | 721,06 |
| 2019 | 1 | 1.289 | 57.403 | 58.693 | 3,00 | 405,22 | 352,92 | 761,14 |
| 2020 | 4 | 1.405 | 55.677 | 57.086 | 24,15 | 525,07 | 367,41 | 916,63 |
| 2021 | 4 | 1.736 | 77.721 | 79.461 | 28,26 | 593,44 | 555,74 | 1.177,44 |
| 2022 | 11 | 2.195 | 201.900 | 204.106 | 139,47 | 881,17 | 1.361,01 | 2.381,64 |
| 2023 | 23 | 4.398 | 356.452 | 360.873 | 280,49 | 1.848,89 | 2.596,12 | 4.725,50 |
| 2024 | 34 | 5.526 | 274.640 | 280.200 | 259,11 | 2.083,88 | 2.730,99 | 5.073,98 |

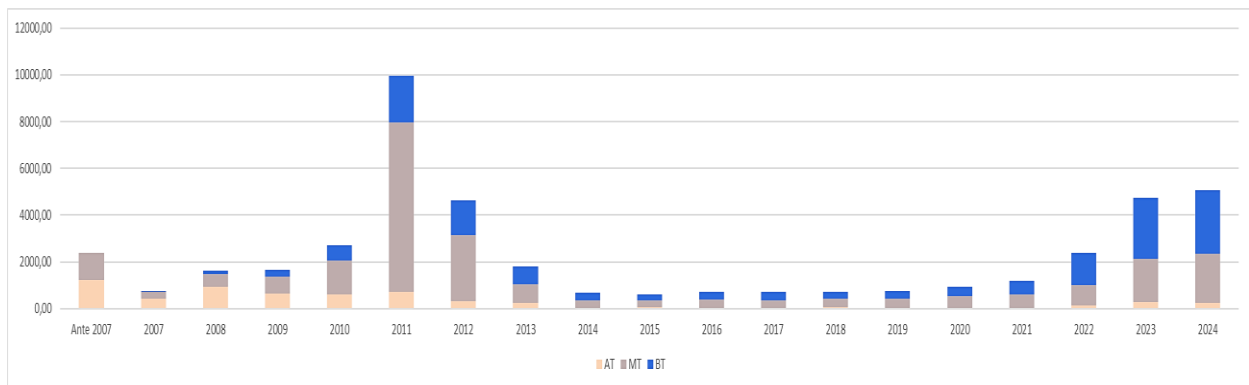
Di seguito il grafico che mostra il numero di attivazioni divise per livello di tensione:

Numero connessioni



In basso il grafico che mostra la potenza ripartita per livello di tensione:

Potenza connessa (MW)



L'impatto della generazione distribuita è notevole anche sulle modalità e i criteri di esercizio e gestione della rete, che si sono in parte modificati per effetto della trasformazione della rete da "passiva" in "attiva", e per la necessità di assorbire la sempre crescente richiesta di domande di connessione produttori.

Mobilità Elettrica

Il numero di connessioni eseguite nel 2024 è pari a 2.830, con un aumento del 7,4% rispetto l'anno precedente, mentre la potenza installata è aumentata del 5,7% (209,3 MW).

Nel corso dell'anno sono state inoltrate 12001 richieste di connessione (-39% rispetto al 2023), per una potenza totale di 1.522,7 MW (-48% rispetto al 2023). La percentuale di annullamento si è attestata al 41% contro il 71% del 2023, segno che il processo di verifica preliminare delle pratiche PNRR prevista dal protocollo d'intesa stipulato con Motus-E e Utilitalia ha portato a una riduzione di tale fenomeno.

In particolare, le richieste BT sono diminuite del 38% per una potenza media di circa 63 kW (-19% rispetto al 2023), mentre per la MT si registra una riduzione del numero di richieste del 46% per una potenza media di circa 775 kW (-2% rispetto al 2023). La diminuzione della potenza media per la BT è collegata alla riduzione delle richieste da 90 kW, peculiari della prima assegnazione del bando PNRR, e alla partecipazione dei CPO al progetto Polis di POSTE, che richiede connessioni di potenza media inferiore.

Complessivamente le infrastrutture connesse alla rete e-distribuzione sono 16.036 per una potenza complessiva di 913,4 MW, di cui 650 su rete BT e 263,4 su rete MT. A livello nazionale, il 49,75% delle connessioni sono state effettuate nelle Regioni del Nord e Centro-Nord.

Qualità del servizio tecnico

I dati di continuità del servizio per l'anno 2024, come di consueto, saranno comunicati entro il 31 marzo 2025 all'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente e, solo a valle del completamento delle procedure di verifica operate dalla stessa Autorità, potranno essere consolidati per l'assegnazione dei premi e delle penalità per la qualità del servizio.

Per il 2024, sulla base dei dati provvisori attualmente disponibili, è atteso a livello nazionale un andamento in peggioramento rispetto al 2023 a causa del verificarsi di fenomeni meteorologici rilevanti, concentrati nei mesi estivi, sia sotto forma di ondate di calore che di fenomeni temporaleschi violenti. Si segnalano alcuni eventi rilevanti, fra cui l'ondata di calore che ha colpito la Campania e la Puglia nel luglio 2024 oltre alla Toscana nell'agosto 2024. A questi si aggiungono fenomeni alluvionali che hanno colpito l'Emilia-Romagna (settembre-ottobre 2024) e le nevicate di dicembre 2024 in Emilia, Abruzzo, Marche e Molise.

In linea a tali previsioni per il 2024, si attende l'applicazione di penali da parte dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ai sensi del titolo III della delibera n. 617/23).

Gestione operativa

Nel 2024 e-distribuzione ha proseguito con costante impegno a lavorare nell'ottica del miglioramento continuo dei processi aziendali.

Construction

Nel corso del 2024 in ambito Construction al fine di migliorare le infrastrutture di rete e favorire l'aumento della capacità del sistema di accogliere ulteriore generazione rinnovabile, si è lavorato per aumentare la numerosità degli impianti e quindi la potenza installata.

Costruiti nel 2024 n. 22 nuovi impianti primari e n. 2.056 nuovi impianti secondari; inoltre sono stati eseguiti lavori di grandi rifacimenti su n. 72 cabine primarie esistenti e costruiti ca. 15.000 km di rete MT/BT.

Nel 2024 l'Unità Constructions si è impegnata a lavorare nell'ottica dell'efficientamento e dell'ottimizzazione dei processi aziendali, ponendo particolare attenzione al miglioramento del sistema di controllo.

A tale scopo, nel corso del 2024, sono state emesse le seguenti procedure organizzative/istruzioni di lavoro:

- PO 2528 "Gestione della logistica dei materiali";
- PO 2818 "Gestione dell'inventario dei materiali";
- WKI-CON-PDI-24-0003-EDIS "Stima e revisione del preventivo AT";
- WKI-CON-MAL-24-0002-EDIS "Pianificazione dell'approvvigionamento dei materiali MT/BT";
- WKI-CON-MAL-24-0004-EDIS "Vendita di rifiuti derivanti da attività di manutenzione e Conferimento di CE e apparati di misura destinati ad alienazione".

In ambito **Supply Chain**, nel corso del 2024, sono state condotte diverse iniziative per il miglioramento dei processi e dei relativi sistemi.

In particolare, per quanto concerne i processi, sono state definite:

- la versione n. 10 delle Condizioni Particolari dei contratti di Appalto di Forniture, Lavori e Servizi (edizione agosto 2024), che integra diverse clausole Safety deliberate dai Gruppi di Lavoro nell'ambito del Piano Sicurezza Italia;
- il Capitolato Tecnico per lavori in appalto delle Cabine Primarie e Satelliti di e-distribuzione S.p.A.;
- il Capitolato Tecnico per la progettazione, preventivazione ed attività correlate per gli impianti della distribuzione;
- l'Abaco dei compensi convenzionale per progettazione, preventivazione ed attività correlate per gli impianti della distribuzione (Edizione luglio 2024);
- la Relazione dei criteri Ambientali Minimi (CAM);
- la Specifica Tecnica "Servizio di raccolta, trasporto, recupero / smaltimento dei rifiuti speciali pericolosi e non pericolosi";
- la Specifica Tecnica "Affidamento a terzi di visite di sorveglianza e controlli in corso d'opera su cantieri di imprese appaltatrici di e-distribuzione S.p.A.";
- la Specifica Tecnica "Messa In Sicurezza d'Emergenza di siti di ridotte dimensioni, a seguito sversamento di olio (ai sensi dell'art. 249 del D.Lgs. 152/2006)";

Per quanto concerne invece i sistemi:

Smart Control: nell'ambito del progetto Digitaly – Smart Control, ed in collaborazione con l'Unità Qualità Sicurezza e Ambiente, si è continuato a perfezionare e migliorare le funzionalità sviluppate relative a:

- gestione cruscotti di creazione strategie e controlli in corso d'opera di qualità e quantità e controlli ai fini del collaudo;
- report finalizzati al monitoraggio di quanto riportato al punto precedente;
- avvio ed esecuzione dei controlli in campo mediante l'applicativo mobile E-Site Controller.

Sono stati eseguiti in parallelo dei test E2E al fine di verificare il corretto funzionamento delle funzionalità implementate inerenti i suddetti processi e di avviare, quindi, il roll out del nuovo applicativo su scala nazionale.

Inoltre, è stato garantito continuo supporto e assistenza agli utenti dei territori nei quali sono già stati rilasciati in esercizio i nuovi applicativi di cui sopra.

SAP ECC: sono stati redatti i requisiti relativi agli sviluppi "Calcolo Premi di Accelerazione" e "Calcolo Revisione Prezzi" al fine di avviare gli sviluppi informatici, inoltre sono state apportate altre piccole migliorie ad alcune transazioni per ridurre le tempistiche di elaborazione e correggere alcuni difetti riscontrati dagli utenti.

Progetto ASID 2024: Il progetto ha avuto come obiettivo quello di riorganizzare le funzioni/unità di e-distribuzione con lo scopo di:

- Verticalizzazione a livello nazionale dei lavori ad investimento per tutti i livelli di tensione con la creazione dell'unità Construction e la definizione di una cabina di regia per i grandi progetti con legame funzionale con le unità Programmazione e Gestioni Lavori (PG) di Area
- Gestione integrata degli appalti, dei materiali e della logistica su tutti i livelli di tensione
- Integrazione delle unità "Operations and Maintenance" (OMD) e "Fibra Ottica e Mobilità Elettrica" (FOME) all'interno della catena del valore della Società
- Creazione di quattro Macro-Aree

- Poli di Pianificazione Rete all'interno della Macro Area, con legame funzionale con "Network Development" (ND)

Il progetto ha impattato tutti i sistemi in uso ad e-distribuzione.

Progetto Revisione Modello Logistico: con riferimento al progetto che ha come obiettivi:

- il miglioramento del controllo delle giacenze sui magazzini di secondo livello (PDI e Decs),
- la riduzione di FTE nelle fasi di riapprovvigionamento e movimentazione dei materiali,
- la riduzione del materiale circolante,
- la completa integrazione con i sistemi informativi degli appaltatori per la gestione delle attività affidate,
- consuntivare tempestivamente i materiali posati.

Sono stati redatti ed approvati tutti i requisiti per dar seguito all'avvio degli sviluppi a partire da mese di ottobre 2024. Il progetto ha una durata stimata di circa 2 anni e comporterà delle evoluzioni ad una serie di applicativi quali: SAP, Open Portal, Material Smart Tracking (in particolare Trace e LMS) e MLM.

Progetto PNRR:

Con riferimento al progetto che aveva come obiettivo la corretta gestione dei materiali nell'ambito dei lavori relativi a progetti finanziati, sono stati collaudati tutti gli sviluppi previsti per gli applicativi SCM/Open Portal/SAP/MST.

Nello specifico, sono state introdotte lungo tutto il processo dei trasferimenti logistici tra magazzini delle informazioni relative al Codice Unico di Progetto (o CUP) sia quando esse sottese alla movimentazione contabile dei materiali piuttosto che alle informazioni "aggiuntive" dei barcodes. In particolare:

- per MST queste implementazioni hanno trovato applicazione sia nelle interfacce web based che nel Mobile.
- per MATERIAL SHIPMENT (MSH) sono stati apportati dei miglioramenti funzionali e nell'esperienza utente, è stata implementata la possibilità di gestire spedizioni MSH per fornitori in ATI/RTI.

L'informazione relativa al CUP è stata veicolata anche sui sistemi sui quali vengono gestiti gli atti di controllo (SCM/Smart Control), al fine di incentivare e agevolare il collaudo dei lavori che rientrano nel progetto PNRR.

Il progetto è stato rilasciato in ambiente di produzione nel mese di ottobre 2024.

Progetto Virtualizzazione Cantieri: con riferimento al progetto, che ha come obiettivo la creazione di un modello 3D dei cantieri, sono stati redatti i requisiti ed eseguiti i collaudi relativi alla prima fase del progetto.

Il processo prevederà che, a seguito dell'assegnazione della Lettera di Consegna Lavori (o LCL), l'impresa esegua un rilievo in campo tramite l'applicazione mobile che successivamente verrà elaborata automaticamente generando un modello 3D del cantiere.

Il modello 3D verrà quindi utilizzato per la determinazione delle misure e delle informazioni necessarie alla redazione assistita dei libretti di misura (tabella di picchettazione e determinazione delle prestazioni e relative quantità) e sarà messo a disposizione all'interno della Dashboard Virtualizzazione Cantieri e dei tool di e-distribuzione per le relative attività di controllo / validazione dei lavori consentendo:

- rilievo e digitalizzazione delle attività di cantiere per la realizzazione delle infrastrutture di distribuzione di tipo MT/BT;
- consultazione tramite visualizzazione 3D georeferenziata e interrogazione remota degli asset individuati ed acquisiti in campo;

- gestione remota dello stato di avanzamento dei cantieri all'interno di un data base cartografico;
- semplificazione del processo di produzione dei libretti di misura attraverso la determinazione automatica delle misure direttamente dal file 3D;
- creazione del modello digitale della rete.

Progetto Milano: Il progetto ha avuto come obiettivo la cessione delle reti di distribuzione relativi all'area di Milano–Val Trompia alla società A2A ed in particolare l'implementazione e l'aggiornamento dei sistemi informativi per garantire la corretta migrazione di dati e informazioni necessarie per l'operatività della NewCo.

A tal proposito sono stati sviluppati estrattori per comunicare ad A2A lo stato di avanzamento delle Lettere Consegna Lavori non concluse, condiviso anagrafiche dei materiali e prestazioni riferite ai contratti ceduti.

Open Portal: nell'ambito del progetto "Open Portal" si è continuato a sviluppare nuove funzionalità relative a:

- gestione "full file" delle LCL
- gestione dei Guasti

È stato inoltre eseguito il test completo di tutto il sistema (end to end) con lo scopo di identificare tutte le criticità del sistema e quindi apportare le dovute correzioni. Il roll out completo è previsto per giugno 2025.

Power BI – Reporting: sono state sviluppate nuove *dashboard* in Power BI al fine monitorare:

- l'utilizzo dei Gruppi Elettrogeni su Guasti commissionati ad impresa;
- l'utilizzo di Prestazioni relative all'ABACO (Progettazione e Autorizzazioni);
- l'andamento di alcuni indicatori per l'avvio del pilota relativo al Semiturno;
- situazione materiali AT/MT/BT.

Progetto Copernico (ambito GP ed impatti su SAP ECC): il progetto ha avuto come obiettivo la gestione dei rilasci degli Ordini diretti di Acquisto (OdA), sono state quindi collaudate le nuove funzionalità legate al doppio step di rilascio anche in relazione alle soglie economiche.

Solution LMS Italy: il sistema ha visto l'attualizzazione dell'applicativo LMS IDL di gestione delle Piattaforme logistiche e di interfaccia verso i prestatori logistici, verso la nuova versione "platform" (gestione anomalie post rilascio ed incident).

In ambito **Permitting, Design & Improvement**, nel corso del 2024, i sistemi in uso e/o su cui sono state eseguite delle attività di miglioramento sono:

Leonardo: il sistema risulta essere una piattaforma per la gestione documentale e dei progetti in BIM, consentendo:

- lo scambio di documentazione con i progettisti in maniera fluida e semplificata;
- rapidità di accesso alla documentazione di progetto;
- rafforzamento delle fasi di monitoraggio e supervisione dei progetti;
- codifica univoca e automatica della documentazione progettuale;
- *quality assurance* aziendale (tracciamento di tutte le informazioni, workflow approvativo etc.).

Il sistema è integrato con altri applicativi aziendali ed è anche un CDE (Common Data Environment) grazie al quale si ha la possibilità di visualizzare e collaborare ad un progetto adottando la **metodologia BIM**.

A tale scopo sono stati realizzati dei modelli di riferimento di apparecchiature utili alla progettazione degli impianti in Alta Tensione e parallelamente si stanno richiedendo modelli specifici in fase di omologazione delle apparecchiature. Inoltre, è stato erogato un corso di formazione sulla metodologia BIM e sui relativi software, allo scopo di diffondere le conoscenze e incrementare sempre più il grado di adoption di tale metodologia di modellazione all'interno dell'azienda.

La metodologia BIM peraltro è stata inserita come requisito nelle gare di Licensing Engineering ed EPC in modo da garantire l'adozione e l'utilizzo della metodologia da parte degli appaltatori, insieme alla redazione di documenti contrattuali, ovvero i capitolati informativi, legati alla metodologia e previsti dalla normativa.

ATENA: si tratta di un applicativo per l'acquisizione dei Titoli necessari alla costruzione e all'esercizio degli impianti di e-distribuzione. L'applicazione, completamente gestita in Platform, concatena una serie di dati correlati alla pratica autorizzativa. L'obiettivo è quello di poter garantire l'impianto in loco nel tempo, conservando e prendendo visione di tutti i titoli che hanno reso possibile la messa in esercizio dell'impianto. La solution è attualmente integrata con altri sistemi aziendali (Puc/net, aurora, ioda, deskey, sap, atlante, guapo e relativi domini) e l'obiettivo è l'integrazione di ulteriori sistemi (es. PIU patrimoniale).

In ambito **Projects Management Office (PMO)**, nel corso del 2024, sono state avviate diverse iniziative per abilitare l'integrazione del processo di pianificazione degli interventi all'analisi di rischio preventiva, oltre che mitigativa, per far fronte all'incremento dei **volumi dei lavori sulla rete** nel rispetto delle **tempistiche** definite e alla **gestione** delle maggiori **complessità in modo efficace ed efficiente**.

I sistemi in uso e/o su cui sono state eseguite delle attività di miglioramento sono i seguenti:

- **AURORA:** applicativo per la **Pianificazione tecnica e2e** dei lavori AT (clusterizzati per tipologia di intervento) e avanzamento delle attività tramite gantt temporali; l'applicativo prevede l'integrazione con SAP per la pianificazione temporale dello spending e consuntivi economici e con Atena per il monitoraggio del permitting;
- **POWER BI Controllo e Monitoraggio lavori:** strumento integrato di **monitoraggio trasversale** su avanzamento tecnico-economico dei lavori, appalti e materiali;
- **META:** tool di controllo e monitoraggio su gantt temporali dei lavori sulla rete MT/BT.

Pianificazione investimenti sulla rete

La pianificazione degli investimenti sulla rete si trasforma con la digitalizzazione e platformizzazione dell'intero processo.

Grid+ all'interno del progetto Grid Blue Sky è una piattaforma globale che consente l'individuazione delle criticità della rete, a partire dall'analisi della stessa, in modo da individuare esigenze/opportunità secondo la logica data driven.

Il tool è attualmente composto da tre moduli:

- **Analisi Rete,** in grado di monitorare lo stato della rete con un processo analitico ed omogeneo a livello nazionale al fine di individuare soluzioni tecniche, volte a garantire un miglioramento delle prestazioni della rete di distribuzione.

A partire dal 2022 tale modulo è stato integrato con l'aggiunta dei nuovi calcoli elettrici di rete implementati dalla room di Elettrical Flows per migliorare le analisi effettuate sul carico della rete elettrica.

- **Artificial Intelligence**, in grado di effettuare analisi predittive sulla guastabilità degli elementi della rete elettrica con l'obiettivo di individuarne e prioritizzare le criticità.

Tale tool è stato ulteriormente integrato nel 2024 con sviluppi volti ad incrementare il grado di accuratezza grazie all'implementazione del calcolo dell'indice di criticità del ramo.

- **Technical Planning MT**, in grado di supportare la scelta delle soluzioni tecniche grazie alla possibilità di effettuare simulazioni fornendo per ciascuna di esse un quadro capex/ opex complessivo.

Il primo rilascio di tale applicativo è stato effettuato nel 2022 con la creazione dell'anagrafica lavori e la gestione delle richieste di connessione, a partire dall' applicativo di progettazione P3 del PUC. Contestualmente è stata creata una nuova entità denominata Weak Point volta a garantire a sistema il legame tra la soluzione tecnica individuata e le criticità rilevate dal tool di analisi rete.

Ad oggi è in corso il completamento degli sviluppi per il modulo di Grid+ Technical Planning, il cui rilascio è previsto entro il 2025 e che consentirà:

- la pianificazione MT sulla nuova infrastruttura cartografica PUC;
- la completa integrazione con i sistemi di progettazione e messa in esercizio di NET.
- l'utilizzo dei calcoli di rete e di verifica cliente completamente integrati alla solution, grazie all'interfaccia con Elettrical Flows, e ad una base dati di misure reali.

Nel 2025 inoltre sarà completato il rilascio della solution Grid Plan, che permetterà la migrazione in platform dello strumento di pianificazione economica Planet, con l'aggiunta di una dashboard grafica, che consentirà la visualizzazione dell'avanzamento della pianificazione annuale durante le varie riprevisioni di budget e l'implementazione di monitoraggi utili ai fini di intraprendere eventuali azioni correttive in corso d'anno.

Manutenzione Rete e Supporto Tecnico-Sistemi di Rete e Supporto Operativo

Nell'esercizio 2024 è proseguita l'attività della Room Pannello Unico Cartografico ("PUC") Italia, e sono stati rilasciati i seguenti principali item:

- **Comunità energetiche**: è stato prodotto il primo invio al GSE del legame POD/Area Convenzionale per la creazione delle Comunità Energetiche; successivamente è stato automatizzato l'invio mensile dell'associazione per i nuovi POD inseriti in PUC.
- **Telegestione**: il legame POD/trasformatore viene ora inviato da PUC anziché Sigraf. Questo comporta un miglioramento della qualità del legame (PUC, o meglio AGUI, è il DB master del dato) e maggiore facilità nella risoluzione degli errori. A tal fine è stato potenziato l'elenco dei clienti per trasformatore/linea BT con l'aggiunta dei dati relativi alla telegestione ed è stata introdotta la possibilità di forzare l'aggiornamento del legame. Tale elenco può anche essere usato per generare un file DXF ed importarlo in PUC per verificare visivamente gli errori provenienti dal sistema di Telegestione.
- **Stampa/esportazione**: sono stati ulteriormente migliorati i processi di stampa, esportazione ed importazione.
- **Elenco errori di manutenzione**: è stato integrato l'elenco degli errori di data quality presenti in PUC con i seguenti: clienti disalimentati; clienti in civico isolato; clienti senza nodo di alimentazione; report discontinuità.

- **Elenco controalimentanti MT/BT per linea MT:** è stata introdotta la possibilità di ottenere l'elenco delle cabine afferenti a una specifica linea MT con i relativi punti di controalimentazione MT e BT.
- **Performance:** sono state implementate ulteriori soluzioni per aumentare le performance di PUC Italia.
- **Progetto MAGNET:** Concluso il riposizionamento geografico massivo delle reti MT e BT della regione Calabria, per i CFT selezionati; per i rimanenti CFT si è valutato, in collaborazione con le Aree Operative Regionali (AOR), che i benefici del riposizionamento non erano sufficienti con l'attuale algoritmo.
- **Risoluzione bug:** sono stati risolti più di centocinquanta bug aperti in base a riscontri di incidenti aperti dagli utenti o dal flusso automatico di aggiornamento dei sistemi legacy.

Per quanto riguarda la piattaforma di preventivazione NET sono state rilasciate le seguenti funzionalità:

- **Progettazione:** è continuata l'attività di manutenzione delle formule di preventivazione NET a cura di un gruppo composto da tecnici delle AOR ed esperti di Sede Centrale.
- **Cruscotto Progetti:** ottimizzate le funzioni di ricerca progetti e visualizzazione della lista dei progetti in carico all'utente.
- **Computo Metrico:** migliorate le funzionalità della maschera di gestione del Computo Metrico con funzionalità per la gestione del contratto legato al progetto.
- **Integrazione con ATENA:** introdotto il collegamento della pratica autorizzativa gestita con ATENA e il protocollo NET, con relativi controlli sul flusso degli stati del protocollo.
- **Integrazione con Proled:** migliorate le funzioni di gestione dei protocolli legati ad un progetto Proled.

Sono continuati gli sviluppi di **NetNav Global** avviando un primo pilota a Firenze per la verifica delle funzionalità di editing già rilasciate e proseguendo le attività di porting delle funzionalità già presenti su NetNav Italia.

Contemporaneamente, sono state concluse le Room Agile di Grid Blue Sky (GBS) per il rifacimento degli applicativi basati su Platformizzazione in base alle nuove direttive Global.

Le attività hanno interessato tutti gli **applicativi Tecnici della Cartografia Rete**, Impianti e Componenti tra cui:

- PUCGlobal – Pannello Unico Cartografico con pilota avviato nelle isole Baleari
- SiredFE – Applicativo per la gestione dell'interno Cabina
- SiredSP – Applicativo SmartPhone per la Visualizzazione della Rete e degli Impianti e la Gestione dei Componenti
- ScheC/ScheR – Schematiche di Cabina e di Rete
- AIN – Asset Inventory per la Gestione dei Componenti
- 3D Modeling – Visualizzazione delle foto acquisite tramite ispezioni eli-portate
- ATENA – Per la gestione dell'acquisizione di titoli, ovvero autorizzazioni, di permessi temporanei e di atti necessari alla costruzione e all'esercizio degli impianti
- GRID+ – Pianificazione Impianti (spiegato sopra)
- POWA – Gestione dei Piani di Lavoro
- POE – Pianificazione e ottimizzazione budget dei lavori

Nell'ambito dei sistemi operativi e applicazione **Work Force Management (WFM)**, il 2024 ha visto un forte impegno della Società in molte iniziative sia come soggetto "Owner", sia come supporto ai collaudi di altre iniziative. Nel

2024 ha visto il consolidamento del **sistema ADS**, che prenderà il posto del sistema Force Beat, il quale tra le nuove funzionalità annovera:

- Nuova gestione preferenze-eccezioni.
- Dinamica day x Day
- Data Quality rilascio funzionalità per la pulizia degli archivi su vari sistemi server
- Dinamica per evento
- Dinamica per l'individuazione del migliore esecutore
- Sperimentazione orari flessibili

È stata anche avviata la nuova gara per gli Smartphone nell'ambito del progetto WFM che saranno distribuiti presso il personale operativo sul territorio.

Sono inoltre proseguite le attività riguardanti i collaudi per il progetto di **Gestione Utenza Impresa (GU)** che permetterà una più snella gestione delle attività che riguardano la connessione alla rete da poter affidare alle imprese.

Relativamente a **Mare BT** e **Mare MT** per la manutenzione della rete di Bassa e Media tensione, ad Agenda fase 2 e al progetto Platform, sono state effettuate le seguenti attività:

- Acquisizione know-how e formazione su prodotto Spring Lab.
- Formazione e produzione di guide/tutorial con prodotto new-wired su Force-Beat.
- Proseguimento della migrazione profili Force-Beat da SMILE-tools a Compac/One click.

Sono state anche gestite le applicazioni che sono ospitate all'interno del WFM, al fine di verificare la loro compatibilità nel sistema con diverse tipologie di smartphone sia per e-distribuzione che per impresa.

Nel 2024 sono inoltre stati effettuati i seguenti nuovi sviluppi che hanno comportato attività di analisi, formulazione requisiti, apertura request per le richieste d'implementazione, gestione spazi di progetto con predisposizione dashboard di monitoraggio, stesura schede di test, esecuzione attività di collaudo con tracciatura delle medesime su test execution/schede di test, erogazione formazione in merito a nuove funzionalità, esecuzione collaudi post rilascio in produzione, supporto al territorio con attività di conduzione di esercizio, analisi e monitoraggio per nuove funzionalità rilasciate:

- **NUOVA REPORTISTICA ADS/FB:** Introduzione nuovi KPI per l'analisi della corretta programmazione ovvero della necessità che la programmazione delle attività deve essere fatta almeno con un giorno di anticipo.
- **CONFERIMENTO A DUERETI TERRITORI LOMBARDIA:** nel corso del 2024 e-distribuzione ha ceduto la gestione di alcuni comuni della Lombardia alla società Duereti S.r.l. Ciò ha richiesto la progettazione, lo sviluppo ed i collaudi delle modifiche da apportare a tutti i sistemi della Società entro e non oltre il 31 dicembre 2024.

Nel corso del 2024, la Società è stata attivamente impegnata nel portare avanti alcune iniziative nate con il progetto Grid Blue Sky, contribuendo fattivamente alla fase di redazione dei requisiti utente, supporto funzionale allo sviluppo informativo, collaudo, strategia di roll out, formazione e follow up per il supporto alle unità territoriali in quanto utilizzatori finali delle solution sviluppate. In particolare, nel 2024:

- **Smart Execution:** è stato definito il piano di roll out, i collaudi, il monitoraggio dei KPI definiti in ambito progetto, la formazione ed il supporto post go-live per le seguenti applicazioni mobili (APP) e loro integrazioni:
 - ME-FA: gestione attività da campo
 - ME-GE: gestione dei guasti BT (solo integrazione)
 - ME-RE: Gestione letture dal campo
 - ME-VE: gestione verifiche (solo integrazione)
 - ME-HR: gestione giustificativi parte alta diario e integrazioni con Sap HR
 - ME-DI: gestione consuntivazioni attività per la corretta contabilizzazione dei costi
 - ME-CA: gestione lavori complessi generici
 - ME-TP: gestione controllo remoto processo taglio piante comprensivo di back end composto da una control room per consentire il monitoraggio delle attività svolte in campo
 - ME-CE: gestione programmazione CE
 - ME-GM: gestione apparati bilancio energia (solo integrazione)
 - SM-TU: applicazione di supporto per acquisizione Foto e Materiali
 - SM-DM: modulo per la raccolta allegati e firma elettronica in campo
- **Journey Produttori:** evoluzione con contestuale ottimizzazione del processo di richiesta di connessione alla rete dei clienti attivi e del processo di iter semplificato. Adeguamento sistemi in relazione alla nuova delibera 361/2023 del TICA e relativa implementazione del cruscotto NET produttori
- **Room Smart Execution:** è stato consolidato il processo di gestione guasti da campo attraverso applicazione specializzata. Il processo in linea con le attività di digitalizzazione è stato pensato e sviluppato per ottimizzare i processi migliorando gli aspetti operativi dei tecnici in regime di guasto
- **Virtualizzazione cantieri:** è stato avviato il primo MVP ed individuate le imprese e i territori pilota. L'attività ha previsto la realizzazione di una nuova applicazione mobile destinata all'utilizzo dei preposti di impresa per la ripresa del cantiere. Il modello 3D realizzato è stato integrato con la piattaforma imprese al fine di automatizzare la creazione dei libretti di misura.

In aggiunta, sono stati avviati anche i seguenti ulteriori progetti:

- Porting FOUR in ECO: è stato completato il rilascio su tutto il territorio nazionale ed è stato avviato il roll out presso le Unità Territoriali; È stato inoltre avviato il roll out relativo al porting di ECO produttori;
- Formazione ex IO 1870: inerente alla Gestione della preventivazione dei lavori e della chiusura degli oggetti tecnici su Sap oltre alla corretta gestione dell'approvazione dei lavori, la chiusura tecnica e la successiva analisi di scostamento fra il consuntivo e il preventivo;
- Formazione erogata alle figure di Capi e Vicecapi Blue Team, tecnici e responsabili inerente alla gestione dei lavori in Sap, in particolare sul tema della preventivazione dei lavori, coadiuvata dalla funzione People and Organization;
- ReTe: progetto avviato il 2023 e finalizzato alla revisione dei testi prodotti verso i clienti con l'obiettivo di migliorare la comunicazione verso gli stessi, collaborando con la funzione Customer Engagement per i sistemi tecnici e gestionali;
- Pegaso: revisione e affinamento congruenze contabili a seguito dell'aggiornamento del nuovo manuale di classificazione contabile 2024 emanato dalla funzione Controlling. Le attività hanno coinvolto attività ed anagrafiche tecniche, prestazioni di impresa e materiali;

- Revisione ruoli Sap: revisione totale dei ruoli appartenenti all'APM Sap 004919 in relazione alla policy 25. Sono stati adeguati tutti i ruoli non compliant alla policy e finalizzati alla mitigazione della gestione dei dati sensibili;
- Oblio: per i sistemi Sap e ForceBeat è stato completato il processo di oblio delle pratiche commerciali;
- TibcoSporfire: realizzazione dashboard a supporto dei processi finalizzate alla esposizione in modalità ordinata delle informazioni dei sistemi owner del dato che consente all'utente finale una navigabilità ordinata su unica dashboard;
- ATENA: acquisizione e gestione dei titoli necessari alla costruzione e esercizio degli impianti (porting Ardesia-PIU' Patrimoniale);
- E-LECTRA: assistente vocale che sfrutta l'intelligenza artificiale per facilitare le attività in campo dell'operativo. Completato il roll out nazionale ed erogata la formazione a tutti i Blue Team;

Relativamente ai **sistemi di gestione dei Guasti** (GESI) e, limitatamente al calcolo e fatturazione dei rimborsi interruzioni prolungate (AIRE), sono state implementate fra le altre cose, la nuova organizzazione aziendale con l'introduzione delle nuove quattro Macro Aree nelle quali sono confluite le 12 Aree Operative già esistenti.

Inoltre, sono stati effettuati adeguamenti nei sistemi della Società per:

- recepire le nuove prescrizioni relative alla Delibera n. 617/23 in termini di registrazione delle interruzioni, gestione delle interruzioni da scatto interruttore BT e modifiche all'algoritmo del calcolo dei rimborsi interruzioni prolungate;
- implementare la soluzione di contingency dell'orario flessibile, limitatamente alle sole Unità Territoriali incluse nella sperimentazione;
- introdurre piani turno e prevedere la loro generazione automatica;
- personalizzare le ricerche per selezionare il solo personale in turno nella fase di assegnazione dei ticket.

È stato poi predisposto il sistema GESI per la gestione degli eventi generati da interruttori BT lungolinea telecontrollati e ubicati nelle Smart Street Box e sono state avviate le fasi di testing per:

- Acquisizione del protocollo di servizio di questi eventi
- Creazione di ticket particolarizzati per questi elementi di rete
- Certificazione dedicata delle relative interruzioni

Inoltre, per il **progetto di "Redesign SSG"**, si è proceduto alla predisposizione di un profilo dedicato ai soli operatori SSG, che permetterà di operare sui ticket dei CCO dell'intero territorio nazionale, superando l'attuale limite territoriale sull'Area Regionale del CCO di competenza. Sono stati creati due nuovi cruscotti, con visibilità dei ticket da gestire su tutto il territorio nazionale, introdotto un nuovo sistema di assegnazione provvisoria al Capo Blue Team dei ticket di pericolo (in caso di mancata individuazione del preposto) e completata la fase di testing.

Relativamente all'utilizzo spinto dei segnali acquisiti dai contatori elettronici è stato realizzato un *webservice* che consente di memorizzare in un database interno all'applicativo GESI gli eventi Gasp (Last e First) oltre che la creazione di oggetti Gasp raggruppati per impianto su cui saranno attuate logiche di gestione delle segnalazioni di guasto e dei ticket.

Relativamente alla dismissione del sistema Smile:

- è stata realizzata la fase di porting dei servizi di ricerca anagrafica e acquisizione delle misure, funzionali al corretto calcolo dei RIPE, verso l'universo BEAT;
- è stata avviata l'attività di testing legata al porting verso 2Beat dei servizi di interrogazione del contatore elettronico denominati "AliCE":
 - AliCE RTCE per la raggiungibilità dei contatori afferenti alla linea su cui è presente la segnalazione di guasto;
 - AliCE IGB per supportare il processo di corretta certificazione dell'intervento su interruzione;
 - AliCE SSG per la verifica dello stato del singolo contatore.

Telegestore

Il Telegestore, il sistema integrato di misura e gestione a distanza dei contatori elettronici di e-distribuzione S.p.A., con circa 37,8 milioni di contatori installati, contribuisce in maniera determinante al raggiungimento di un'alta qualità del servizio commerciale con bassi costi operativi.

Attraverso le funzionalità di telegestione (tra cui la rilevazione dei consumi e la gestione del contratto a distanza), e-distribuzione S.p.A. sta fornendo il proprio contributo allo sviluppo di un mercato elettrico più efficiente e concorrenziale.

Nel corso del 2024 sono state eseguite con successo da remoto circa 450 milioni di teleletture, circa 1,8 milioni di operazioni di variazione contrattuale (es. nuovi contratti, cambi potenza) e circa 2,3 milioni di operazioni legate alla gestione dei clienti morosi.

Nel 2024 è proseguita la campagna massiva di sostituzione dei contatori di prima generazione, installati presso le case e le aziende italiane, con quelli di seconda generazione (2G) "Open Meter". Nel 2024 e-distribuzione ha installato 2,55 milioni di contatori 2G, arrivando ad un totale di circa 34,2 milioni dall'avvio della campagna nel 2017.

La rilevazione su base quartaria dei consumi e le funzionalità avanzate garantite dai nuovi Open Meter costituiscono la base per consentire al sistema elettrico italiano di effettuare un nuovo salto di qualità nel campo della misura, mantenendo la propria posizione di leadership tecnologica e di processo nel panorama internazionale.

Nel 2024, attraverso il nuovo sistema di telegestione 2G, sono state acquisite e pubblicate su base giornaliera sul Sistema Informativo Integrato (SII) dell'Acquirente Unico (AU) complessivamente circa 32 miliardi di misure.

Gestione Commerciale

Qualità del servizio commerciale

La qualità del servizio commerciale è monitorata dall'ARERA che definisce tempi e modalità di esecuzione delle prestazioni richieste al distributore da clienti e produttori, direttamente o tramite venditore, tramite:

- la delibera n. 617/23/R/eel (TIQC) che disciplina i tempi di esecuzione delle attività richieste dai clienti al distributore direttamente oppure tramite il trader;
- la delibera ARG/elc 99/08 e s.m.i (TICA) che disciplina l'attività di connessione alla rete da parte dei produttori e i relativi tempi di esecuzione
- la delibera n. 376/17/R/com e s.m.i (TIMOE) e la delibera n. 638/2022/R/eel che regolano, rispettivamente, le modalità e i tempi di esecuzione delle richieste di sospensione della fornitura a seguito morosità, e le comunicazioni verso i traders;

- la delibera n. 100/16/R/com che disciplina i tempi di comunicazione della messa a disposizione delle misure di cessazione verso i traders per disattivazioni, switching, cessazioni e volture.

Nel corso del 2024 sono state eseguite circa 2,9 milioni di prestazioni soggette a tempi standard secondo la delibera n. 617/23 con una compliance regolatoria del 98,59%.

Le prestazioni relative ai produttori soggette alla delibera n. 99/08 e s.m.i. sono state, invece, circa 1,9 milioni con una compliance regolatoria del 98,97%.

Per le prestazioni eseguite oltre il tempo massimo previsto dall'ARERA per cause imputabili al distributore è prevista l'erogazione di un indennizzo variabile in funzione del ritardo nell'esecuzione, della tipologia di cliente e del livello di tensione.

Nel corso del 2024 gli indennizzi erogati in ambito qualità commerciale ammontano a circa 14 milioni di euro così distribuiti:

- ai sensi della delibera n. 617/23 pari a 4 milioni di euro;
- ai sensi della delibera n. 99/08 e s.m.i pari a circa 8 milioni di euro;
- ai sensi della delibera n. 376/17 pari a circa 740 mila euro;
- ai sensi della delibera n. 100/16 pari a circa 900 mila euro.

Come di consueto, anche nel 2024 verranno comunicati all'Autorità:

- i dati relativi alle prestazioni commerciali disciplinate dalla delibera n. 617/23 eseguite nel corso del 2024, con indicazione del tempo medio di esecuzione, del tempo medio ottenimento atti autorizzativi, del numero e dell'importo degli indennizzi erogati (scadenza 31 marzo 2025);
- i dati relativi alle prestazioni commerciali disciplinate dalla delibera n. 99/08 pervenute e lavorate nel corso del 2023/24 con indicazione di numero, potenza, tempo medio di esecuzione ed entità economica degli indennizzi erogati (scadenza 28 febbraio 2025);
- i dati relativi alle prestazioni commerciali pervenute e lavorate dal 2002 al 2024 con indicazione di numero e potenza (scadenza 15 settembre 2025), così come previsto dalla normativa ARERA in materia di connessioni attive;
- il numero dei dati di misura funzionali alla cessazione della fornitura messi a disposizione, distinti tra dati effettivi, autoletture e dati stimati, il numero e l'ammontare degli indennizzi erogati, a cadenza semestrale ai sensi della delibera n.100/16.

Sito WEB e canale mobile

Il 2024 ha visto i canali digitali di e-distribuzione confermarsi tra le più rilevanti piattaforme di relazione con i clienti, con un aumento dell'utilizzo di tutti i servizi digitali, sia legati all'ambito tecnico commerciale che alla segnalazione guasti.

Nel corso dell'anno sono stati effettuati diversi restyling del sito e-distribuzione.it, per rendere più accessibili i servizi e le informazioni a supporto dei clienti. I contenuti sono stati anche ottimizzati ed allineati alle ricerche effettuate dai clienti sui motori di ricerca. La navigazione e le informazioni sono state riorganizzate per argomento tematico, creando uno storytelling più focalizzato sul nostro core business e profilato sulle diverse tipologie di clienti.

Rientra in questo ambito la revisione di tutte le schede dedicate ai servizi online: le pagine sono state arricchite di informazioni utili ai clienti ed è, inoltre, stata inserita un'infografica per spiegare con precisione al cliente il percorso da seguire all'interno dell'area clienti per utilizzare un servizio.

Le azioni introdotte hanno portato ad un incremento nell'utilizzo dei servizi tecnico commerciali disponibili in area riservata, con un +6,7% rispetto all'anno precedente e un tasso di adoption del 56,8%.

Protagonista del 2024 anche l'App e-distribuzione, che con più di 270.000 dispositivi installati e un'alta percentuale di servizi avviati e di segnalazioni guasti, si conferma uno strumento utile per il cliente sia nella gestione della fornitura ma soprattutto durante eventi emergenziali.

Infine, per quanto riguarda le notifiche proattive sulle interruzioni programmate inviate ai clienti della Società, al 31 dicembre 2024 sono state inviate 3,9 milioni di notifiche tramite l'app IO e più di 700 mila notifiche tramite il servizio e-Notify.

Il Contact Center (803-500)

La gestione dei servizi di Contact Management, nel corso del 2024, ha visto dei volumi complessivi di traffico in ingresso pari a 11,1 milioni tra il Servizio di Segnalazione Guasti e il servizio di Contact Center Commerciale in contrazione.

Per quanto concerne le lavorazioni da operatore dei due partner si registrano: 3,07 milioni di richieste lavorate su SSG e 1,58 milioni di richieste telefoniche e asincrone (web, social, chatbot, mail, etc.), con un incremento delle richieste asincrone lavorate su Contact Center Commerciale.

Nel corso del 2024, inoltre, si è provveduto a rafforzare ulteriormente l'implementazione dei servizi di Voicebot (1,62 M risposte BOT e 1,54 M servizi self-service utilizzati), al fine di gestire in modalità self-care un bacino più ampio di richieste clienti, garantendo l'adozione di uno strumento di flessibilità per la migliore presa in carico dei volumi in ingresso.

Sito WEB e canale mobile

Nel 2024 sono 60 mila le interazioni ricevute sui canali social di e-distribuzione.

Risulta confermato, quindi, il gradimento da parte dei clienti rispetto all'assistenza offerta sui canali social aziendali, anche e soprattutto in occasione di eventi critici.

Altre iniziative

Bilancio Energia

Con il bilancio di energia del 2024, riferito alle immissioni e ai prelievi di energia dalla nostra rete nell'anno 2023, il livello delle perdite di rete risulta in leggero miglioramento rispetto allo scorso anno, ed ha portato ad un saldo economico pari a 13,2 Mln di euro con i ricavi di energia reattiva di spettanza del DSO.

Le perdite complessive di energia sono risultate pari al 4,6%, superiori alle perdite standard riconosciute dalla regolazione, per effetto dell'ulteriore riduzione prevista dall'ARERA per l'anno 2023.

Tale livello è stato raggiunto proseguendo con il costante miglioramento nella gestione dei dati anagrafici nei processi di connessione, nella gestione delle misure per l'acquisizione, la validazione e la messa a disposizione dei dati di misura a tutti i soggetti interessati ed effettuando azioni di recupero dell'energia non misurata per anomalie dei complessi di misura o frodi, grazie anche al contributo di sistemi che sfruttano l'analisi dei dati e l'intelligenza artificiale.

L'innovazione sulla rete

Progetti e soluzioni innovative per la Rete

Durante il 2024 sono state sviluppate le attività di innovazione in accordo con le priorità strategiche del Gruppo, attraverso progetti e iniziative nell'ambito della "Resilienza della rete", dell'"Efficienza delle attività di esercizio e manutenzione", della "Sicurezza e ambiente" e dell'"Elettrificazione e centralità del cliente".

Per quanto riguarda la "Resilienza della rete", sono state implementate iniziative volte a promuovere la digitalizzazione e l'integrazione di nuovi componenti e soluzioni per rendere la rete più resiliente agli eventi estremi. Nel corso dell'anno sono stati portati avanti progetti che hanno riguardato l'installazione in campo di componenti antighiaccio per le reti, i test di nuovi giunti elettrici più robusti e lo sviluppo di nuove modalità di *commissioning* degli stessi in fase di realizzazione. Sono state, inoltre, sviluppate attività volte all'utilizzo dell'intelligenza artificiale per l'analisi di immagini satellitari con lo scopo di prevedere eventi meteorologici e ottimizzare la pianificazione delle operazioni di rete. Al fine di garantire il telecontrollo delle cabine secondarie, in aree rurali non coperte dalla connettività, è stato realizzato un progetto per abilitare la comunicazione satellitare e garantire la copertura anche in queste aree. Infine, sempre in relazione alle cabine secondarie, è stata effettuata la riprogettazione e installazione in campo del primo campione della nuova cabina secondaria nata secondo criteri di migliore integrazione nei contesti e facilità di messa in opera.

Nell'area "Efficienza delle operazioni e della manutenzione" i progetti principali hanno riguardato i sistemi di automazione e l'identificazione più precisa dei guasti, facendo leva sui componenti digitali, quali il Qed, già presenti sulla rete. Infine, sono state sviluppate e validate soluzioni innovative, basate sull'intelligenza artificiale, sia per l'ottimizzazione della *supply chain*, che per la gestione efficace del riordino dei materiali, al fine di minimizzare i costi e al contempo garantire l'ottimizzazione degli interventi in caso di eventi meteo estremi. Nell'ambito della sicurezza è stato realizzato e rilasciato al personale operativo un innovativo assistente vocale, volto a favorire l'esecuzione corretta delle operazioni in campo, rendendo disponibile l'accesso a documenti, dati e processi, attraverso comandi vocali, consentendo un accesso rapido e agevole alle informazioni e garantendo così la sicurezza nell'applicazione delle procedure. Sono stati inoltre sviluppati anche dei nuovi DPI (divise e guanti da lavoro), realizzati con materiali innovativi, più protettivi, e volti a dare maggiore comfort e benessere durante le attività in campo.

Durante il corso dell'anno è stata anche avviata la sperimentazione in ambiente reale di una soluzione robotica innovativa, destinata ai lavori in altezza sulle linee di media tensione, capace di ridurre i rischi per gli operatori poiché permette loro di operare da terra, mantenendosi a distanza dalle aree di lavoro a maggior rischio e migliorando al contempo l'efficienza operativa.

Il 2024 ha visto anche l'adozione di un nuovo modello di scala a sfilo per le operazioni di manutenzione della rete, ancora più sicura e pratica, progettata e sviluppata internamente, la cui licenza gratuita è stata messa a disposizione delle imprese del settore per creare valore e divenire una *best practice* condivisa per l'intero ecosistema.

Infine, nell'ambito dell'"Elettrificazione e centralità del cliente", con l'obiettivo di aumentare la flessibilità della rete per promuovere l'elettrificazione e l'integrazione dei DER, sono stati portati avanti diversi progetti, tra i quali quello denominato "EDGE", per testare l'uso delle risorse di flessibilità per risolvere problemi di congestione e tensione della rete, il "Be-Flexible", per migliorare la cooperazione tra DSO e TSO, facilitando la partecipazione degli

stakeholder ai servizi di flessibilità, ed “EnelFlex” per fare leva sull’automazione avanzata della rete di alta e media tensione a supporto della flessibilità.

È stata, infine, avviata un’iniziativa con l’obiettivo di massimizzare l’utilizzo dei dati provenienti dagli smart meter, a supporto delle analisi di rete, per migliorare il processo di gestione di nuove connessioni.

Progetti Finanziati

La Società è molto attenta a identificare e sviluppare nuove opportunità di business e a cogliere le possibilità di finanziamento per i progetti di interesse, negoziando accordi con soggetti pubblici ed altri partner per progetti finanziati.

Di seguito si riportano i principali progetti finanziati, in essere al 31 dicembre 2024, riferiti sia ad attività di ricerca e sviluppo che ad attività di investimento.

Progetto L’Aquila Smart City

Nel mese di dicembre 2013, e-distribuzione ha avviato un altro importante progetto, *Smart City*, che amplia il ventaglio di collaborazioni, sui temi della sostenibilità ambientale, con le Municipalità italiane. Il progetto in corso di realizzazione presso L’Aquila è finanziato dal Comune stesso tramite fondi assegnati dal Comitato interministeriale per la programmazione economica (CIPE) per la ricostruzione a seguito del sisma del 2009 e mira a creare il tessuto tecnologico/infrastrutturale di base per lo sviluppo del capoluogo abruzzese in ottica Smart City. Gli interventi previsti riguardano:

- il potenziamento dell’attuale infrastruttura di distribuzione dell’energia elettrica con tecnologie “*Smart Grids*”, per l’integrazione degli impianti a fonte energetica rinnovabile (FER) e l’abilitazione di servizi innovativi ai cittadini e alla Pubblica Amministrazione;
- lo sviluppo di una rete di infrastrutture per la ricarica dei veicoli elettrici diffusa sul territorio.

È in corso una variante tecnica che include anche una proroga temporale per tener conto delle problematiche relative alla realizzazione del cunicolo sottoservizi a cura del Comune de L’Aquila.

Le attività sono proseguite nel 2023 sulla parte degli impianti secondari e le linee.

Il budget impegnato da e-distribuzione per la realizzazione del progetto è pari a 16,24 milioni di euro interamente finanziati dal Ministero per la Coesione Territoriale (Delibera CIPE n.135/2013).

Progetto Puglia Active Network (PAN)

Il progetto Puglia Active Network, co-finanziato dalla Commissione Europea mediante il programma NER300 consiste nella realizzazione di un dimostrativo su larga scala di interventi e tecnologie innovative *Smart Grids*.

Il Progetto mette insieme tutte le esperienze finora scaturite dal progetto pilota “Isernia” (Deliberazione n. 39/10), dai POI Energie Rinnovabili e dal progetto europeo Grid4EU, permettendone il passaggio dalla fase pilota alla fase dimostrativa su scala regionale.

Il progetto ha avuto una durata di oltre 10 anni con l’aggiunta di un periodo di proroga automatica (2014-2024), che, in base al meccanismo NER, sono divisi in un primo periodo di realizzazione vera e propria della durata di sei anni (incluso il periodo di proroga) detto “*construction period*” (2014-2019) ed un successivo periodo di esercizio (2020-2024) in cui sono stati raccolti i risultati da presentare alla Commissione Europea per il riconoscimento del finanziamento.

La proposta prevede l'implementazione di una serie di tecnologie "smart grid" in aree rurali della Regione Puglia e, in particolare:

- Gestione "attiva" della rete MT sottesa a circa 100 Cabine Primarie, con possibilità di abilitazione al controllo da remoto della Generazione Distribuita connessa;
- Comunicazione a banda larga per la connessione di generatori, clienti e cabine secondarie (oltre 8.000 montanti) sulla rete MT;
- Sistema di ricarica per veicoli elettrici con 74 punti di ricarica.

Dal 2020 è iniziato il quinquennio della fase dimostrativa delle *operation*. Sono stati trasmessi alla Commissione Europea i *Knowledge Sharing* inerenti ai primi quattro anni di monitoraggio.

Il budget impegnato da e-distribuzione per la realizzazione del progetto è pari a 170 milioni di euro con un finanziamento a fondo perduto fino a 85 milioni di euro. Al 31 dicembre 2024 il progetto è tecnicamente concluso e si è in attesa dell'erogazione del saldo finale.

Progetto ComESto

Con il decreto di concessione del 30 agosto 2018 è iniziato il progetto di Ricerca Industriale "ComESto: Community Energy Storage – Gestione aggregata di Sistemi d'Accumulo dell'Energia in Power Cloud", di cui e-distribuzione è capofila e che vedrà impegnati per 30 mesi 14 partner tra grandi imprese, PMI, Università, Enti ed Organismi di ricerca. L'iniziativa rientra nell'ambito del bando di Ricerca Industriale e Sviluppo Sperimentale del Programma Operativo Nazionale 2015-2020 promosso dal MIUR, area di specializzazione Energia.

In un ambito caratterizzato da un continuo aumento della generazione da fonti rinnovabili e da una sempre più consistente diffusione di storage distribuiti, il progetto ComESto ha l'obiettivo di realizzare una gestione integrata di tali sistemi consentendo una partecipazione attiva e consapevole degli utenti finali, intesi come titolari di piccole utenze civili, ai mercati dell'energia all'ingrosso ed al dettaglio. Ciò si concretizzerà "aggregando" *consumers* e *prosumers* in "comunità" (*Community Energy Storage*), sotto il profilo commerciale dell'energia, nell'ambito delle quali acquisiranno maggiore conoscenza e consapevolezza delle proprie esigenze di consumo e dei benefici derivanti dall'utilizzo distribuito e capillare delle fonti rinnovabili. L'implementazione della piattaforma *Community Energy Storage* si completerà con lo sviluppo di modelli di *demand response*, previsionali, di producibilità e di carico, nonché con analisi di sostenibilità economica ed ambientale delle tecnologie analizzate.

In relazione a questa nuova potenzialità di sviluppo in ambito smart grid, e-distribuzione guiderà la ricerca affinché le *communities* di clienti, in modalità *grid connected*, diventino strumento ideale per soddisfare le esigenze e le richieste di DSO e TSO e, quindi, concorrere all'erogazione di diversi tipi di servizi (energia, potenza e regolazione della tensione) ed al soddisfacimento di esigenze con orizzonti temporali che vanno dai pochi millisecondi ai giorni e/o mesi.

In tale contesto, inoltre, poiché l'attività di pianificazione della rete elettrica dovrà tener conto dell'evoluzione prevista sulla base dei mutamenti della domanda e del mercato, il contributo di e-distribuzione al progetto in termini di Ricerca Industriale sarà principalmente orientato allo sviluppo di un tool capace di offrire al pianificatore di rete uno strumento di supporto al processo decisionale completamente innovativo attraverso l'applicazione di algoritmi di Intelligenza Artificiale.

La fase di Ricerca Industriale ha visto nel 2020 il rilascio di una prima versione del tool e l'avvio dei primi test su rete reale nell'ambito delle attività previste per lo Sviluppo Sperimentale.

In riferimento alle attività eseguite nell'anno 2021, e-distribuzione ha preso parte attiva nelle sperimentazioni su rete pilota e rete reale. Sulla base dei dati di rete elettrica, consumo e produzione, sono stati eseguiti calcoli di load flow e misurazioni delle prestazioni della rete finalizzate ad individuare le possibili soluzioni da adottare per una

migliore gestione della stessa. Gli interventi proposti per il miglioramento della rete sono stati quindi sottoposti all'analisi finale di un tool di ottimizzazione in grado di indicare una soluzione "ottima" fra tutte quelle proposte. Infine, sono stati utilizzati machine learning e data mining per la predizione dei consumi degli anni futuri.

Nel corso del 2022, e-distribuzione ha proseguito le attività di coordinamento dei partner di progetto per terminare la stesura della documentazione tecnica, ed è stato effettuato un sopralluogo presso l'Università della Calabria al fine di visionare il dimostratore implementato. Dal punto di vista tecnico, si è concluso lo studio dei risultati restituiti dall'ottimizzatore a valle delle simulazioni su rete reale, e sono state organizzate riunioni con i partner al fine di definire i requisiti necessari per una possibile integrazione del tool coi sistemi aziendali.

Il budget impegnato da e-distribuzione per la realizzazione del progetto è di 0,68 milioni di euro di cui finanziati dal MIUR 0,34 milioni di euro. Al 31 dicembre 2024 il progetto è tecnicamente concluso e si è in attesa della formale comunicazione da parte dell'Esperto Tecnico Scientifico incaricato in merito all'esito dell'analisi sui risultati tecnici eseguiti e della conseguente erogazione dei contributi.

Progetto ISMI

I.S.M.I., doppio acronimo di ISole Minori e Integrated Storage and Microgrid Innovation, risponde al Bando "Industria Sostenibile" PON I&C 2014-2020, di cui al D.M. 1° giugno 2016, pubblicato dal MISE. Il budget impegnato da E-Distribuzione per la realizzazione del progetto è di 2,4 milioni di euro di cui finanziati dal MISE circa 1 milione di euro. A gennaio 2022 è stata presentata una richiesta di variazione tecnico-economica, poi approvata con decreto MISE n. 2451 del 29 luglio 2022. Il nuovo decreto conferisce a e-distribuzione un budget di 1,7 milioni di euro, di cui finanziati circa 0,48 milioni di euro. Il progetto, avviato a dicembre 2019 e concluso a dicembre 2023, ha visto il coinvolgimento di cinque partner, tra cui alcune società del gruppo Enel Spa e due piccole medie imprese (PMI), con e-distribuzione a Capofila. L'obiettivo principale prevede la realizzazione di un'architettura unificata in grado di garantire un controllo efficiente e stabile di reti isolate (microgrid quali le isole minori italiane), costituito dall'integrazione di logiche di controllo a livello globale di rete (Microgrid Controller) e logiche di controllo locali dei sistemi di generazione da fonte rinnovabile e da fonte convenzionale integrata con accumulo dell'energia. Le attività in capo ad e-distribuzione si sono svolte per una prima parte, legata ad una fase di sviluppo e simulazione, presso il Laboratorio Smart Grid di Bari e per una seconda parte presso il Laboratorio di Passomartino a Catania durante la quale si è passati da un ambiente simulato ad uno reale.

Nel corso del 2021 sono stati raggiunti diversi risultati tecnici, tra cui: la definizione dell'architettura di controllo e della rete di riferimento per la simulazione dello scenario, la definizione di protocolli e modelli di dati per la comunicazione tra il Microgrid Controller e i Controllori Centrali d'Impianto, la definizione dell'architettura fisica del Microgrid Controller, l'installazione di componenti hardware e dispositivi di campo tipici della rete di distribuzione elettrica presso lo Smart Grid Lab di Bari. Inoltre, sono state definite delle specifiche tecniche di apparati e sistemi necessarie per l'indizione delle rispettive gare per il dispositivo di stoccaggio dell'energia necessario all'interno della microgrid (BESS).

Nel corso del 2022 sono state portate avanti le attività di ricerca e sviluppo all'interno dell'ambiente di simulazione dello Smart Grid Lab di Bari, definendo casi di test ed effettuando le prime applicazioni in simulazione ad uno o più casi reali. Successivamente si è conclusa anche la fase di studio e verifica dell'efficacia del sistema delle protezioni della microgrid.

Nel corso del 2023 infine si è conclusa l'attività di sviluppo della piattaforma software ADMS atto a garantire la qualità della tensione, incrementare la hosting capacity, osservare la rete BT, evitare sovraccarichi e minimizzare le perdite. L'analisi condotta ha preso come microgrid di riferimento il sistema elettrico dell'isola di Ventotene. Si sono concluse le attività di sviluppo dell'emulatore del BESS installato presso lo Smart Grid Lab di Bari e si sono svolte le attività congiunte con gli altri Partners presso il Laboratorio di Passomartino (CA).

Il progetto è tecnicamente concluso a dicembre 2023.

Durante il 2024, si sono svolte le verifiche da parte dell'ente gestore (Medio Credito Centrale – MCC) in merito ai costi sottomessi per i due SAL di progetto. Si attende solo evidenza formale dell'erogazione dei contributi.

Progetti PON 1.0 - Bando 2017

Nell'ambito del Programma Operativo Nazionale (PON) FESR "Imprese e Competitività" 2014 – 2020 (Fondo europeo di sviluppo regionale) con particolare riferimento al "*Bando sulle infrastrutture elettriche per la realizzazione di reti intelligenti di distribuzione dell'energia (Smart Grid) nei territori delle regioni meno sviluppate*", con i decreti del 9 marzo 2018 e del 4 maggio 2018 il Ministero per lo Sviluppo Economico (MISE) ha ammesso a finanziamento (100% dei costi a fondo perduto) 35 dei 46 progetti candidati da e-distribuzione per un valore complessivo di 138 milioni di euro così suddivisi per regione:

- Basilicata: 6 progetti per 24 milioni di euro;
- Campania: 8 progetti per 32 milioni di euro;
- Sicilia: 16 progetti per 54 milioni di euro;
- Calabria: 5 progetti per 28 milioni di euro.

Ciascun progetto ha come perimetro una singola cabina primaria selezionata sulla base dei criteri di ammissibilità del bando (ovvero CP in cui in almeno uno degli ultimi tre anni si è registrata l'inversione di flusso di energia dalla rete MT per almeno l'1% delle ore dell'anno) e la relativa rete MT sottesa.

Le progettualità sviluppate consentiranno l'incremento diretto della quota di fabbisogno energetico coperto da generazione distribuita da fonti rinnovabili e aumenteranno l'intelligenza della rete stessa con interventi tesi alla "smartizzazione".

Le tipologie di intervento relative ai trasformatori sono tese al potenziamento o all'ampliamento della cabina primaria. Relativamente al potenziamento, questo è possibile tramite la sostituzione del trasformatore esistente con uno di potenza nominale maggiore o aggiunta di un secondo trasformatore al fine di portare la cabina primaria in condizioni standard. Mentre, per i progetti che prevedono l'ampliamento della cabina primaria, si prevede l'aggiunta di un terzo trasformatore e il conseguente ampliamento della cabina con quadro MT, bobina di Petersen e nuove uscenti MT. Tra le progettualità individuate vi sono anche quelle che intervengono sulla rete tramite nuove linee e il rifacimento delle linee stesse.

Le tipologie di intervento volte all'implementazione delle principali funzionalità Smart Grid, sono invece mutate dall'esperienza del progetto *Puglia Active Network*, ed in generale gli interventi sono:

- *Selezione automatica del tronco guasto*, che ha lo scopo di isolare la porzione di rete interessata dal guasto senza necessità di richiusura rapida effettuata dall'interruttore di linea MT in cabina primaria, anche nel caso di corto circuito;
- *Osservabilità della rete MT*, attraverso la quale sarà possibile inviare al gestore della rete di trasmissione nazionale i dati e le misure puntuali di generazione da fonte rinnovabile in modalità continua e istantanea;
- *Controllo evoluto di tensione* a livello di sbarra di cabina primaria al fine di gestire le sovratensioni dovute alla generazione distribuita e aumentare la Hosting Capacity;
- *Automazione degli interruttori di linea di Bassa Tensione (BT)* con lo scopo di migliorare la qualità del servizio in termini di continuità del servizio, qualità percepita dagli utenti della rete BT e contenimento del rischio di funzionamento incontrollato di porzioni di rete BT;

- *Predisposizione delle connessioni nelle cabine di consegna* (che servono per la connessione alla rete di impianti di generazione distribuita da fonti rinnovabili) nelle quali verrà realizzata una predisposizione per la futura comunicazione e controllo della generazione distribuita, tramite standard IEC 61850.

Nel corso del 2020 sono proseguiti i sopralluoghi, le progettazioni, effettuati gli ordini per i materiali e sono state avviate, ove necessario, le richieste di autorizzazioni. Una volta ottenute le autorizzazioni sono stati avviati i lavori. Nell'anno 2021 è stata completata la fase di progettazione e i lavori sono proseguiti secondo le previsioni progettuali. Ad ottobre del 2021 è stata sottoposta al MiTE le Rendicontazioni dei SAL, per i quali si è in attesa delle verifiche da parte degli Organismi preposti.

Nel corso del 2022 i lavori sono proseguiti secondo le previsioni progettuali e per 17 dei 35 progetti i lavori e l'attivazione delle funzionalità sono stati portati a termine.

Al 31 dicembre 2023, sono state sostenute tutte le spese per l'ultimazione dei progetti ad eccezione di 2 progetti in Campania, per i quali sono stati prorogati i termini di ultimazione fino al 2024.

Durante il 2024, e-distribuzione ha richiesto al MASE la possibilità di scaglionare i costi sostenuti e quelli ancora da sostenere per il progetto PON 1.0 ancora non concluso (CP Molinara), in due programmazioni (PON I&C 2014-2020 e PN RIC 2021-2027).

La suddivisione in due fasi (fase 1 e fase 2) è compatibile con l'Obiettivo Specifico del PN RIC 2021-2027, che mira a potenziare le reti energetiche per favorire l'integrazione delle energie rinnovabili, in linea con il PNIEC 2030. Inoltre, gli interventi previsti sono coerenti con l'Azione 2.3.1 di modernizzazione e digitalizzazione della rete di distribuzione.

Progetti POR Sicilia

In aggiunta ai 35 progetti PON finanziati dal MISE, la Regione Siciliana ha attinto dalla medesima graduatoria redatta dal MISE con riferimento al "*Bando sulle infrastrutture elettriche per la realizzazione di reti intelligenti di distribuzione dell'energia (Smart Grid) nei territori delle regioni meno sviluppate*", per finanziare ulteriori progetti con risorse regionali.

Attraverso apposita delibera regionale del 27 luglio 2018, ha pertanto finanziato (100% dei costi a fondo perduto) con fondi PO FESR gli ulteriori 11 progetti (a completamento dei 46 ammessi e finanziabili) presentati da e-distribuzione per un totale di circa euro 43,3 milioni.

I progetti sono stati avviati il 28 marzo 2019 e la tipologia di interventi è del tutto analoga a quella dei PON MISE (si veda relativo paragrafo "*Progetti PON (35 progetti)*").

Nel corso del 2020 sono proseguiti i sopralluoghi, le progettazioni, effettuati gli ordini per i materiali e sono state avviate, ove necessario, le richieste di autorizzazioni. Una volta ottenute le autorizzazioni sono stati avviati i lavori. Nel 2021 la fase di esecuzione dei progetti è proseguita speditamente e nel mese di dicembre sono state presentate alla Regione Siciliana le rendicontazioni di SAL per le opere eseguite ed i costi effettivamente sostenuti fino ad ottobre 2021.

Nel corso del 2022 i lavori sono proseguiti e si è proceduto con l'implementazione delle funzionalità Smart Grid.

È stata, inoltre, richiesta la proroga temporale dei progetti al 2023.

Al 31 dicembre 2024, sono state sostenute tutte le spese per l'ultimazione degli 11 progetti.

Progetti POR Basilicata

A dicembre 2018 la Regione Basilicata ha approvato la delibera relativa ai progetti smart grids nell'ambito del Bando Regionale del 2 agosto 2018 PO Fesr 14-20 finanziando i 3 progetti presentati da e-distribuzione per un totale di circa euro 13,9 milioni.

I progetti sono finanziati al 100% e sono:

1. Smart Grid Matera: importo di 7,1 milioni di euro;
2. Smart Grid Potenza: importo di 5,6 milioni di euro;
3. Smart Grid Melfi Fiat: importo di 1,2 milioni di euro.

La tipologia di interventi è del tutto analoga a quella dei PON MISE (si veda relativo paragrafo “*Progetti PON (35 progetti)*”) con l’aggiunta di interrimento di linee BT nei centri urbani.

I progetti sono stati avviati il 7 giugno 2019.

Nel corso del 2021 sono proseguiti i sopralluoghi e le progettazioni, effettuati ulteriori ordini per i materiali e sono state avviate, ove necessario, le richieste di autorizzazioni. Una volta ottenute le autorizzazioni sono stati avviati i lavori.

Nel corso del 2022 i lavori sono proseguiti ed il termine dei progetti è stato prorogato al 2023.

Al 31 dicembre 2024, risultano ultimati tutti i progetti.

Progetti POR Puglia

A seguito della pubblicazione del Bando n° 226 del 20.11.2019, la Regione Puglia nel luglio del 2020 ha approvato ed ammesso a finanziamento 3 progetti sottoposti da e-distribuzione a valere sul P.O.R. FESR Puglia 2014-2020 – Asse prioritario IV “Energia sostenibile e qualità della vita” – Azione 4.3, destinato ad “Interventi per la realizzazione di sistemi intelligenti di distribuzione dell’energia (SMART GRIDS)”, per un totale di circa euro 24,9 milioni.

I progetti, finanziati al 100%, sono i seguenti:

1. Smart Grid Foggia Nord: importo di 12,0 milioni di euro;
2. Smart Grid Presicce: importo di 6,5 milioni di euro;
3. Smart Grid Crispiano: importo di 6,4 milioni di euro.

I progetti avrebbero dovuto essere ultimati entro il 31 dicembre 2023, data ultima di fine programmazione 2014-2020. I lavori sono formalmente partiti nel 2021 ed a settembre dello stesso anno la Regione ha erogato l’anticipo del 40% sul valore totale per ogni singolo progetto.

Nel corso del 2022 i lavori sono proseguiti, i materiali sono stati pianificati ed ordinati e si sono ottenute le autorizzazioni mancanti. Si sono registrati alcuni ritardi per l’ottenimento delle autorizzazioni ed in particolare, per il progetto Foggia Nord, le interferenze occorse nel 2023 con gli interventi da parte di Anas hanno generato uno slittamento sulla conclusione degli interventi e pertanto i lavori proseguiranno oltre il 2024.

Progetti PON 2.0 - Bando 2019

Nell’ambito del Programma Operativo Nazionale (PON) FESR “Imprese e Competitività” 2014 – 2020 (Fondo europeo di sviluppo regionale) con particolare riferimento al “*Bando sulle infrastrutture elettriche per la realizzazione di reti intelligenti di distribuzione dell’energia (Smart Grid) nei territori delle regioni meno sviluppate*” del 2019, con il decreto del 31 marzo 2021 il Ministero della Transizione Energetica (MITE) ha ammesso a finanziamento (100% dei costi a fondo perduto) 16 dei 28 progetti candidati da e-distribuzione per un valore complessivo di 107 milioni di euro così suddivisi per regione:

- Basilicata: 1 progetto per 4,7 milioni di euro;
- Campania: 2 progetti per 15,6 milioni di euro;
- Sicilia: 4 progetti per 28,7 milioni di euro;

- Calabria: 6 progetti per 34,8 milioni di euro;
- Puglia: 3 progetti per 23,4 milioni di euro.

Gli ulteriori 12 progetti, ritenuti ammissibili e non finanziabili dal suddetto decreto, sono stati successivamente ammessi a finanziamento sul Fondo REACT EU, con decreto del 25 maggio 2022, per un valore pari a 83,12 milioni di euro. I progetti sono così suddivisi per regione:

- Basilicata: 1 progetto per 3,6 milioni di euro;
- Calabria: 5 progetti per 33,5 milioni di euro;
- Puglia: 2 progetti per 22,5 milioni di euro;
- Sicilia: 4 progetti per 23,4 milioni di euro.

A valle della riprogrammazione REACT-EU del PON, ciascun progetto è finanziato nell'ambito della risposta dell'Unione Europea alla pandemia di COVID-19.

Il perimetro e le tipologie di ciascun progetto sono analoghi a quelle espone per i progetti PON e POR delle precedenti sezioni.

Nel corso del 2021 sono state avviate le prime attività di sopralluogo e progettazione; nel corso del 2022 è proseguita l'attività di progettazione e sono stati avviati i primi lavori.

Nel corso del 2023 si sono effettuati ulteriori ordini per i materiali e sono state avviate, ove necessario, le richieste di autorizzazioni. Una volta ottenute le autorizzazioni, sono stati avviati i lavori, attualmente in corso. I progetti saranno ultimati tra il 2024 e 2025 a seconda dello stato di avanzamento di ciascun progetto.

Durante il 2024, e-distribuzione ha richiesto al MASE la possibilità di scaglionare i costi sostenuti e quelli ancora da sostenere per i 26 PON 2.0 ancora non conclusi, in due programmazioni (PON I&C 2014-2020 e PN RIC 2021-2027).

La suddivisione in due fasi (fase 1 e fase 2) è compatibile con l'Obiettivo Specifico del PN RIC 2021-2027, che mira a potenziare le reti energetiche per favorire l'integrazione delle energie rinnovabili, in linea con il PNIEC 2030. Inoltre, gli interventi previsti sono coerenti con l'Azione 2.3.1 di modernizzazione e digitalizzazione della rete di distribuzione.

Progetti Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)

A seguito dei due Bandi emanati nel mese di giugno 2022 dal Ministero della Transizione Ecologica (MITE), oggi Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), per la presentazione, nell'ambito del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) – Next Generation EU, di:

1. proposte progettuali finalizzate ad incrementare la capacità di rete - Rafforzamento Smart Grid (M2C2.2.1)
2. proposte di intervento finalizzate a migliorare la resilienza della rete elettrica di distribuzione (M2C2.2.2)

e-distribuzione, nel mese di settembre 2022, ha presentato trentuno candidature progettuali, pari oltre 3.950 milioni di euro a fronte dei 3.960 milioni di euro messi a disposizione nei Bandi PNRR per le reti di distribuzione di cui, diciassette progetti per attività di "Rafforzamento Smart Grid" (per oltre 3.600 milioni di euro a fronte dei 3.610 milioni di euro messi a disposizione dal MITE) e quattordici progetti per "Interventi per aumentare la resilienza della rete elettrica" (del valore di oltre 350 milioni di euro, a valere sui 350 milioni di euro messi a disposizione).

Con due diversi Decreti Direttoriali del 16/12/2022 e del 24/12/2022, e-distribuzione si è aggiudicata progetti per oltre 3.530 milioni di euro, di cui circa 3.480 milioni di euro finanziati: oltre 3.200 milioni di euro saranno destinati alle iniziative di realizzazione Smart Grid su tredici progetti, ripartiti tra integrazione delle rinnovabili ed

elettrificazione consumi, e 275 milioni di euro saranno destinati a progetti per l'incremento della resilienza, ripartiti su undici progetti.

Nel corso del 2023 sono proseguiti i sopralluoghi e le progettazioni, effettuati i vari ordini per i materiali e sono state avviate, ove necessario, le richieste di autorizzazioni. Una volta ottenute le autorizzazioni, sono stati avviati i lavori.

Nel corso del 2024 sono proseguite le attività propedeutiche all'inizio dei lavori, chiudendo le fasi di progettazione e autorizzazione per la maggior parte degli interventi, che sono entrati nel vivo dei lavori di realizzazione. Al 31 dicembre 2024 è stata, inoltre, raggiunta con successo la Milestone prevista per le progettualità di *Smart Grid Hosting Capacity* con un incremento di 1.430 MW di potenza, di fronte ai 923 MW previsti.

PNRR Isole Verdi – isola di Ventotene

Nell'ambito del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), Missione 2, Componente 1, Investimento 3.1, il Comune di Ventotene ha ottenuto un finanziamento complessivo di 12.270.000,00 euro. Tra gli interventi previsti, quelli curati da e-distribuzione rientrano nella Sezione V B, con un budget finanziato pari a 1.788.200,00 euro.

Nel 2024, la collaborazione tra il Comune ed e-distribuzione è stata formalizzata attraverso la Convenzione firmata nel mese di novembre.

Gli interventi programmati mirano a:

- potenziare l'integrazione del sistema elettrico con la domanda energetica dell'isola di Ventotene;
- ottimizzare le prestazioni della rete e degli impianti, adottando soluzioni di smart grid per aumentare la quota di energia da fonti rinnovabili, nel rispetto dei più elevati standard di sicurezza;
- implementare una gestione innovativa e flessibile dei carichi e della produzione energetica.

Questi interventi costituiscono la prima implementazione operativa delle soluzioni sviluppate nell'ambito dell'architettura di controllo e delle tecnologie del progetto I.S.M.I.

RepowerEU

La Missione 7 "REPowerEU" Investimento 1, scale-up dell'investimento M2C2 "Rafforzamento Smart Grid", ha previsto il finanziamento, scorrendo nella graduatoria delle progettualità PNRR ammesse parzialmente o non ammesse per esaurimento di risorse, di ulteriori 82 milioni di euro (a fronte dei 480 milioni di euro messi a disposizione), per le progettualità parzialmente finanziate dal "Rafforzamento Smart Grid" Lazio e Calabria e il finanziamento completo per le progettualità "Incremento Resilienza" Marche e Lazio. Tali progettualità andranno in continuità con il PNRR.

Altre iniziative

Progetto Resilienza

L'incremento della resilienza del sistema elettrico è un obiettivo diventato prioritario negli ultimi anni, in considerazione del significativo aumento di frequenza e impatto di eventi meteorologici estremi, ovvero eventi particolarmente intensi e di vasta estensione che comportano disalimentazioni di lunga durata per le forniture elettriche, determinando il cedimento delle reti a causa del superamento dei limiti strutturali di progetto.

L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) ha progressivamente sviluppato la regolazione in materia, con l'obiettivo di incrementare la resilienza delle reti elettriche, in primo luogo mediante una maggior tenuta alle sollecitazioni.

e-distribuzione ha dapprima realizzato uno studio con il CESI (Comitato Elettrotecnico Sperimentale Italiano) che, a partire dagli eventi meteo degli anni precedenti e da un modello matematico di simulazione del processo di formazione dei manicotti di ghiaccio, ha consentito di definire criteri tecnici di intervento sulla rete per far fronte a tale fenomeno. Conseguentemente e-distribuzione ha predisposto il primo Piano di Lavoro presentato ad ARERA il 31 marzo 2017, contenente interventi per la riduzione dei rischi derivanti da carichi di neve e manicotto di ghiaccio per il biennio 2017-2018, redatto in conformità con le Linee Guida ARERA e con le previsioni contenute nel TIQE. Nel 2017 è stata quindi subito avviata la realizzazione degli interventi del Piano.

Le successive Deliberazioni ARERA hanno poi integrato la regolazione in materia, in particolare la n. 31/2018 ha introdotto l'obbligo per le imprese di distribuzione di predisporre piani resilienza con un orizzonte almeno triennale e la n. 668/2018 ha definito i meccanismi di incentivazione per gli interventi contenuti nei Piani, per far fronte ai fattori di rischio costituiti da manicotto di ghiaccio, tempeste di vento/caduta alberi fuori fascia e ondate di calore.

Le principali leve di intervento utilizzate, in continuità con i Piani precedenti, sono: l'aumento della cavizzazione della rete, mediante sostituzione di conduttori aerei nudi con cavo (aereo o interrato), e l'incremento del grado di magliatura della rete, mediante richiuse o trasversali in cavo tra linee esistenti.

Nel 2024 sono stati realizzati importanti investimenti su tutto il territorio nazionale, per circa 77,4 milioni di euro (circa euro 969 milioni totali già investiti dal 2017 al 2024).

Nel 2025 il progetto prosegue con investimenti complessivi previsti per circa 44 milioni di euro.

Progetto Resilienza Climatica

Con la Deliberazione n. 617/2023 e il relativo Allegato A "Testo Integrato della Regolazione Output-Based del Servizio di Distribuzione dell'Energia Elettrica - Periodo di regolazione 2024-2027" (TIQD), ARERA ha definito le disposizioni da applicarsi alle imprese distributrici con almeno 100.000 clienti finali, soggette all'obbligo di predisporre piani di sviluppo della rete di distribuzione definendo inoltre le prime previsioni specifiche sui meccanismi premiali incentivanti i suddetti interventi di sviluppo della rete di distribuzione. La regolazione prevede una prima applicazione del meccanismo premiale di incentivazione degli interventi di sviluppo delle reti subordinata all'esecuzione di una Cost Benefit Analysis (CBA) con risultato positivo.

Nello specifico sono stati previsti i seguenti interventi:

- Bonifica di rami MT in dorsale con caratteristiche non adatte ai nuovi scenari climatici
- Potenziamento del grado di magliatura della rete mediante:
 - Nuove linee MT
 - Nuovi Trasformatori AT/MT o Centri di smistamento MT
- Installazione / Adeguamento Bobine di Petersen

In aggiunta, si prevedono soluzioni tecniche innovative e intrinsecamente resilienti come cavi jointless e bobine XL per ridurre il numero di giunti a parità di lunghezza posata o giunti di nuova generazione più affidabili.

Nel 2024 è stato avviato il Piano Transitorio con investimenti pari a circa 21 milioni di euro.

Progetto DSO 4.0 – Digital Network

Il Progetto “DSO 4.0 – Digital Network”, avviato nei primi mesi del 2019, prevede la realizzazione di un sistema di comunicazione di massima affidabilità e resilienza al servizio della rete di e-distribuzione, rendendo possibile l’implementazione di nuove funzionalità in grado di migliorare sensibilmente le performance della rete.

Il Progetto si basa sul “rilegamento” delle cabine secondarie e primarie ad una rete in fibra ottica, per conseguire una serie di obiettivi e benefici fondamentali per lo sviluppo della rete di distribuzione anche in prospettiva futura. A tal fine, oltre al rilegamento delle cabine elettriche alla rete in fibra ottica, è prevista l’installazione di componenti e sensori di nuova concezione tecnologica che, unitamente ad interventi strutturali, contribuiranno al miglioramento della qualità nonché all’evoluzione tecnologica della rete di e-distribuzione, in linea con le previsioni e gli scenari delineati dal Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima (PNIEC). Gli obiettivi di decarbonizzazione implicano infatti una crescente decentralizzazione, peraltro già in atto, delle risorse collegate alla rete: oltre alla generazione distribuita, si delinea la diffusione di nuove forme di utilizzo dell’energia elettrica, di sistemi di accumulo, *demand response*, mobilità elettrica/*vehicle to grid*, destinati a cambiare in modo radicale il paradigma di gestione e funzionamento del sistema elettrico nel suo complesso.

Si tratta quindi di un progetto innovativo e ad ampio spettro, grazie al quale e-distribuzione si pone l’obiettivo di accelerare la propria evoluzione tecnologico/industriale per svolgere un ruolo fondamentale nella transizione energetica per un investimento complessivo di circa euro 660 milioni.

Gli interventi sono riconducibili a tre driver principali:

- fibra ottica e automazione di rete: rilegatura in fibra ottica di cabine secondarie e primarie, installazione degli apparati in cabina per consentire l’attivazione della nuova rete di comunicazione in fibra ottica, automazione evoluta della rete MT mediante la “*smart fault selection*” su circa 3.700 linee MT, installazione di sensoristica di tipo IoT / edge computing in 5.000 cabine secondarie, a beneficio del monitoraggio evoluto real time, da remoto, dello stato della rete;
- *hosting capacity*: interventi di potenziamento della rete, finalizzati principalmente ad integrare la generazione distribuita di energia elettrica da fonti rinnovabili
- struttura / componentistica MT: interventi di rifacimento/adequamento di linee MT esistenti con alto tasso di guasto, per complessivi 1.650 km circa

Nel corso del 2024 sono stati realizzati investimenti per circa euro 64 milioni.

Nel 2025 il progetto prosegue con investimenti complessivi previsti per circa 41 milioni di euro.

Progetto E-Grid

Il quadro regolatorio in materia di qualità del servizio elettrico è stato aggiornato dalla Delibera ARERA n.566 di dicembre 2019, la quale ha introdotto nuovi strumenti regolatori al fine di migliorare le performance delle reti di distribuzione.

Il progetto “E-Grid” è stato studiato e predisposto tenendo conto dei nuovi indirizzi regolatori, ed è pertanto finalizzato al miglioramento delle performance della rete, con riferimento soprattutto all’indicatore NILB (numero interruzioni brevi + lunghe) e con particolare riguardo per gli ambiti classificati come “critici” ed “ipercritici” rispetto a tale indicatore, ambiti ubicati prevalentemente nelle regioni del centrosud e nelle isole maggiori.

Nell'ambito di tale progetto, in conformità alla Delibera ARERA sopra citata, sono anche previste sperimentazioni di nuove tecnologie di telecontrollo BT e di automazione evoluta della rete MT.

Il progetto prevede interventi in ambiti non a riferimento per l'indicatore di qualità del servizio NILB per il raggiungimento dei livelli obiettivo così come fissati nella Delibera suddetta.

Le principali tipologie di interventi sono volte a:

- migliorare la struttura della rete di media tensione,
- adeguare i componenti ad elevato tasso di guasto,
- incrementare il telecontrollo e l'automazione sia sulla rete di media tensione che su quella di bassa tensione.

Gli interventi strutturali sono ad elevato grado di complessità realizzativa, trattandosi in molti casi di realizzare nuovi impianti primari con relative nuove linee uscenti MT per l'inserimento sulla rete esistente, prevalentemente in aree urbane.

Gli interventi di rinnovo/potenziamento della componentistica di rete consistono in buona parte nella sostituzione di cavi interrati - interventi con elevato grado di complessità realizzativa, in quanto riguardanti principalmente aree urbane – e nel rinnovo di componenti di Cabina Primaria.

Nel corso del 2024 sono stati realizzati investimenti per circa euro 226 milioni, che hanno consentito di completare la realizzazione / potenziamento di 600 km di linee MT, il rifacimento di 700 cabine secondarie e l'installazione di circa 300 nuovi telecontrolli MT, con contestuale ultimazione del progetto.

Piano Qualità

Il quadro regolatorio in materia di qualità del servizio elettrico è stato aggiornato dalla Delibera ARERA n. 617 del dicembre 2023, la quale ha introdotto una nuova metodologia per il calcolo dei livelli obiettivo di ciascun ambito territoriale, mediante un percorso individuale di miglioramento o mantenimento dei livelli di performance 2020-2023 con un meccanismo incentivante di premi/penali sul numero e sulla durata delle interruzioni da applicarsi in due semiperiodi: 2024-2025 e 2026-2027.

A seguito della Delibera n. 617, a settembre 2024 è stato approvato un nuovo Piano Qualità per il triennio 2025-2027. Gli interventi del Piano Qualità della Società sono riconducibili a 3 leve:

- Rinnovo (Cabine Primarie e rete MT)
- Struttura
- Telecontrollo

Il Piano Qualità è finalizzato ad ottenere:

- la riduzione del tasso di guasto mediante il rinnovo di parti di rete obsolete (Cabine Primarie, Linee MT);
- lo sviluppo della rete (nuove Cabine Primarie, nuova rete MT-BT) nelle aree caratterizzate da criticità strutturali, anche a fronte del crescente sfruttamento della rete (incremento dei carichi, attivi e/o passivi) e del crescente impatto del cambiamento climatico;
- il potenziamento della rete BT, mediante rinnovi e nuove linee, con particolare riguardo agli ambiti con elevata incidenza della rete BT sulla qualità (soprattutto DIL);
- il telecontrollo MT e BT finalizzato alla riduzione della durata delle interruzioni.

Il progetto partirà nel 2025 con investimenti previsti per il primo anno di progetto pari a circa 385 milioni di euro.

Piano OPEN METER

Nell'ambito del piano di installazione del contatore elettronico di seconda generazione (Open Meter) avviato nel 2017, nel corso del 2024 e-distribuzione ha installato circa 2,55 milioni di Open Meter, corrispondente agli obiettivi prefissati per garantire una copertura territoriale omogenea.

Rispetto ai volumi previsti dal piano ARERA approvato (2,9 milioni di meter per l'anno 2024) la minore posa è dovuta principalmente alla modifica, stabilita dalla Delibera n. 361/2023/R/eel, che non richiede più l'obbligo di installazione del misuratore M2 per gli impianti inferiori ai 20kW precedentemente previsto.

In totale, nel 2024, sono stati installati circa 1,5 milioni di Open Meter in modalità massiva dalle imprese dedicate al piano di sostituzione dei contatori elettronici di prima generazione, mentre 1,05 milioni sono afferenti a lavori di allacciamento o sostituzione richiesti dai clienti. Quest'ultimo dato è in diminuzione rispetto al passato proprio a causa della modifica stabilita dalla Delibera n. 361/2023/R/eel sopra menzionata.

Nel corso del 2024 la strategia di posa inoltre ha avuto come obiettivo il ribilanciamento del mix della tipologia di contatori installati, puntando sul segmento trifase semidiretti, al fine di recuperare il minor avanzamento percentuale registrato per questa categoria di meter.

Per quanto riguarda la suddivisione tra tipologie di contatori, nel 2024 sono stati quindi installati complessivamente 2,10 milioni di contatori monofase e 0,42 milioni di contatori trifase.

A fine 2024, circa 27,6 dei 31,7 milioni dei clienti totali di e-distribuzione sono dotati di un contatore elettronico di seconda generazione (CE2G) installato.

Nel 2024 hanno lavorato al piano di sostituzione massiva e completamento circa 400 operatori medi giornalieri per complessivi circa 110 lotti contrattuali, il cui importo complessivo, compresi i materiali, ammonta a circa euro 116 milioni.

L'anno 2024 è stato caratterizzato da un andamento stabile ed equilibrato delle consegne e dei prezzi dei materiali, Il contratto di fornitura degli apparati è scaduto a fine 2024 nel corso dell'anno è stato definito il nuovo contratto per l'approvvigionamento degli apparati nel periodo 2025-2031, mantenendo i costi in linea con quelli precedenti.

Parallelamente, è stata completata anche l'installazione dei concentratori di seconda generazione, necessaria per ottemperare alle richieste di performance del sistema 2G: nel corso del 2024 sono stati sostituiti gli ultimi circa 2.800 concentratori di prima generazione con quelli seconda generazione, Per le nuove cabine secondarie sono stati installati circa 4.600 concentratori ed altri 15.800 sono stati utilizzati per la manutenzione delle cabine già dotate di concentratori di seconda generazione.

L'investimento totale 2024 per il piano Open Meter è stato pari a circa euro 299 milioni comprensivi sia delle attività di installazione dei contatori sia delle attività di installazione dei concentratori.

Fibra Ottica

Nell'ambito del "Piano nazionale Banda Ultra Larga" e del "Piano di Crescita Digitale 2014-2020", il legislatore italiano ha approvato il decreto legislativo n. 33/2016 che prevede la condivisione delle infrastrutture fisiche esistenti per facilitare l'installazione di reti di comunicazione elettronica in banda ultra-larga.

e-distribuzione, per favorire il processo di digitalizzazione del paese, mette quindi a disposizione a condizioni trasparenti, non discriminatorie, eque e ragionevoli le proprie infrastrutture elettriche a tutti gli operatori di telecomunicazione che le richiedano per sviluppare la rete in fibra ottica nel rispetto di specifiche regole e condizioni necessarie per salvaguardare l'efficienza e la continuità del servizio pubblico di distribuzione di energia elettrica, oltre che per garantire la prevenzione del rischio elettrico e la sicurezza dei lavoratori e di terzi.

Il diritto di accesso all'Infrastruttura di e-distribuzione viene concesso a seguito dell'accreditamento sul portale fibra di e-distribuzione, della stipulazione del Contratto di Accesso e dell'accettazione dell'Offerta per l'utilizzo dell'infrastruttura inviata da e-distribuzione.

L'Operatore di telecomunicazione può richiedere tratte di infrastruttura elettrica aerea, tratte di infrastruttura elettrica interrata, tratte di adduzione, tratte verticali e tratte di percorrenza. L'utilizzo dell'infrastruttura elettrica aerea e delle tratte di percorrenza è subordinato alla verifica e certificazione della idoneità alla posa della fibra ottica, effettuata da e-distribuzione su richiesta dell'operatore di telecomunicazione. In caso di esito parzialmente positivo della valutazione di idoneità, e-distribuzione comunica all'operatore gli interventi necessari per l'adeguamento dell'Infrastruttura e i relativi oneri.

Nel corso dell'anno 2024:

- e-distribuzione ha certificato la utilizzabilità, al fine della posa della rete in fibra ottica, di circa 14.000 km di rete di infrastruttura elettrica aerea, in linea con il piano complessivo. Complessivamente sono stati certificati quasi 116.000 km di rete elettrica;
- Gli operatori di telecomunicazioni hanno accettato Offerte per circa 11.000 km di rete. Complessivamente sono state accettate Offerte per quasi 102.000 km;
- e-distribuzione ha effettuato lavori di adeguamento per quasi 1.200 km di infrastruttura elettrica aerea. Complessivamente sono stati effettuati lavori di adeguamento per circa 11.000 km.

Complessivamente, a fine 2024, l'infrastruttura elettrica aerea e interrata messa a disposizione degli operatori di telecomunicazione da e-distribuzione è di circa 101.000 km.

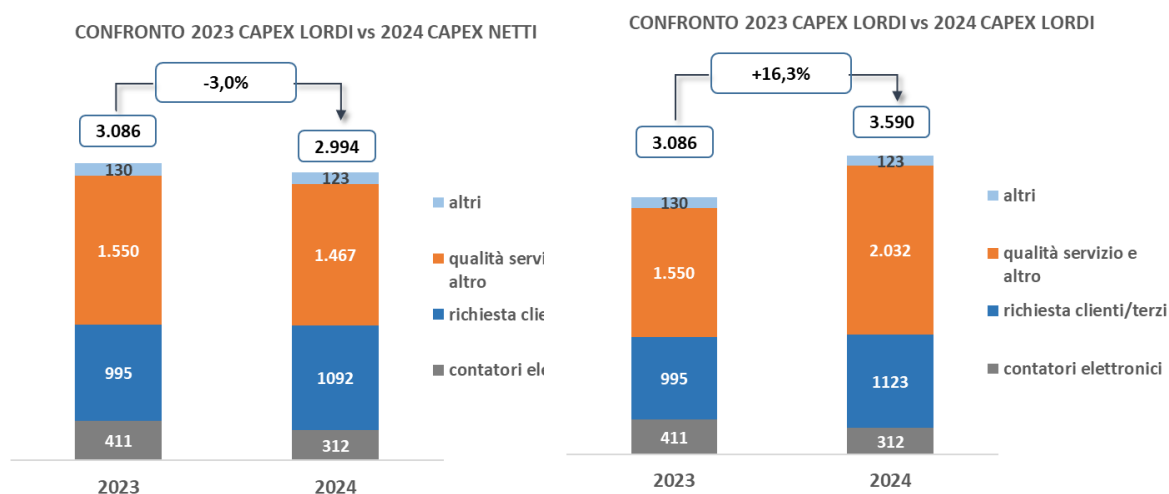
Investimenti

A partire dal 1° gennaio 2024, i contributi pubblici ricevuti per l'acquisto, la costruzione o l'acquisizione di attività immobilizzate 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.

Pertanto, gli investimenti del 2024 risentono dalla rettifica di tali contributi, per un importo complessivo pari a euro 596 milioni, riferiti essenzialmente a PNRR (euro 384 milioni), a progetti finanziati PON/POR (euro 143 milioni) e a Decreto Aiuti (euro 68 milioni) ed hanno interessato principalmente impianti in media tensione (euro 435 milioni), in alta tensione (euro 106 milioni) e in bassa tensione (euro 43 milioni).

Gli investimenti realizzati nel corso del 2024 si riferiscono essenzialmente alle richieste dei clienti o terzi, alla qualità del servizio, agli investimenti per PNRR e agli investimenti in contatori elettronici.



Gli investimenti "lordi" (intesi al lordo dell'effetto della rettifica dei contributi in conto impianti) legati alla richiesta di clienti o terzi presentano un incremento di euro 128 milioni rispetto al 2023; le ragioni principali dell'incremento sono riconducibili a maggiori spese per connessioni passive (per euro 66 milioni) e per richieste di produttori (per euro 39 milioni). Si registra altresì un incremento anche dei lavori di adeguamento della rete al carico (per euro 20 milioni) e delle richieste di spostamenti da parte di clienti e terzi (per euro 3 milioni). Nel 2024, sono stati portati a riduzione di tali investimenti euro 31 milioni di contributi in conto impianti ricevuti da enti pubblici, da cui deriva l'incremento complessivo di euro 97 milioni che si riscontra confrontando gli stessi al 31 dicembre 2024 con il 31 dicembre 2023.

Gli investimenti "lordi" in qualità del servizio ed altro (adeguamenti ed interventi a seguito guasti), riportano un incremento di euro 482 milioni rispetto allo stesso periodo dell'anno 2023. Nel 2024, sono stati portati a riduzione di tali investimenti euro 565 milioni di contributi in conto impianti ricevuti da enti pubblici, da cui deriva il decremento complessivo di euro 83 milioni che si riscontra confrontando gli investimenti in qualità del servizio ed altro al 31 dicembre 2024 con quelli al 31 dicembre 2023. In questo segmento occorre distinguere gli investimenti riconducibili ai progetti del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), avviati nell'anno 2023, da quelli riconducibili a pregressi progetti:

- Sugli investimenti PNRR si registra un incremento complessivo di euro 485 milioni rispetto all'anno precedente, con il seguente dettaglio per stream di progetto:
 - ✓ Hosting Capacity pari ad euro 167 milioni;
 - ✓ Elettrificazione Consumi pari ad euro 259 milioni;
 - ✓ Resilienza pari ad euro 59 milioni;
- Sugli Altri progetti non PNRR (complessivamente in riduzione di euro 3 milioni) si registra:
 - ✓ un decremento, pari ad euro 175 milioni, dei progetti legati alla qualità del servizio conseguente alla destinazione delle risorse a favore dei progetti PNRR (principalmente per il decremento di euro 141 milioni per il progetto E-GRID e di euro 30 milioni per il progetto DSO);
 - ✓ un decremento, pari a euro 39 milioni, dei lavori legati al Piano Resilienza ARERA;

- ✓ un decremento, pari a euro 42 milioni, per progetti Smart Grid; principalmente progetti finanziati bando PON/POR (in riduzione di euro 47 milioni).

Tali impatti sono stati in parte compensati dai seguenti fenomeni:

- ✓ incremento, pari a euro 232 milioni, degli investimenti in Asset Management;
- ✓ incremento, pari a euro 21 milioni, dei lavori legati alla Resilienza Progetto Pilota.

Gli investimenti in contatori elettronici presentano un decremento di euro 99 milioni rispetto all'anno 2023 che dipende sia dalla riduzione del volume delle installazioni dei contatori di produzione (M2) sulle connessioni dei prosumers con potenza fino a 20 KW, per attuazione della Delibera n. 361/23, sia dalla riduzione progressiva delle attività di sostituzione massiva dei contatori.

Negli anticipi ed acconti si rileva un decremento di euro 27 milioni, derivante dalla riduzione degli anticipi corrisposti ad Open Fiber su attività di accensione cabine con fibra ottica, in seguito al completamento dei lavori.

Tra le attività materiali in leasing, sono presenti euro 103 milioni relativi a noleggio di automezzi, euro 30 milioni relativi a locazioni fabbricati uso ufficio di immobili di proprietà Enel Italia ed euro 1 milione per IRU su fibra ottica per rilegamento cabine. Su tali attività si registra un incremento complessivo pari a euro 21 milioni rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Gestione ambientale e Sostenibilità

In continuità con gli anni precedenti, nel 2024 e-distribuzione ha conseguito il rinnovo della certificazione UNI EN ISO 14001 relativa alla Gestione Ambientale, nell'ambito del Sistema di Gestione Integrato applicato in tutte le strutture organizzative e per tutti gli impianti della Rete, garantendo il continuo controllo degli aspetti ambientali connessi alle attività di progettazione, realizzazione, gestione e manutenzione della rete elettrica.

Inoltre, è stato confermato il documento di "Politica integrata salute e sicurezza sul lavoro, ambiente, qualità, energia e prevenzione della corruzione", che definisce i principi in base ai quali e-distribuzione gestisce le proprie attività, tra cui i seguenti relativi aspetti ambientali:

- miglioramento continuo dei processi aziendali, della sicurezza e salute dei propri lavoratori, della qualità del servizio, della razionalizzazione dei consumi energetici e della prevenzione della corruzione, nel rispetto dei principi di salvaguardia dell'ambiente, della biodiversità e della sostenibilità;
- valutazione di rischi e di opportunità legati ai processi aziendali adottando un approccio sistematico di mitigazione;
- realizzazione dell'attività ed utilizzo di attrezzature e strumenti conformi ai requisiti di salute, sicurezza, ambiente, sostenibilità e qualità;
- promozione per i propri stakeholder di iniziative per accrescere la consapevolezza ed incentivare condotte virtuose in tema di ambiente, sostenibilità, salute e sicurezza sul lavoro, efficienza energetica e prevenzione della corruzione;
- promozione e sviluppo costante di soluzioni tecnologiche sostenibili, nelle fasi di costruzione, esercizio e smantellamento degli impianti, in una prospettiva di analisi del ciclo di vita, di economia circolare, di sostenibilità e di tutela della biodiversità;
- adeguamento alle esigenze del mercato sviluppando, producendo ed installando, sulle proprie reti, sistemi evoluti di smart metering, che favoriscano una maggiore consapevolezza dei consumi da parte dei clienti finali ai fini della promozione dell'efficienza energetica e dell'uso razionale delle risorse;
- collaborazione con le autorità e con gli organismi di vigilanza, promuovendo interventi di tutela dell'ambiente, di tutela della biodiversità, di prevenzione e protezione in materia di sicurezza e salute dei lavoratori;
- coinvolgimento dei propri fornitori e appaltatori nei programmi di miglioramento continuo al fine di perseguire gli obiettivi della Società;
- adozione di iniziative per comunicare efficacemente la politica integrata della qualità, della salute e sicurezza del lavoro, dell'ambiente e della prevenzione della corruzione;
- verifica periodica dei principi della politica e della gestione dei processi della Società, in coerenza con gli obiettivi strategici e gli indirizzi del Gruppo Enel.

Dai principi generali sopra descritti, particolare attenzione è data al concetto di sostenibilità che rappresenta per e-distribuzione un elemento intrinsecamente presente nel business e attorno al quale sono programmate le attività correnti e future, mirate ad accelerare gli investimenti sulla rete, abilitando una transizione ecologica sostenibile e favorendo la creazione di valore condiviso nei confronti di tutti gli stakeholder.

A tal proposito, pertanto, e-distribuzione ha implementato azioni di sostenibilità con l'obiettivo di mitigare gli effetti sull'ambiente e sulla biodiversità legati alla presenza delle reti elettriche, nonché lavorando a soluzioni innovative tese all'applicazione dei principi di economia circolare. Di tutto ciò ne sono esempio:

- l'esecuzione di studi accurati dei tracciati delle linee elettriche e adozione di soluzioni tecnologiche innovative nella costruzione dei nuovi impianti;
- la soluzione in cavo per la costruzione delle linee di bassa tensione ed estensione dell'impiego del cavo per le linee di media tensione;
- la messa in sicurezza delle linee elettriche mediante interventi di isolamento delle parti in tensione (conduttori nudi) e di quelle non in tensione (mensole e supporti) per la tutela dell'avifauna,
- la realizzazione di studi di impatto che includano una valutazione sistematica degli effetti su biotipi, specie animali e vegetali, con l'obiettivo di ridurre l'impatto delle attività operative nelle aree a più alto valore di biodiversità e adottare le migliori soluzioni per diminuire le pressioni sulla stessa;
- la pianificazione delle attività che possono avere un impatto su specie e habitat naturali nel rispetto del principio della "gerarchia di mitigazione" al fine di ottenere No Net Loss (NNL) della biodiversità e, ove possibile, un saldo netto positivo. Tale metodologia è attualmente in fase di sperimentazione
- la progettazione in alcuni siti di e-distribuzione del territorio nazionale delle "Oasi della Biodiversità", con l'obiettivo di riqualificare aree dismesse, creare ambienti ideali per le api ed altri insetti impollinatori favorendo la loro ripopolazione in quanto specie in via di estinzione;
- la costruzione di nuove cabine primarie con il criterio del cantiere "sostenibile" (utilizzo mezzi eco-compatibili, utilizzo materiali riciclati e sostegno attività locali, barriere antirumore e soluzioni antipolvere, creazione di lavoro locale, recupero di terre e rocce da scavo, appaltatori selezionati dal procurement secondo criteri di sostenibilità, ecc);
- la gestione delle cabine primarie secondo il criterio dell'impianto sostenibile (creazione di barriere arboree, interventi a tutela della biodiversità, installazione pannelli fotovoltaici, riduzione gas climalteranti, ecc);
- l'integrazione ed il miglioramento l'impatto estetico degli asset di rete, nel paesaggio o nei contesti urbani (realizzazione di street art);
- la collaborazione con le istituzioni, le comunità locali, il mondo accademico o le ONG per identificare i valori della biodiversità e sviluppare progetti per la salvaguardia e il ripristino degli ecosistemi;
- l'istituzione di accordi specifici con Enti parco, LIPU e con associazioni ambientaliste per la condivisione di metodi di lavoro per la tutela delle specie presenti e per consentire la stabilizzazione, il ripopolamento e il monitoraggio di specie animali minacciate;
- la definizione di protocolli di intesa con Enti Pubblici per la realizzazione di misure finalizzate alla conservazione dell'Avifauna nelle aree interessate da piani di gestione per la conservazione della fauna;
- la comunicazione agli stakeholder mediante documenti e comunicazioni ufficiali ed in modo regolare informazioni in merito alle proprie prestazioni in relazione alla biodiversità;
- la partecipazione a progetti LIFE co-finanziati dall'Unione Europea, con l'obiettivo di ridurre il rischio di folgorazione, favorendo anche il ripopolamento di alcune specie;
- la sensibilizzazione delle comunità su temi Safety (Eco Safety Coaching, Seminari Rischio Elettrico, Incontri con le scuole);
- la progettazione e l'implementazione di progetti specifici di economia circolare quali ad esempio DPI NEW LIFE ovvero un progetto per il recupero dei materiali provenienti dai DPI (elmetti, scarpe e vestiario) a fine vita e/o danneggiati e non più utilizzabili dai nostri colleghi, che invece di essere inviati a discarica si cercano soluzioni alternative per il loro recupero.

Inoltre, nell'ottica del miglioramento continuo della gestione dei propri aspetti ambientali, e-distribuzione continua ad attuare:

- un'attenta gestione dei rifiuti con l'ottimizzazione dei contratti d'appalto e un costante impegno nell'aumento della percentuale di recupero dei rifiuti;
- metodi di lavoro e interventi formativi inerenti attività su apparecchiature contenenti SF6;
- la progressiva eliminazione delle apparecchiature in olio contaminato da PCB, in anticipo rispetto alle scadenze previste dalla legislazione;
- il monitoraggio continuo delle performance ambientali, anche grazie all'implementazione di supporti informatici, e delle criticità ambientali, con frequenti visite di sorveglianza su tutto il territorio;
- in collaborazione con le amministrazioni competenti e di controllo, i decreti ministeriali relativi alla determinazione delle fasce di rispetto e alla misura e valutazione dell'induzione magnetica degli elettrodotti;
- il controllo delle eventuali situazioni di interferenza degli elettrodotti con riferimento ai campi elettrici e magnetici di cui alla Legge 36/2001 e DPCM 8 luglio 2003;
- attività di bonifica e ripristino ambientale a seguito di incidenti che coinvolgono impianti, avvalendosi di imprese appaltatrici specializzate in tale ambito con adeguata qualificazione;

Nel 2024, in continuità con l'anno precedente, è stato rafforzato il piano di formazione ambientale con lo scopo di sviluppare le competenze e la diffusione della cultura sugli aspetti ambientali a vari livelli dell'organizzazione. Nello specifico sono stati approfonditi alcuni dei principali temi ambientali (Campi Elettromagnetici, Rumore ambientale, Rifiuti) proseguendo il rapporto con la scuola di Alta formazione Ambientale di ARPA Umbria, con il coinvolgimento di tutta la famiglia professionale HSEQ.

Al target manageriale è stato dedicato un percorso per fornire una panoramica sia sugli aspetti normativi rilevanti in campo ambientale sia sulle prospettive legate ai temi della sostenibilità ed economia circolare.

È stata potenziata anche la struttura di controllo con il progetto Total Quality mediante il quale sono state programmate sedute di formazione specifica sui controllori e ad altre figure professionali per rendere sempre più incisiva l'attività di verifica in campo della corretta gestione ambientale.

Gli interventi formativi, invece, rivolti al personale tecnico e operativo hanno riguardato come sempre la gestione dei rifiuti, delle emergenze ambientali e delle apparecchiature contenenti FGas. Infine, nel corso dell'anno sono state realizzate diverse sessioni di informazione su tutto il territorio nazionale, consentendo di raggiungere gran parte delle imprese esecutrici che lavorano con e-distribuzione

Infine, è stato avviato a fine 2024 il programma di Sustainability Leadership ovvero una serie di incontri sul business sostenibile che coinvolgerà tutta e-distribuzione con l'obiettivo di permeare all'interno dell'organizzazione l'idea che la Sostenibilità è parte integrante e motore del nostro modello di business, anche nel garantire la qualità del servizio elettrico generando valore percepito da tutti i nostri stakeholders.

Risparmio energetico negli usi finali

L'efficienza energetica continua a rappresentare in Italia una priorità, al fine di raggiungere in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione definiti a livello europeo.

I certificati bianchi continuano ad essere, da molti anni, strumento cardine per il perseguimento dell'obiettivo di efficientamento energetico del paese. Ai sensi del decreto Bersani n. 79/99, le imprese distributrici hanno l'obbligo di raggiungere obiettivi di efficienza energetica negli usi finali dell'energia. A tal fine è stato istituito, a partire dal 2005, un sistema regolatorio che ha posto in capo ai distributori, sia di energia elettrica che di gas, con un numero

di clienti superiore a 50.000, l'obbligo di conseguire obiettivi di efficienza e di risparmio energetico, in termini di milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (TEP) (D.M. 20/07/2004 e D.M. 21/12/2007), da conseguire con riduzioni di energia primaria negli usi finali. Con D.M. del 28 dicembre 2012 sono stati fissati gli obiettivi dal 2013 al 2016, con il D.M. dell'11 gennaio 2017 sono stati fissati gli obiettivi per gli anni dal 2017 al 2020 e con l'ultimo D.M. del 21 maggio 2021 gli obiettivi per gli anni dal 2021 al 2024.

Il meccanismo costituito si basa sull'acquisizione da parte dei distributori (c.d. "soggetti obbligati") di "Titoli efficienza energetica" (c.d. TEE o Certificati Bianchi): un TEE è un certificato che attesta il conseguimento di un risparmio energetico pari a 1 TEP. I TEE sono emessi dal Gestore dei Servizi Energetici a favore dei soggetti che hanno conseguito i risparmi energetici prefissati a valle di una certificazione da parte del Gestore dei risparmi conseguiti.

In particolare, per il solo settore elettrico, i nuovi obiettivi di riduzione dei consumi di energia primaria, espressa in numero di Certificati Bianchi sono i seguenti:

- 1,05 milioni di Certificati Bianchi, da conseguire nell'anno 2023;
- 1,08 milioni di Certificati Bianchi, da conseguire nell'anno 2024.

Per adempiere agli obblighi e ottenere il risparmio energetico prefissato i distributori possono:

- attuare i progetti direttamente, oppure tramite società controllate;
- acquistare i TEE da soggetti terzi: la compravendita può avvenire tramite contratti bilaterali o in un mercato apposito istituito e regolato dal Gestore dei Mercati Energetici. I soggetti volontari che possono accedere al meccanismo dei TEE sono:
 - Energy Service Company (ESCO);
 - soggetti con obbligo di nomina dell'Energy Manager ai sensi dell'art. 19 comma 1 legge n. 10/91;
 - società che provvedano alla nomina dell'Energy Manager su base volontaria o si dotino di un sistema di gestione dell'energia certificato in conformità alla norma ISO 50001;
 - imprese distributrici con un numero di clienti finali inferiore a 50.000.

Entro il 31 maggio di ogni anno, i distributori obbligati devono dimostrare di aver conseguito il loro obiettivo specifico annuale definito con Delibera dell'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA) in proporzione all'energia o gas distribuiti, nella misura minima del 60% consegnando al Gestore dei Servizi Energetici TEE equivalenti a tale obiettivo, oltre al residuo del secondo anno precedente.

Con la normativa attuale, il periodo necessario a completare l'obbligo è di tre anni: nel primo anno va assolto il 60%, mentre il residuo 40% ha scadenza entro il 31.05 del secondo anno successivo.

La normativa attuale, venendo incontro allo squilibrio creatosi da una cronica scarsità di TEE, rispetto agli obiettivi da raggiungere, prevede, inoltre, la possibilità di adempiere una parte dell'obbligo attraverso l'acquisto di titoli "virtuali" emessi dal GSE e non corrispondenti all'effettivo conseguimento di efficienza energetica, riscattabili negli anni successivi con TEE reali.

Per accedere all'acquisto di tali titoli "virtuali" è necessario aver adempiuto con l'acquisto sul mercato di almeno il 20% dell'obbligo minimo annuale più il 20% del residuo del secondo anno precedente in scadenza: ciò consente, in mancanza di titoli sul mercato, di assolvere l'obbligo acquistando dal GSE titoli "virtuali" fino all'80% dell'obbligo minimo dell'anno più l'80% del residuo in scadenza.

A fronte dei costi sostenuti per il conseguimento di tali obiettivi, è prevista l'erogazione ai distributori di un contributo tariffario. Attualmente, il calcolo di tale contributo è definito dalla Delibera ARERA n. 270/2020, emessa il 14 luglio 2020, che ne determina il valore in base ai prezzi medi di scambio sul mercato regolamentato e, in parte, anche sui prezzi delle transazioni avvenute attraverso contratti bilaterali, con un cap di 250,00€/TEE. Infatti, qualora tale formula dia un risultato superiore a 250,00€/TEE, il contributo resta comunque fisso a tale valore.

Poiché i prezzi negli ultimi anni si sono costantemente assestati su valori superiori al cap, a causa di una cronica carenza di titoli rispetto agli obiettivi, la suddetta Delibera stabilisce anche la misura di un contributo addizionale. Tale contributo, valevole solo per i TEE acquistati sul mercato, viene calcolato in base all'insufficienza dei titoli disponibili rispetto agli obblighi assegnati ai distributori, con un valore massimo di 10,00€/TEE.

Per l'anno d'obbligo 2023, chiuso il 31 maggio 2024, il contributo è stato pari a 248,99 €/TEE ed il contributo aggiuntivo non è stato erogato in quanto i prezzi medi di mercato, per la prima volta dopo l'introduzione del cap, sono stati inferiori a 250,00 €/TEE.

e-distribuzione S.p.A., ricoprendo circa l'85% dell'obbligo nazionale per il settore elettrico e circa il 40% dell'obbligo complessivo nazionale, svolge un ruolo di primo piano nel mercato dei TEE.

Al 31 maggio 2024, alla scadenza dell'anno d'obbligo 2021, e-distribuzione S.p.A. ha consegnato al Gestore dei Servizi Energetici n. 820.264 TEE, senza necessità di acquisto di titoli "virtuali", conseguendo il 60% dell'obiettivo specifico 2023, azzerando il residuo obbligo 2021 e riducendo in piccola parte il residuo obbligo 2022.

Dal 1° giugno al 31 dicembre 2024 la società ha acquistato 436.824 TEE, al fine di coprire, insieme con i TEE che verranno acquistati da gennaio a maggio 2025, il 60% dell'obbligo 2024 (il cui volume è stato definito da apposita Delibera ARERA in 949.550 TEE), oltre alla quota restante dell'obbligo 2022, pari a 126.256 TEE.

Il dettaglio della movimentazione dei TEE nell'esercizio 2024 è stato il seguente:

| | 2024 | 2023 |
|--|----------------|----------------|
| Saldo di apertura al 1° gennaio 2024 | 477.835 | 416.174 |
| Certificati autoprodotti | - | - |
| Acquisto di certificati | 779.253 | 925.187 |
| di cui: | | |
| acquisto da Gruppo: | 132.993 | 10.095 |
| <i>Enel X Advisory Services Srl, di cui:</i> | 132.993 | 10.095 |
| <i>certificati autoprodotti</i> | | |
| <i>certificati non autoprodotti</i> | 132.993 | 10.095 |
| acquisto da Terzi | 646.260 | 915.092 |
| Vendita di certificati | - | - |
| Certificati consegnati per l'adempimento dell'obbligo | 820.264 | 863.526 |
| Saldo di chiusure al 31 dicembre 2024 | 436.824 | 477.835 |

Nel corso del 2024, i prezzi si sono assestati per la prima volta dopo l'introduzione delle nuove regole per la valorizzazione del contributo, al di sotto di 250€/TEE, con una tendenza alla diminuzione nella seconda parte dell'anno.

La media di mercato per l'anno d'obbligo 2023 (chiuso il 31 maggio 2024) è stata di 249,33€/TEE. A partire dal 1° giugno del corrente anno, data di inizio dell'obbligo 2024, i prezzi hanno registrato una flessione, con una media del periodo pari a 246,60€/TEE.

Cambiamento climatico: rischi ed opportunità

Processo di identificazione e gestione dei rischi legati al cambiamento climatico

I cambiamenti climatici e la conseguente transizione energetica avranno effetti sulle attività di e-distribuzione S.p.A. secondo varie dinamiche.

Per identificare in maniera strutturata e coerente con le raccomandazioni della Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) le principali tipologie di rischio e di opportunità e gli impatti sul business ad essi associati, è stato adottato un framework che rappresenta in maniera esplicita le principali relazioni tra variabili di scenario e tipologie di rischio ed opportunità, indicando le modalità di gestione strategiche ed operative che considerano anche misure di mitigazione e adattamento.

Si identificano due principali macrocategorie di rischi/opportunità: quelle derivanti dall'evoluzione delle variabili fisiche e quelle derivanti dall'evoluzione degli scenari di transizione. Il framework descritto è realizzato in un'ottica di coerenza complessiva, che consente di analizzare e valutare l'impatto dei fenomeni fisici e di transizione secondo scenari alternativi solidi, costruiti grazie ad un approccio quantitativo e modellistico unito al dialogo continuo sia con gli stakeholder interni, sia con autorevoli riferimenti esterni.

I rischi fisici vengono suddivisi a loro volta tra acuti (ovvero eventi estremi) e cronici: i primi sono legati al verificarsi di condizioni meteorologiche di estrema intensità, i secondi sono legati a cambiamenti gradualmente strutturali nelle condizioni climatiche.

Gli eventi estremi espongono a: potenziale indisponibilità più o meno prolungata di asset e infrastrutture, costi di ripristino, disagi per i clienti, etc. Il mutamento cronico delle condizioni climatiche espone, invece, ad altri rischi o opportunità: ad esempio, variazioni strutturali di temperatura potrebbero provocare variazioni della domanda elettrica.

Cambiamenti fisici acuti fonti di rischi ed opportunità

Per quanto riguarda i fenomeni fisici acuti (eventi estremi), l'intensità e la frequenza dei fenomeni fisici estremi possono arrecare danni fisici rilevanti e inaspettati sugli asset ed externalità negative legate all'interruzione del servizio.

Tali fenomeni, nelle diverse casistiche quali nevicate eccezionali, tempeste di vento, inondazioni o ondate di calore, si caratterizzano per una notevole intensità e una frequenza di accadimento che è aumentata nel recente passato, e che, considerando gli scenari climatici futuri di lungo periodo, vede un possibile trend di crescita. Sono queste caratteristiche che rendono efficace la denominazione di "eventi estremi" per questo tipo di fenomeni.

Quindi e-distribuzione S.p.A., per i motivi sopra descritti, già attualmente si trova a dover gestire il rischio derivante da eventi estremi nel breve periodo. Contemporaneamente, si sta estendendo la metodologia anche ad orizzonti temporali più ampi (al 2050) secondo gli scenari di cambiamento climatico dell'IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) individuati.

Metodologia di valutazione del rischio da eventi estremi

Al fine di quantificare il rischio derivante da eventi estremi, in coerenza con quanto effettuato da tutte le società del Gruppo Enel, e-distribuzione S.p.A. fa riferimento a una consolidata metodologia di analisi del rischio catastrofico, utilizzata nel settore assicurativo e anche nei report dell'IPCC¹.

¹ L. Wilson, "Industrial Safety and Risk Management". University of Alberta Press. - T. Bernold. "Industrial Risk Management". Elsevier Science Ltd. - Kumamoto, H. and Henley, E. J., 1996, Probabilistic Risk Assessment And Management For Engineers And Scientists, IEEE Press, ISBN 0-7803100-47 Nasim Uddin - Alfredo H.S. Ang. (eds.), 2012, Quantitative risk assessment (QRA) for natural hazards, American Society of Civil

La metodologia è applicabile all'insieme degli eventi estremi che possono essere oggetto di analisi, quali le nevicate eccezionali, le tempeste di vento, le ondate di calore, le inondazioni etc. In tutte le suddette tipologie di eventi naturali, comunque, si individuano tre fattori indipendenti che, sinteticamente, sono di seguito descritti:

- La **probabilità dell'evento** (c.d. Hazard), cioè la sua frequenza teorica su uno specifico arco temporale: il tempo di ritorno. In altre parole, un evento catastrofico che abbia, ad esempio, un tempo di ritorno di 250 anni implica che ad esso sia associabile una probabilità dello 0.4% che possa accadere in un anno. Tale informazione, necessaria alla valutazione del livello di frequenza dell'evento, è poi associata alla sua distribuzione geografica rispetto ai diversi luoghi dove sono presenti gli asset del portafoglio.

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

- La **vulnerabilità**, che, in termini percentuali, indica quanto valore, viene perso e/o danneggiato al verificarsi dell'evento catastrofico. In termini più specifici, quindi, si può far riferimento al danneggiamento di asset materiali e all'impatto sulla continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica per il cliente finale.

La Società, soprattutto nel caso di danni ai propri asset, realizza e promuove specifiche analisi di vulnerabilità relative ad ogni tecnologia presente nel proprio portafoglio: reti di distribuzione, cabine primarie e secondarie. Tali analisi, naturalmente, sono poi focalizzate sugli eventi estremi che impattano maggiormente le diverse tipologie di tecnologie, dunque, in questo modo, si viene a definire una sorta di matrice che associa ai singoli eventi catastrofici naturali la corrispondente tipologia di asset impattata in modo rilevante.

- L'**esposizione** è l'insieme dei valori economici che possono avere impatti non trascurabili in presenza di eventi naturali catastrofici.

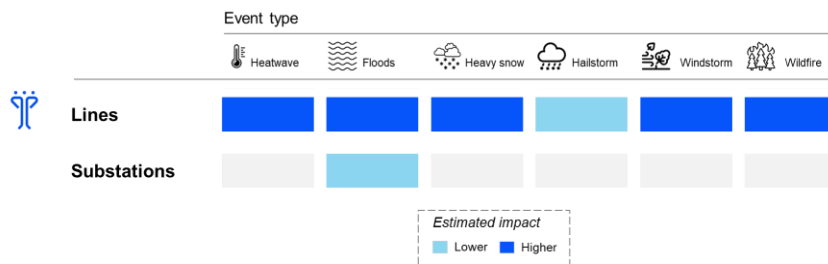
L'insieme dei tre fattori sopra descritti: hazard, vulnerabilità ed esposizione costituisce l'elemento fondamentale per la valutazione del rischio derivante da eventi estremi.

In tal senso e-distribuzione S.p.A., rispetto alle varie minacce, differenzia le analisi di rischio a seconda della vulnerabilità dei propri impianti.

Quindi si è definita, in collaborazione con la Global Business Enel Grids, una tabella dove sono correlati gli impatti dei principali eventi estremi sulle diverse tecnologie relative alla rete di distribuzione:

Engineers CDRM Monograph no. 5 UNISDR, 2011 - Global Assessment Report on Disaster Risk Reduction: Revealing Risk, Redefining Development. United Nations International Strategy for Disaster Reduction. Geneva, Switzerland.

Managing the Risks of Extreme Events and Disasters to Advance Climate Change Adaptation - A Special Report of Working Groups I-II of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). Cambridge University Press, Cambridge, UK, and New York, NY, USA.



Gestione del rischio da eventi estremi nel breve termine

Nell'orizzonte di breve termine (1-3 anni) la Società, oltre a quanto illustrato precedentemente in termini di valutazione e quantificazione del rischio, mette in atto delle azioni volte alla riduzione degli impatti che il suo business può subire in seguito a eventi estremi di tipo catastrofe. In tal senso si possono distinguere due principali tipologie di azioni: la definizione di una efficace copertura assicurativa e le diverse attività legate alla prevenzione dei danni che potrebbero derivare da eventi estremi.

Di seguito si illustrano le caratteristiche generali di tali azioni.

Le assicurazioni nel Gruppo Enel

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

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

A partire da una efficace valutazione del rischio, si possono dunque definire adeguati limiti e condizioni assicurative all'interno delle polizze di copertura e questo vale anche nel caso di eventi estremi naturali, legati al cambiamento climatico. Infatti, in quest'ultimo caso gli impatti sul business possono essere notevoli, ma come si è verificato nei casi accaduti in passato e in diverse località del mondo, il Gruppo non ha subito particolari danni, grazie agli ampi limiti di copertura assicurativa che sono anche conseguenza di una solida struttura di ri-assicurazione, rispetto alla società captive Enel Insurance N.V. del Gruppo.

In un tale contesto di efficace copertura assicurativa, non sono comunque meno rilevanti le azioni che e-distribuzione attua per la prevenzione finalizzata a limitare i danni ai propri asset di distribuzione dell'energia elettrica o per ripristinare nel più breve tempo possibile il servizio. Infatti, se da un lato gli effetti di tali attività hanno immediato riscontro nella mitigazione degli impatti dovuti agli eventi estremi, dall'altro sono presupposto necessario per ottimizzare e minimizzare, rispetto al mercato assicurativo, i costi dei propri programmi globali di copertura, anche, del rischio legato agli eventi catastrofici naturali.

La prevenzione dei danni derivanti da eventi estremi

Nella business line Enel Grids (a cui appartiene e-distribuzione), negli ultimi anni, il gruppo Enel per far fronte agli eventi climatici estremi ha adottato, un approccio denominato "4R" che, in un'opportuna Policy (*N. 486: 4R Innovative Resilience Strategy for power distribution networks*), definisce le misure da adottare sia in fase di

preparazione di un'emergenza sulla rete sia per un repentino ripristino del servizio ex post, ovvero una volta che gli eventi climatici abbiano causato danni agli asset e/o disalimentazioni. La strategia delle 4R si articola in quattro fasi:

- 1) **Risk Prevention:** include azioni che consentano di ridurre la probabilità di perdere elementi di rete a causa di un evento e/o a minimizzare i suoi effetti, ovvero sia interventi atti ad aumentare la robustezza dell'infrastruttura o la sua possibilità di riconfigurazione, sia interventi di manutenzione. I primi, in particolare, non sono tanto rivolti al miglioramento della qualità del servizio, quanto a ridurre il rischio di interruzioni prolungate ed estese in caso di eventi critici rari e di grande impatto, secondo un approccio probabilistico.
- 2) **Readiness:** comprende tutti gli interventi finalizzati a migliorare la tempestività con cui viene identificato un evento potenzialmente critico, ad assicurare il coordinamento con la Protezione Civile e le istituzioni locali, nonché a predisporre le necessarie risorse ad affrontare l'emergenza.
- 3) **Response:** rappresenta la fase in cui viene dispiegata la capacità operativa per far fronte ad un'emergenza al verificarsi di un evento estremo, direttamente correlata alla capacità di mobilitare risorse operative sul campo e alla possibilità di effettuare manovre telecomandate di rialimentazione tramite collegamenti resilienti di backup.
- 4) **Recovery:** è l'ultima fase nella quale si ha l'obiettivo di far tornare la rete, quanto prima, in condizioni di funzionamento ordinarie, nei casi in cui l'evento meteo estremo abbia determinato interruzioni del servizio nonostante tutte le misure di incremento della resilienza precedentemente adottate.

e-distribuzione S.p.A., seguendo tale approccio, in applicazione di procedure interne che rispettano quanto definito dalle policy della Global Business Line di appartenenza, adotta le seguenti iniziative:

- in ambito *Risk Prevention*, dal 2017, la Società, in conformità alle delibere ARERA n. 2/2017 e n. 668/2018 e n. 614/2023, predispone e realizza il **Piano Resilienza**, che rappresenta un addendum del Piano di Sviluppo nel quale si prevedono investimenti ad-hoc, su un orizzonte di 3 anni, che mirano a ridurre l'impatto di eventi estremi per i seguenti fattori di rischio: ondate di calore, manicotto di ghiaccio e tempeste di vento (caduta di alberi ad alto fusto). Per esempio, nel caso del manicotto di ghiaccio, fenomeno legato alla rottura dei conduttori delle linee aeree nel caso di formazione di accumulo di neve umida, si è valutato il rischio di tali disservizi partendo dalla probabilità di perdere porzioni di rete e calcolandone il relativo impatto in termini di clienti disalimentati ed il danno in termini di energia non fornita. Per i suddetti fattori di rischio sono stati pianificati investimenti come la sostituzione mirata dei conduttori nudi con cavo aereo o interrato, magliature di rete (trasversali) con opportuni telecontrolli. In ultimo, in seguito alla delibera ARERA n. 617/2023 sono stati previsti nuovi interventi per il fattore di rischio ondate di calore, che prevedono la sostituzione di rami con portata non adeguata alle rialimentazioni in casi di disservizi diffusi, tipici delle ondate di calore.

Per i piani resilienza nel periodo 2017-2024 sono stati già investiti circa 990 milioni di euro, di cui euro 969 milioni relativamente agli interventi delle delibere ARERA n. 2/2017 e n. 668/2018 e 614/2023 ed euro 21 milioni relativamente alla delibera ARERA n. 617/2023.

Inoltre, e-distribuzione ha previsto anche le seguenti ulteriori azioni di *Risk prevention*:

- **Gestione della vegetazione:** viene effettuata periodicamente l'attività di taglio piante (come regolato anche dall' Istruzione di lavoro WKI-ESM-MST-23-0072-EDIS "Gestione delle attività di manutenzione della Rete Elettrica"). Esiste in ogni caso la possibilità di rafforzare l'attività di taglio piante "on condition" tramite la gestione delle criticità per vegetazione sull'applicativo di manutenzione Ma.Re.

- **Gestione mirata sulle situazioni a rischio incendio** tramite apposite procedure in virtù di quanto previsto dall' Istruzione di lavoro WKI-ESM-ESR-23-0062-EDIS "Misure di prevenzione dei rischi e di preparazione in caso di incendi boschivi che coinvolgono gli impianti elettrici", dall'Istruzione di lavoro WKI-ESM-ESR-22-0030-EDIS "Disattivazione di impianti elettrici AT-MT-BT in caso di incendi o di situazioni di pericolo" e dall'Istruzione Operativa n. 2064 "Conformità legislativa degli impianti di e-distribuzione rischio incendio DPR 151", in conformità con le Policy Global;

In ambito *Readiness*, anche in conformità alla norma CEI 0-17, e-distribuzione adotta le seguenti misure:

- protocolli con istituzioni e altri enti. I principali sono: "*Protocollo D'Intesa tra Enel Italia e Presidenza del Consiglio dei Ministri – Dipartimento della Protezione Civile*", "*Protocollo d'intesa firmato tra TERNA ed e-distribuzione*", "*Protocollo d'intesa firmato tra ANCI ed e-distribuzione*" e "*Protocollo d'intesa fra Enel Italia S.p.A. e Dipartimento dei Vigili del Fuoco del Soccorso Pubblico e della Difesa Civile*";
- come previsto dalla Policy n. 34 "Incident and Crisis Management Enel Grids Guidelines" e ripreso dalla Istruzione Operativa n. 1510 "Classificazione e Gestione delle emergenze sulla rete elettrica. Gestione degli eventi critici", vengono svolte regolarmente e con il coinvolgimento di tutti gli attori interessati (unità esterne ad e-distribuzione, fornitori di gruppi elettrogeni, TERNA, ecc) delle simulazioni nazionali e territoriali di emergenza (almeno due nazionali all'anno e almeno una territoriale, per ogni territorio, ogni due anni);
- predisposizione di gruppi elettrogeni, torri faro, cavi di by-pass e laboratori mobili cerca guasto. Semestralmente (in corrispondenza dell'arrivo dell'estate e dell'inverno) vengono testate le procedure utilizzate in emergenza;
- contratti per ispezioni eliportate in condizioni d'emergenza;
- utilizzo di droni per ispezioni mirate di linee elettriche sulla base di segnali deboli di rete;
- contratti per il trasporto di materiale in elicottero in condizioni d'emergenza;
- possibilità di potenziare il servizio di segnalazione guasti sia interno che esterno (così come previsto dalla già citata Istruzione Operativa n. 1510);
- portale meteo che prevede sia un sistema di previsioni meteorologiche che di previsione del rischio di impatto sulla rete elettrica (tramite il calcolo dell'Indice di Rischio Meteo Elettrico – IRME), con invio di bollettini quotidiani, portale dedicato aggiornato ogni ora, dettaglio fino al perimetro comunale e attivazione del servizio di nowcasting in caso di condizioni meteo avverse;
- informativa alla clientela fornita attraverso (oltre a call center): powercut map, app dedicata, chatbot accessibile da sito internet, messaggistica istantanea Facebook/Messenger e costante contatto con le istituzioni territoriali in caso di disservizi;
- partecipazione a simulazioni di emergenza organizzate da altri enti;
- predisposizione di una piattaforma digitale (3DM Repository) rappresentante il "gemello digitale" della rete;
- utilizzo di strumenti basati sulla intelligenza artificiale per analizzare i dati provenienti dalle ispezioni ("ODIN").

In tema *Response e Recovery* e-distribuzione si attiva come nel seguito:

- a seguito di disservizi estesi e/o prolungati vengono attivati i flussi comunicativi previsti dalla Istruzione Operativa n. 1510 "Classificazione e Gestione delle emergenze sulla rete elettrica. Gestione degli eventi critici" (anche con comunicazioni verso l'esterno);

- in caso di emergenze, la suddetta Istruzione Operativa prevede la nomina di un Responsabile per la Gestione delle Emergenze, l'apertura di presidi sia interni alle unità di e-distribuzione che presso istituzioni. È prevista anche l'organizzazione di task force di personale e mezzi che accorrono da aree territoriali diverse da quella impattata dall'emergenza;
- viene gestita una messaggistica automatica da fornire ai clienti che contattano e-distribuzione per avere informazioni sullo stato delle disalimentazioni in atto.

Tali attività vengono svolte nel rispetto della Istruzione Operativa WKI-ESM-ESR-22-0021-DIS "Strategia di resilienza innovativa per le reti di distribuzione dell'energia", che recepisce la policy Global n. 486 "Global Infrastructure and Networks 4R Innovative Resilience Strategy for power distribution networks".

In aggiunta, in un'ottica non solo di valutazione di emergenze meteo nel breve-medio termine, ma anche in considerazione del cambiamento climatico al quale si sta assistendo, sono in corso collaborazioni con i principali Istituti di ricerca per analizzare l'andamento dei fenomeni maggiormente critici (*Tabella 1*) per gli asset della rete elettrica di distribuzione per stimarne l'impatto futuro sulla rete nel medio-lungo termine. Si riportano alcuni esempi:

Ondate di calore

Tale evento critico è caratterizzato dal permanere per più giorni di alte temperature in corrispondenza di assenza di precipitazioni. Queste condizioni, ostacolando lo smaltimento del calore delle linee in cavo interrato, provocano un anomalo incremento del rischio di guasti multipli sulle reti soprattutto nelle aree ad alta percentuale di cavizzazione (tipicamente aree urbane e centri di turismo estivo). Negli ultimi anni questi fenomeni hanno assunto una rilevanza molto più significativa, soprattutto in ambito cittadino, trovando il culmine nell'emergenza di Catania dell'estate 2023, caratterizzata dalle condizioni più estreme mai registrate prima in termini di temperature, siccità e persistenza del fenomeno meteo. Tali condizioni ambientali persistenti hanno determinato un effetto senza precedenti su tutte le infrastrutture, comprese quelle elettriche, che hanno visto il fuori servizio di oltre la metà delle linee di media tensione dell'ambito.

Si riportano di seguito le analisi sull'evoluzione prospettica delle condizioni meteorologiche nel periodo 2030-2050 e i diversi indicatori presi in considerazione: i dati climatici di scenario, acquisiti attraverso diverse partnership, sono il risultato di modelli globali e regionali sviluppati da centri di ricerca internazionali. Tra le collaborazioni attive, è in corso quella con il Dipartimento di Scienze della Terra dell'International Centre of Theoretical Physics (ICTP) di Trieste.

Nello specifico, per studiare l'impatto degli eventi intensi legati alla temperatura, l'ICTP ha fornito proiezioni per le principali variabili climatiche con una risoluzione della griglia spaziale di circa 12 Km per l'Italia. La tipologia di dati a disposizione è sia di tipo storico (1990-2020) che previsionale (2030-2050).

Le analisi sulle proiezioni climatiche future considerano scenari alternativi secondo il framework degli scenari climatici proposto dall'International Panel on Climate Change (IPCC); sono quindi stati studiati tre scenari alternativi: RCP 2.6, RCP 4.5 e RCP 8.5.

È in corso di predisposizione un piano che mira a limitare la probabilità e l'impatto delle interruzioni prolungate ed estese, ovvero il rischio di blackout locali, attraverso interventi che potenzino la rete mediante l'utilizzo di componenti intrinsecamente resilienti (ad es. cavi jointless e a sezione potenziata) e interventi mirati all'aumento del grado di contro-alimentabilità della rete MT, attraverso la realizzazione di nuove linee e nuove contro alimentazioni.

Incendi

Relativamente al rischio incendio, nonostante l'irrelevanza di eventi ad oggi registrati nelle reti della Società che non ha generato l'esigenza di un'analisi di impatti, la Business Line Enel Grids, unitamente alla Policy 439 sopra citata, sta predisponendo un approfondimento degli scenari al 2030-2050 sull'evoluzione del fenomeno per eventuale perfezionamento della Policy stessa.

Risorse umane

Organizzazione

Al 31 dicembre 2024 la struttura organizzativa della società e-distribuzione S.p.A. è definita dalla Disposizione Organizzativa n. 941, versione 33, del 20/12/2024 e si compone di:

- **unità Tecniche Centrali:** Customer Engagement; Network Development; Construction; Operations and Maintenance; Health, Safety, Environment and Quality;
- **unità di Staff:** Administration; Industrial Planning and Control; People and Organization; Legal and Corporate Affairs;
- **quattro Macro Aree Territoriali**, così organizzate:
 - Macro Area Nord Ovest, che gestisce le Aree Operative Piemonte e Liguria, Lombardia e Sardegna;
 - Macro Area Centro Nord, che gestisce le Aree Operative Veneto e Friuli-Venezia Giulia, Emilia-Romagna e Toscana e Umbria;
 - Macro Area Centro che gestisce le Aree Operative Lazio, Abruzzo Marche e Molise e Campania
 - Macro Area Sud, che gestisce le Aree Operative Puglia e Basilicata, Calabria e Sicilia.

Tutte le suddette unità riportano gerarchicamente e funzionalmente all'Amministratore Delegato della Società.

Inoltre, e-distribuzione S.p.A. facendo parte di un gruppo verticalmente integrato, è sottoposta agli obblighi di separazione funzionale previsti da Arera nel Testo Integrato Unbundling Funzionale (TIUF Allegato A alla Delibera Arera n.296/2015/R/com).

Consistenze

La consistenza finale al 31 dicembre 2024 del personale della Società è stata pari a 16.225 unità, con un aumento netto di 562 unità rispetto al 31 dicembre 2023, dovuto a:

- 1.323 nuovi inserimenti (di cui 190 Impiegati/Quadri/Dirigenti e 1.133 operai);
- 143 risorse in ingresso come mobilità interna provenienti da altre società del gruppo;
- 768 cessazioni (di cui 460 per effetto art. 4);
- 136 risorse in uscita il 31 dicembre 2024 per il conferimento del personale afferente al Ramo d'Azienda a Duereti S.r.l.

Di seguito si riporta una tabella con le consistenze finali del personale al 31 dicembre 2023 e 2024 e la relativa movimentazione intervenuta nell'esercizio, con dettaglio per categoria:

| | Consistenza al 31 dicembre 2023 | Assunzioni e reinserimenti (*) | Cessazioni | Mobilità intragruppo | Cambi Categoria | Cessione Ramo d'azienda | Consistenza al 31 dicembre 2024 |
|---------------|---------------------------------|--------------------------------|------------|----------------------|-----------------|-------------------------|---------------------------------|
| Dirigenti | 102 | 1 | 2 | 2 | 2 | 1 | 104 |
| Quadri | 1.082 | | 74 | 46 | 76 | 5 | 1.125 |
| Impiegati | 7.386 | 189 | 466 | 95 | (17) | 40 | 7.147 |
| Operai | 7.093 | 1.133 | 226 | - | (61) | 90 | 7.849 |
| TOTALE | 15.663 | 1.323 | 768 | 143 | - | 136 | 16.225 |

(*) di cui 9 impiegati in Apprendistato Duale

Sviluppo e Formazione

Nell'ambito Sviluppo ed Empowerment delle persone, di seguito le principali attività del 2024.

Smart Grids Executive Program

È stato progettato, in partnership con il Politecnico di Milano, un percorso formativo rivolto ai giovani laureati in ingegneria assunti negli ultimi quattro anni in e-distribuzione. Dopo un trasparente ed approfondito processo di selezione tecnico e motivazionale, l'Executive Program Smart Grids è stato avviato per 35 colleghi provenienti da tutta Italia, in modalità ibrida, per un totale di 170 ore di didattica in modalità ibrida, con un 40% di lezioni in presenza in aula con docenti del Politecnico di Milano e un 60% con sessioni da remoto con docenti e-distribuzione.

L'Executive Program Smart Grids è nato con l'obiettivo di rafforzare le competenze nella progettazione e gestione delle reti digitali, promuovendo l'innovazione del sistema elettrico e formare i futuri protagonisti della transizione energetica. Il percorso formativo offre un programma di eccellenza attraverso una didattica innovativa che supporta i giovani professionisti dell'ambito STEM (Science, Technology, Engineering and Mathematics) selezionati nell'affrontare le sfide tecnologiche del settore energetico con approfondimenti sugli scenari energetici nazionali ed europei, il ruolo del DSO (Distribution System Operator), le specificità e l'implementazione delle Smart Grids, le strategie di pianificazione economica degli investimenti, le nozioni sull'Health & Safety e relativa normativa e soft skills come project management, storytelling e public speaking.

Change Management Luiss

È stato progettato e disegnato un piano di Change Management rivolto alle persone che occupano i ruoli chiave territoriali dell'organizzazione di e-distribuzione che prevedrà diverse iniziative pensate per sviluppare un mindset in linea con nuovi valori e comportamenti enel, rafforzare le competenze di leadership e supportare knowledge e best practice sharing all'interno dell'organizzazione. Una delle iniziative avviate è stata il "Per-corso *Relazioni Umane* Boosting su Relazioni industriali, leadership e strategia" disegnato e realizzato con Luiss Business School di Roma che è stato avviato con 32 responsabili. Il percorso formativo, della durata di due giornate, è stato avviato con l'obiettivo di comunicare e condividere le linee guida strategiche dell'organizzazione, dare consapevolezza ai responsabili dell'importanza delle Relazioni Industriali come strumento di comunicazione, approfondire e allenare la loro leadership.

Apprendistato di Alta Formazione e Ricerca con Università dell'Aquila

Nel giugno del 2022 è stato avviato un Programma sperimentale di Apprendistato di Alta Formazione e Ricerca Enel e l'Università degli Studi dell'Aquila finalizzato all'acquisizione del diploma di laurea magistrale in Ingegneria Elettrica. Nell'anno accademico 2023-2024 sono stati assunti 15 apprendisti (10 Rete, 5 Generazione).

Il percorso dell'ultimo anno del corso di laurea in Ingegneria Elettrica è stato in parte rivisitato mediante una **progettazione congiunta tra Università e Azienda**, in modo da realizzare un profilo caratterizzato da competenze e conoscenze rispondenti alle esigenze del mondo del lavoro in particolare per le attività inerenti alla **generazione di energia e le reti elettriche** nell'attuale fase di transizione energetica e di trasformazione tecnologica e digitale dei processi di lavoro.

Anche per l'anno accademico 2024/25 sono stati selezionati ulteriori **12 studenti** (n. 9 nella rete e n. 3 in generazione) con l'avvio del *secondo ciclo di apprendistato di Alta formazione e ricerca per il conseguimento della Laurea Magistrale in Ingegneria elettrica* che ha avuto inizio il 09 settembre 2024. Gli apprendisti alterneranno le lezioni e lo studio universitario alla presenza in azienda.

Safety

Sono state implementate diverse iniziative da parte HR riguardanti la Safety, per promuoverne e favorirne la diffusione a livello di cultura aziendale e organizzativa.

- È proseguito l'impegno sul Progetto Safety Leadership, volto a diffondere una nuova cultura della sicurezza e rendere consapevoli tutti i livelli organizzativi che ciascuna persona, nel suo ambito di attività e responsabilità, può e deve dare un contributo attivo agendo da Leader nella Safety. Con l'erogazione nel 2024 di circa 53.000 ore di formazione a circa 7.500 persone tra tecnici e operativi.
- Per la prima volta a maggio 2024 si è tenuta l'iniziativa Safety Date che ha visto coinvolti circa 600 colleghi tra tecnici e operativi assunti nell'ultimo anno. L'obiettivo della giornata era diffondere il messaggio che la generazione del risultato non può prescindere da un'organizzazione fortemente permeata dalla cultura della sicurezza, facendo leva sui quattro pilastri della stessa.
- È stata avviata la revisione del percorso formativo dedicato agli apprendisti dando un imprinting formativo più uniforme, una razionalizzazione dei corsi e docenze.

Sviluppo Trasversale

È stata avviata una attività di mappatura e monitoraggio continuo dei neoassunti 2022 e 2023 e 2024, con l'obiettivo di favorirne lo sviluppo, garantire il loro coinvolgimento in attività di rilievo per il business e facilitare iniziative di job rotation, anche alla luce dei risultati della survey realizzata nel 2023.

È stato avviato un gruppo di lavoro per la definizione di percorsi di sviluppo per profili chiave dell'organizzazione in ambito di Area Operativa Regionale

Formazione Tecnica

Il piano di Formazione delle linee di business per l'anno 2024 ha visto un mix di modalità di erogazione in presenza - ove possibile per ragioni logistiche – ed in virtuale.

Interamente in presenza, è stato offerto il progetto formativo *Customer Empathy* volto a diffondere la centralità del cliente come competenza chiave per evolvere verso una nuova cultura, migliorare la customer experience e aumentare i livelli di soddisfazione dei clienti interni ed esterni. A seguito di una prima sperimentazione in Calabria, si è avviata la prima fase della formazione, con il supporto di partner esterni, per proseguire a cascata attraverso il coinvolgimento di docenti interni. Obiettivo del progetto formativo è offrire a tutti i dipendenti della Società, stimoli e riflessioni in aula sulla centralità del cliente, favorendo l'interazione e lo sviluppo di competenze e comportamenti customer-oriented, nell'arco del periodo 2024-2026.

Relativamente allo sviluppo di competenze tecniche e digitali legate ad esigenze di business, pur proseguendo nell'importante impegno formativo verso il target degli Apprendisti (operativi e impiegati), sono stati progettati e realizzati in house numerosi corsi ad hoc al fine di favorire l'integrazione in azienda di colleghi interessati da mobilità aziendale e provenienti da altre realtà del Gruppo. A tal fine sono stati definiti specifici percorsi formativi di upskilling/reskilling, basati sulla metodologia dell'affiancamento a referenti esperti di processo (Training on The Job).

I nuovi valori aziendali e il nuovo modello delle competenze di gruppo sono stati i pilastri dello sviluppo delle competenze soft e trasversali. In tal senso, oltre a proseguire l'impegno verso il target dei neoassunti - con iniziative incentrate sullo sviluppo di competenze trasversali di base (es. comunicazione efficace, capacità di lavorare in team, economics e strumenti base di project management) - ha avuto ampio spazio il Progetto Learning in Tour, organizzato da Country Italia, volto a rafforzare alcune competenze chiave (es. spirito di iniziativa, gestione del tempo, flessibilità,..), offrendo una formazione in presenza in diversi capoluoghi di provincia.

Relazioni sindacali

Nel corso del 2024 le relazioni industriali nell'ambito del Gruppo Enel sono state correlate alle priorità connesse all'attuazione del Piano industriale 2024-2026 e ai pilastri strategici che lo sostengono - redditività, flessibilità e resilienza; efficienza ed efficacia; sostenibilità finanziaria e ambientale.

A partire da gennaio e per tutto il primo trimestre 2024, è stato avviato un percorso di incontri sindacali per l'illustrazione del Piano strategico a livello complessivo e per aree di business, approfondendo impatti, azioni e iniziative proposte per sostenere i cambiamenti necessari e funzionali alla realizzazione dello stesso. Attraverso un confronto costante tra le Parti che ha consentito infine di superare le divergenze tra le reciproche posizioni, si è quindi giunti, ad aprile 2024, alla redazione di un Protocollo di Intesa sulle tematiche rilevanti e più urgenti, quali in particolare: la condivisione di iniziative tese a potenziare il ruolo di Enel nella gestione della transizione energetica e a garantire la continuità delle concessioni; la creazione dell'unità Work Force Evolution in ottica di sviluppo e realizzazione di iniziative di upskilling e reskilling per la migliore allocazione e valorizzazione delle risorse coinvolte in processi riorganizzativi, esempio in ambito generazione e retail; il potenziamento del welfare aziendale; la previsione di un piano di investimenti, di un modello di funzionamento operativo e di un programma di immissioni in ambito Rete idonei ad abilitare una transizione energetica equa, sicura e sostenibile.

In coerenza con il nuovo assetto organizzativo aziendale e con la vigente normativa di legge in materia, a inizio 2024, è stato poi sottoscritto l'accordo sindacale nazionale che contiene la regolamentazione per la costituzione e la disciplina delle competenze e funzioni delle rappresentanze sindacali unitarie e dei rappresentanti dei lavoratori per la sicurezza e Ambiente (RSU-RLSA) del Gruppo Enel, con svolgimento delle elezioni – per la prima volta prevalentemente in modalità on line- nel mese di maggio 2024.

Parimenti nel mese di maggio si sono svolte le elezioni per il rinnovo dei rappresentanti dei lavoratori negli Organi sociali di ARCA e FISDE con modalità di voto elettronico.

In relazione alla scadenza dell'accordo sindacale in materia di smart working (avvenuta in data 31 marzo 2024), sono state definite le linee guida con le quali, nel rispetto della normativa di riferimento e sempre in ottica di garantire un maggior equilibrio dei tempi di vita e lavoro, si è confermata per il personale Enel la possibilità di continuare a lavorare in Smart Working per un numero massimo di nove giorni al mese.

Nel corso dell'anno 2024, con riferimento Premio di Risultato, si sono svolti gli incontri di confronto sindacale a livello nazionale su consuntivazione dei risultati registrati nell'anno 2023 ed assegnazione obiettivi anno 2024-cassa 2025

Sono stati, inoltre, sottoscritti gli accordi di rinnovo finanziamento ARCA e FISDE per il triennio 2024-2026 (in data 29 luglio 2024) e di rinnovo finanziamento ACEM e ASEM (dicembre 2024) per il triennio 2025-2027.

A settembre 2024, a conclusione dei lavori della Commissione bilaterale, istituita a livello di settore in attuazione di quanto previsto dal Ccnl con lo scopo di verificare l'impatto della digitalizzazione, dell'innovazione tecnologica e della transizione energetica sui mestieri elettrici tradizionali, è stato sottoscritto il "Protocollo nuove professionalità, competenze emergenti e classificazione". Tale Protocollo integrativo dell'art.33 CCNL contiene un elenco di profili professionali per ambiti di business con descrizione sintetica delle attività ed indicazione delle relative competenze, capacità richieste e scolarità correlate e collocazione nel sistema classificatorio.

Nel mese di novembre, è stato sottoscritto il verbale di accordo sindacale in materia di "genitorialità", con il quale sono state previste diverse misure migliorative rispetto alle attuali previsioni di legge ed in aggiunta a quanto già definito con il precedente accordo sindacale del 24 gennaio 2023 (es. incremento delle giornate di congedo di paternità, delle indennità previste per il congedo parentale, previsione di alcuni permessi retribuiti per i caregiver e per i genitori riconoscimento di un contributo in caso di iscrizione al FOPEN per i figli a carico entro i primi tre anni di vita).

Nell'ambito del Comitato Salute e Sicurezza di Gruppo, ampio spazio è stato dedicato nel corso dell'anno alla costruzione dell'impianto e del percorso metodologico per l'aggiornamento della Valutazione del Rischio Stress lavoro-correlato all'interno del Gruppo Enel e successiva analisi dei risultati e definizione dei piani di azione, il tutto svolto con il supporto dell'Inail.

È stato, altresì, sottoscritto con le Organizzazioni Sindacali Mondiali e Nazionali il Global Framework Agreement Enel.

Per quanto concerne e-distribuzione, individuato come asset strategico per il raggiungimento degli obiettivi posti dalla transizione energetica, nel corso del 2024 si è sviluppato un costante e proficuo confronto con le segreterie nazionali delle OOSS che ha consentito di definire rilevanti tematiche connesse all'attuazione del piano industriale declinato per tale area di business con previsione di un modello operativo che coniughi flessibilità ed efficienza, che sia focalizzato su attività ad alto valore aggiunto e che mantenga un adeguato livello di competenze interne e di presenza territoriale

A decorrere dal mese di luglio è stato dato corso al confronto con le segreterie nazionali delle Organizzazioni Sindacali che si è concluso nel mese di settembre con la definizione di una revisione dell'assetto organizzativo di e-distribuzione - che ha interessato principalmente le Unità Tecniche Centrali e la costituzione delle Macro Aree Territoriali – e successiva disamina dei riflessi sul personale e sottoscrizione di un verbale di classificazione delle qualifiche introdotte o modificate a seguito del suddetto riassetto organizzativo.

In data 19 settembre 2024 si è proceduto alla sottoscrizione di un nuovo Verbale di Intesa ed altro specifico Accordo di pari data con i quali si è definito un nuovo modello operativo che, attraverso la previsione di un nuovo orario di lavoro per gli operai di Blue Team di Unità Territoriale caratterizzato da un ampliamento dell'arco orario di attività in cui si collocano due prestazioni giornaliere ordinarie, mira a garantire un maggior presidio della rete e rapidità nella risoluzione dei disservizi, flessibilità nella gestione dei rapporti con le imprese e i clienti ed un migliore equilibrio tra vita lavorativa e personale attraverso una maggiore prevedibilità dell'impegno lavorativo. Tale modello operativo è stato avviato in via sperimentale su quattro Unità Territoriali a decorrere dal 28 ottobre 2024 con previsione di estensione alle restanti Unità Territoriali a valle di una verifica sugli esiti complessivi della sperimentazione attraverso il monitoraggio di indicatori congiuntamente definiti a fine ottobre 2024.

Con ulteriore accordo nazionale, sempre datato 19 settembre 2024, e decorrenza applicativa 1° novembre 2024, è stato rivisto il trattamento economico e la normativa di riferimento della Task Force emergenza rete e rinforzo reperibilità.

Elevata è stata l'attenzione dedicata dalle parti sociali alla valorizzazione delle risorse cui è dedicato un primo accordo sottoscritto con le segreterie nazionali delle Organizzazioni sindacali del 6 novembre 2024 che definisce specifici percorsi di evoluzione professionale per profili altamente specializzati (personale delle unità Lavori Sotto Tensione MT, Verifiche, Centri Operativi)

Il dialogo sociale nel corso del 2024 è stato, inoltre, sempre orientato a consolidare e sviluppare gli standard di salute e sicurezza sul lavoro. Al riguardo, particolare importanza assume il Verbale di Accordo del 6 novembre 2024 con il quale è stata introdotta la certificazione delle attività di manovre in campo e consegna impianti.

Continuo è stato durante l'anno il confronto sindacale sulla concreta implementazione del piano di immissioni in ambito Rete previsto dal Protocollo di Intesa del 24 aprile 2024 al fine di fronteggiare le esigenze connesse alla reperibilità operativa, agli investimenti/PNRR e all'aumento delle connessioni produttori (2000 unità nell'arco di piano 2024-2026).

Inoltre, dopo aver ritualmente osservato le procedure formali di cui all'art. 47 della Legge 428/1990 e smi, con verbali di accordo del 9 ottobre 2024 e del 12 dicembre 2024 è stata definita, con efficacia traslativa 31 dicembre 2024, l'operazione di conferimento di ramo aziendale e-distribuzione "Cinta Milano e Valtrompia" in favore della

società Duereti S.r.l. e correlata regolamentazione del trattamento economico-normativo per il personale interessato.

Costante e proficuo è stato, infine, l'esame congiunto svolto in sede di Organismo Bilaterale Salute e Sicurezza di e-distribuzione, ove si sono raccolti pareri ed osservazioni afferenti alle principali tematiche ed iniziative in materia di salute e sicurezza (si annoverano, in particolare, il progetto "La sicurezza Premia", la revisione IO 132/2017 sulla gestione dei carichi di lavoro connessi alle prestazioni eseguite fuori dal normale orario di lavoro e riposi, la definizione di percorsi formativi per unità specialistiche e la rimodulazione del percorso formativo di apprendistato).

Sicurezza sul lavoro

Nell'ambito del piano delle iniziative volte al miglioramento continuo della sicurezza sul lavoro ed al mantenimento delle condizioni di salute dei lavoratori, oltre alle attività di formazione previste e alle iniziative avviate d'intesa con la Capogruppo e la Global Business Line, e-distribuzione S.p.A. ha completato l'implementazione di precedenti progetti ed avviato nuove attività, come di seguito descritto.

Formazione HSEQ

Nel 2024 c'è stato un aumento della formazione erogata (+ 14%) sono state erogate 871 mila ore. Il 40% della formazione erogata ha coinvolto il personale neoassunto.

La formazione 2024 è stata impostata facendo riferimento agli obblighi normativi, rispettando le scadenze delle abilitazioni, inoltre particolare attenzione è stata dedicata alle seguenti tematiche:

- Percorsi di formazione dedicati al personale docente:
 - ✓ Estensione del corso "Train the trainer" per potenziare le capacità formative dei colleghi
 - ✓ Avvio del percorso "docenti gold" rivolto a 75 dei nostri migliori docenti. Un percorso di upskilling per potenziare le capacità di gestione d'aula dei formatori interni e per far diventare il docente un comunicatore persuasivo ed efficace nonché un facilitatore di apprendimento e cambiamento.
- Esecuzione del corso per la gestione del rischio aggressione e delle situazioni critiche ai colleghi che eseguono verifiche ai complessi di misura.
- Avvio progetto pilota per valutare l'efficacia della formazione applicando il modello di Kirkpatrick sul corso di aggiornamento delle PRE (erogato a tutto il personale tecnico ed operativo nel primo trimestre '24).

Stop Work Policy

È continuata, in occasione della condivisione di eventi safety, l'azione di sensibilizzazione sia verso il personale e-distribuzione che verso le Imprese, circa l'importanza della Stop Work Policy, che prevede la facoltà per tutti i dipendenti di fermare l'attività lavorativa nel caso in cui si ravvisino rischi per la sicurezza delle persone o per l'ambiente.

Nei confronti del personale neoassunto (operativi e impiegati) sono stati erogati, nel corso delle prime formazioni, i moduli relativi alla Stop Work Policy, facendo riferimento anche alle recenti modifiche del D.Lgs. 81/08, e alla cultura del Buddy Partner.

Stop for Safety (S4S)

In data 26 settembre 2024 e-distribuzione ha fermato tutte le attività programmate, sia quelle del proprio personale sia quelle delle proprie Imprese appaltatrici, per l'intera mattinata, fermo restando il garantire la continuità del servizio elettrico, con lo scopo di promuovere la riflessione ed il confronto sul tema della sicurezza. All'incontro hanno partecipato tutti i colleghi di E-distribuzione e delle Imprese appaltatrici: oltre 20.000 persone riunite in 107 sedi diverse dislocate sull'intero territorio nazionale.

La giornata ha visto ribadire l'impegno di e-distribuzione a tutela della salute e della sicurezza, rafforzando concetti di inclusione e di cammino condiviso, da alimentare attraverso il rispetto delle regole e delle procedure, ma anche con la consapevolezza e la responsabilità di agire ognuno un ruolo fondamentale per la propria e altrui sicurezza. La sicurezza è infatti un lavoro di squadra, una cultura da diffondere e rafforzare. La giornata è stata caratterizzata da numerose occasioni di ingaggio verso i partecipanti, dalla visione di tre video tematici ed emozionali a cui è seguito un quiz e una premiazione finale, alla condivisione di testimonianze del personale e-distribuzione e Impresa sul palco. Durante l'evento spazio anche a testimonianze esterne di grande valore, come quella di ITA Airways che ha condiviso la sua esperienza nel campo della sicurezza del volo, suscitando interesse e curiosità per le attinenze e analogie in termini di comportamenti, azioni e procedure che e-distribuzione mette in campo.

Con il "wall post-it" e "safety aforisma" i partecipanti hanno potuto scrivere, disegnare e inviare dei pensieri circa il significato che loro attribuiscono al concetto di "sicurezza" e l'occasione, in continuità con le precedenti edizioni, ha visto successivamente sviluppare delle iniziative trasversali di valorizzazione dei contributi quali la creazione di calendari sulla sicurezza.

Safety Leadership

Il programma di Safety Leadership, avviato nel 2022 con l'obiettivo di stimolare la creazione di una cultura condivisa sulla sicurezza, è stato indirizzato in prima battuta a tutto il management di e-distribuzione e nel 2023 è stato lanciato un programma pilota per i colleghi tecnici e operativi. Questo programma è stato completato nel 2024 raggiungendo oltre 9.000 colleghi.

Inoltre, per il Management sono stati previsti dei momenti di follow up su contenuti tecnici/legali e psicologici/comportamentali:

- Follow up safety leadership focus Legale per il management (raggiunte 174 persone) – 6 ore in presenza
- Follow up safety leadership focus Soft per il management (raggiunte 184 persone) – 2 ore online

È continuato l'impegno anche nei confronti delle Imprese; in particolare sono stati organizzati 12 incontri, uno per ciascuna Area Territoriale, ai quali sono state invitate tutte le Imprese qualificate per "rischio safety alto" operanti sulla singola Area. Obiettivo di tali incontri è stato quello di sensibilizzare il personale Impresa al fine di:

- rinforzare i principi di collaborazione tra committente e imprese appaltatrici/esecutrici nella gestione della «sicurezza» e della responsabilità condivisa;
- condividere un approccio proattivo nell'identificazione del rischio e delle azioni preventive in relazione alla sua gestione.

Gli incontri hanno visto la partecipazione di oltre 650 persone in rappresentanza di 196 Imprese.

Metodi di Lavoro, DPI e Attrezzature

È proseguita nel corso del 2024 l'attività generale di definizione ed aggiornamento delle linee guida in tema di Dispositivi di Protezione Individuale (DPI) ed attrezzature collegate agli aspetti di salute e sicurezza dei lavoratori, nonché di presidio delle relative attività di certificazione e omologazione, d'intesa con le altre unità coinvolte.

Sono stati redatti/aggiornati 14 Metodi di Lavoro, 33 Specifiche Tecniche Unificate, seguiti 162 processi di omologazione e definiti altrettanti requisiti di gara.

Si segnala in particolare l'aggiornamento delle specifiche tecniche dell'intero set di utensili manuali isolati, con l'introduzione di nuovi attrezzi per i cavi di più recente unificazione e l'emissione di una guida per lo sguainamento dei cavi (EM3000) diffusa con relativa formazione.

È stato completato il progetto di aggiornamento di tutti i metodi di lavoro per la messa in sicurezza degli impianti di distribuzione, con l'emissione dei metodi per i cavi e per le cabine secondarie; la formazione è prevista per il 2025.

Nel corso del 2024 è proseguito l'ampliamento dell'attività sui Lavori Sotto Tensione MT, con l'estensione da 12 a 15 Squadre territoriali sulle tecniche a "distanza", ed è stato aggiornato il documento di riferimento per le PRE dei LST MT (PLST01).

HSE Update

È proseguita nel corso del 2024 la diffusione periodica degli HSE Update, documenti in cui vengono descritti ed analizzati gli eventi e gli indicatori d'interesse (Infortuni, Near Miss, Safety Observation, Eventi controllati) in ambito Salute, Sicurezza e Ambiente.

Tali informative vengono condivise con cadenza in genere bimestrale con tutto il personale di e-distribuzione e con tutte le Imprese operanti sulla nostra rete.

Sulla base di quanto già fatto nel corso del 2023, anche nel 2024 la documentazione è stata arricchita con delle sezioni di approfondimento su temi specifici e con una sezione di sensibilizzazione che prevede la disponibilità di materiale video di ricostruzione di eventi infortunistici.

Progetto #MissionZero e Piano di Comunicazione

Nel 2024, il piano di comunicazione in ambito Sicurezza e Ambiente di e-distribuzione ha perseguito le finalità del progetto Mission Zero sui pilastri delle persone, dei processi e delle tecnologie in continuità con il 2023, oltre che definire le iniziative previste a rafforzare la cultura della sicurezza, rispetto dell'ambiente e perseguendo obiettivi di sensibilizzazione verso i terzi.

Nel corso dell'anno sono stati raggiunti obiettivi mirati ad accogliere i bisogni del personale territoriale, recepiti all'interno del Piano Safety 2024, che ha visto il lancio di una piattaforma di condivisione dei temi di interesse HSEQ e l'avvio di un piano di creazione contenuti multimediali che ha integrato i contributi resi disponibili HS Global Grids. Si tratta, in particolare, di video 3D che hanno visto proporre ricostruzioni infortunistiche e casi studio che sono stati oggetto di analisi e sensibilizzazione verso tutto il personale, interno ed esterno, confermando e rafforzando gli esiti positivi dell'anno precedente.

Una quota parte delle iniziative di sensibilizzazione è stata inoltre condivisa con le Imprese appaltatrici, con la creazione di un piano editoriale ad hoc sulla piattaforma "WeGrid Contractors". Numerose le pubblicazioni interne ed esterne, così come i rilanci social, in tema di Comunicazione sia della Sicurezza ma anche di sostenibilità e rischio terzi.

Progetto WeGrid Contrattisti

In continuità con la mission "La Sicurezza si fa insieme", il 2023 ha visto il lancio ufficiale della piattaforma WeGrid Contractors, uno spazio virtuale in cui condividere con le imprese contrattiste di e-distribuzione, tematiche di sensibilizzazione sui temi della Sicurezza. Il progetto ha visto l'apertura della sezione Safety nel settembre 2023 per partire con importanti iniziative di ingaggio verso i contrattisti. La creazione di un piano editoriale dedicato ha consentito di inserire all'interno della piattaforma numerosi contributi (news, video, interviste, approfondimenti) già negli ultimi mesi del 2023. Il 2024 ha visto la pubblicazione di oltre 20 contributi, nonché l'apertura della sezione ambiente e di un repository dedicato.

Attività di controllo cantieri

Nel corso del 2024, in linea con quanto già effettuato lo scorso anno, si è proseguito con l'approccio "Total Quality", il cui focus è posto sulla qualità dei controlli, piuttosto che strettamente sui volumi, interpretando il controllo come il primo e più efficace momento di verifica della formazione ricevuta.

Anche nel corso del 2024, quindi, sono state date indicazioni, in particolare al personale HS di AOR e di UT, affinché nella gestione dei controlli fossero tenuti in considerazione i principi della Total Quality che, tra l'altro, richiedono una distribuzione uniforme dei controlli tra i soggetti osservati e nel tempo, nonché una maggiore ricorrenza di controllo sul personale e sulle Imprese con performance meno brillanti. A dicembre 2024 risulta così

controllato almeno una volta il 99,1% del personale e-distribuzione, con il 91% delle persone che hanno ricevuto almeno 3 controlli.

Dal punto di vista numerico, al 31 dicembre 2024 si registrano complessivamente oltre 51.000 controlli su personale e-d e Impresa, sostanzialmente in linea con quelli effettuati nello stesso periodo dello scorso anno (lieve calo su personale e-d e lieve crescita su personale Impresa).

Per quanto riguarda la conformità rilevata dei cantieri, nel 2024 si registra un lieve miglioramento del tasso di non conformità per il personale e-distribuzione, con un calo dei cantieri non conformi (ovvero nei quali è stata rilevata almeno una Non Conformità [NC]) dal precedente 0,8% all'attuale 0,6%, rispetto al totale dei cantieri visitati. Al converso, anche quest'anno risulta in crescita il dato relativo alle Imprese, con una percentuale di cantieri non conformi che passa del 6,2% dell'intero 2023 all'attuale 6,9%

Dal punto di vista assoluto, anche nel 2024, la distribuzione delle NC riscontrate vede una decisa prevalenza Impresa rispetto a quelle rilevate sul personale operativo di e-distribuzione.

Le azioni immediate avviate a fronte di non conformità gravi (o eventi infortunistici), sono state:

- sospensione del preposto ed addetto d'impresa con obbligo di intervento formativo
- sospensione totale o parziale delle attività lavorative con obbligo di presentazione remediation plan
- sospensione qualificazione
- riammissione impresa subordinata all'attuazione del remediation plan e risultanze verifiche cantieri.

Nel corso del 2024, a fronte delle Non Conformità riscontrate in cantiere alle Imprese, si è provveduto alla sospensione di 161 maestranze.

Così come negli anni precedenti, è proseguita la partnership con le imprese appaltatrici, sviluppata con assessment ed altre iniziative di supporto per evidenziare le aree di miglioramento nella gestione dei processi safety e definire specifici piani di azione. In particolare, nel corso del 2024 è stata avviata l'iniziativa di Safety Coaching P2P che ha visto, presso i nostri Centri di Formazione, la partecipazione contemporanea di più Imprese (in genere 3) in modo da favorire uno scambio reciproco delle best practices.

Fatality Risk Index

Nel corso del 2024 è proseguito il processo di valutazione delle performance safety delle oltre 300 Imprese appaltatrici operanti sul territorio nazionale, basato sia sugli eventi infortunistici occorsi che sulle Non Conformità riscontrate in cantiere, tenendo conto anche delle ore lavorate da ciascun appaltatore.

In funzione dell'esito di tale valutazione vengono quindi definite le azioni conseguenti; le misure adottate variano, a seconda della criticità dell'impresa, dall'incremento del presidio in cantiere tramite indirizzo controlli, alla programmazione di specifici assessment con focus sulla gestione dei processi safety, fino alla sospensione parziale o totale dei lavori.

In particolare, nel corso del 2024 sono stati effettuati 138 Assessment (+132% rispetto al 2023), sia a fronte di criticità che per prima valutazione, mentre sono 6 le Imprese i cui lavori sono stati sospesi, totalmente o parzialmente a livello di Area, a seguito di Non conformità rilevanti o Infortuni Gravi o Fatali.

Revisione delle Norme integrative per la Prevenzione del Rischio Elettrico (PRE)

Nel mese di aprile 2024 sono divenute operative le nuove disposizioni delle PRE, una volta completato il programma formativo interno ed informativo per le Imprese.

L'aggiornamento della IO 3405 (PRE) aveva l'obiettivo di:

- Introdurre parti di maggior dettaglio per meglio far comprendere la ratio delle prescrizioni all'interno del documento
- Semplificare il wording per consentire una maggiore fruibilità del documento

- Aggiornare il documento in funzione delle evidenze emerse
- Inserire esempi applicativi e rappresentativi delle attività svolte

Iniziative Digital in ambito HSE

Nel corso dell'anno 2024 sono state rilasciate evolutive sulle seguenti applicazioni:

- AIDA (segnalazione e gestione di infortuni, near miss e safety observation): migrazione dei dati su piattaforma Dremio per iniziative di reporting
- Smart Control (applicativo per la gestione del processo di controllo e delle attività di sicurezza nei cantieri e-distribuzione e delle imprese appaltatrici):
 - ✓ S-CAN: applicazione per la gestione dei controlli in corso d'opera e per il monitoraggio delle attività safety nei cantieri e-distribuzione e delle imprese appaltatrici. Per il personale proprio l'utilizzo è esteso al 100% delle attività mentre per le imprese appaltatrici è in corso un pilota integrato alla solution Open Portal. Nel corso del 2024 sono state implementate evolutive conseguenti alla revisione dalla nuova IO sui controlli, è stata introdotta la nuova funzionalità per il monitoraggio dei PdL (ulteriori sviluppi in corso), è stata eseguita la migrazione delle informazioni in Dremio per il reporting.
 - ✓ e-site controller: applicazione mobile per l'esecuzione digitalizzata dei controlli in cantiere, funzionante anche in condizioni off-line, che ha permesso la smaterializzazione di tutta la documentazione prodotta nei controlli (ad esempio le check-list, il modello feedback al preposto etc) e con la possibilità di tracciare le Stop Work applicate. L'applicazione è utilizzata per il 100% dei controlli al personale interno mentre è in sperimentazione sui controlli alle Imprese appaltatrici. Nel corso del 2024 sono state implementate evolutive per la gestione dei controlli ambiente secondo nuova checklist
 - ✓ e-site worksite: applicazione mobile per la gestione, anche in modalità off-line, delle attività safety del cantiere a cura del preposto ai lavori. L'applicazione sincronizza le informazioni con il cruscotto cantieri di SCAN e permette di tracciare le Stop Work segnalate dai preposti ai lavori. Nel corso dell'anno sono state completate le integrazioni propedeutiche all'utilizzo di e-site worksite in sostituzione dell'App5RO per la gestione delle 5RO, che quindi è stata disabilitata per il personale interno a partire dal 01 settembre 2024. L'applicazione è stata oggetto di ulteriori evolutive per il miglioramento del processo di sincronizzazione (ottimizzazione ed efficientamento, con gestione in background delle sincronizzazioni di upload) e di miglioramento dell'ergonomia, secondo segnalazioni ricevute dalle UT pilota. Infine, sono state apportate evolutive legate all'integrazione con assistente vocale e-lectra (gestione delle 5RO con comando vocale) e introdotto l'utilizzo di modelli di intelligenza artificiale (AI on-edge) per dare un riscontro immediato all'operatore che scatta una fotografia real-time.
- aDAM e MaDAM (gestione DPI ed utensili): applicativi per la gestione delle dotazioni (DPI e utensili) assegnati al personale e-distribuzione.

Nel corso del 2024 sono state implementate le seguenti evolutive legate al piano investimenti:

- inserimento di un contatore per i lavaggi manuali
- evolutiva sulle notifiche mail

Inoltre, sono state implementate ulteriori evolutive legate al progetto Milano:

- revisione e semplificazione del processo di spostamento utente
- revisione del processo di demolizione delle dotazioni
- semplificazione del processo e introduzione della gestione massiva utenti "cessati"

Infine, sono state erogate varie sessioni di formazione e aggiornamento, in particolare sul tema della corretta gestione delle dotazioni sull'applicativo.

Andamento infortunistico e action plan a seguito analisi eventi

Nel corso del 2024 si sono verificati complessivamente 89 infortuni e si è registrata una ulteriore riduzione del Frequency Rate totale (rapporto tra infortuni e milioni di ore lavorate) che si è portato al valore di 1,19 rispetto al valore di 1,29 registrato nel 2023 (-8%).

In particolare, nel corso del 2024 si sono purtroppo verificati due infortuni mortali ad operativi di due imprese appaltatrici, di cui uno dovuto all'urto con macchina operatrice di cantiere ed uno dovuto a caduta dall'alto.

Inoltre, si sono verificati 7 infortuni High Potential, di cui 5 a personale e-distribuzione di tipo elettrico e 2 a personale di Imprese dovuti a caduta dall'alto.

Per gli infortuni High Potential, indipendentemente dalla gravità degli esiti, e per gli infortuni mortali, sono stati effettuati gli approfondimenti previsti, con la costituzione del Gruppo di Esperti, la redazione del rapporto di analisi, l'individuazione di azioni nei confronti dei soggetti coinvolti (impresa appaltatrice) e la proposta di iniziative di miglioramento, in attuazione della Policy 106 di Gruppo.

Inoltre, anche per gli infortuni "rilevanti" sotto il profilo del rischio operativo, indipendentemente dalla classificazione di gravità, sono state effettuate analisi finalizzate sempre alla individuazione delle cause e delle azioni di miglioramento e iniziative specifiche nei confronti dei soggetti coinvolti.

L'Organismo di Vigilanza 231 di e-distribuzione viene periodicamente informato circa l'andamento infortunistico, con particolare riferimento agli infortuni gravi e mortali occorsi a personale di e-distribuzione e di Imprese che lavorano per la stessa. La competente struttura di Safety della Capogruppo provvede invece ad informare l'Organismo di Vigilanza 231 di Enel S.p.A.

Stakeholder e parti interessate

Nel corso del 2024, in continuità con il passato, e-distribuzione ha monitorato l'andamento degli infortuni dei terzi (persone comuni, imprese, lavoratori autonomi che non hanno alcun rapporto di natura lavorativa con e-distribuzione) correlati alla presenza delle proprie infrastrutture sul territorio. Al fine di incrementare la conoscenza e la sensibilità rispetto al rischio elettrico, sono state realizzate: campagne di informazione e di comunicazione, attraverso la sottoscrizione di accordi con istituzioni e associazioni di categoria e mediante l'utilizzo dei propri Centri di Formazione ed addestramento.

Tuttavia, si è registrato un incremento del 27% rispetto al 2023; in particolare, il maggior numero di eventi ha interessato le categorie del settore edile, settore elettrico, settore logistico e cittadini. Per l'anno 2025 sono in fase di definizioni ulteriori accordi con alcune associazioni di categoria e pubbliche amministrazioni.

Risultati economico-finanziari

Definizione degli indicatori di performance

Al fine di illustrare i risultati economici di e-distribuzione S.p.A. e di analizzarne la struttura patrimoniale e finanziaria, sono stati predisposti distinti schemi riclassificati, diversi da quelli previsti dai principi contabili IFRS-EU (*International Financial Reporting Standards* adottati dall'Unione Europea) adottati dal Gruppo e contenuti nel bilancio d'esercizio. Tali schemi riclassificati contengono indicatori di *performance* alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del bilancio d'esercizio e che il management ritiene utili al fine del monitoraggio dell'andamento della società e rappresentativi dei risultati economici e finanziari prodotti dal *business*.

Nel seguito sono forniti i criteri utilizzati per la costruzione di tali indicatori.

Margine trasporto energia: rappresenta il primo margine del core business ed indica la differenza tra i ricavi della gestione caratteristica, i costi di trasporto dell'energia e i costi di acquisto dell'energia per i cd."usi propri" e la perequazione delta perdite.

È calcolato sommando algebricamente le seguenti voci:

- "Ricavi energia" (Ricavi tariffari e Perequazioni), rilevati tra i "Ricavi";
- "Costi per acquisto energia", rilevati tra i costi per "Materie prime e materiali di consumo";
- "Costi per trasporto energia", rilevati tra i costi per "Servizi";
- "Perequazione delta perdite", rilevata tra gli "Altri proventi operativi" se positiva o tra gli "Atri costi operativi" se negativa.

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

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

- delle "Attività per imposte differite";
- dei "Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine";
- dei "Finanziamenti a lungo termine";
- dei "Benefici ai dipendenti";
- dei "Fondi rischi e oneri";
- delle "Passività per imposte differite".

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

- delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti";
- dei "Finanziamenti a breve termine", delle "Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine", dei "Crediti finanziari e titoli a breve termine", dei "Fondi rischi e oneri" e di talune poste incluse nelle "Altre Attività finanziarie correnti" e nelle "Altre Passività finanziarie correnti".

In particolare, nell'ambito del Capitale Circolante Netto, la *Posizione tributaria netta* è determinata sommando algebricamente le seguenti voci:

- “Crediti per imposte sul reddito”;
- “Altri crediti tributari”;
- “Debiti per imposte sul reddito”;
- “Altri debiti tributari”.

Capitale investito netto: determinato quale somma algebrica delle “Attività immobilizzate nette” e del “Capitale circolante netto”, dei “Fondi” rilevati tra le passività, delle “Passività per imposte differite” e delle “Attività per imposte differite”.

Indebitamento finanziario netto: è determinato dai “Finanziamenti a lungo termine” (comprese le quote correnti), dai “Finanziamenti a breve termine”, da alcune poste incluse nelle “Altre passività finanziarie correnti”, al netto delle “Disponibilità liquide e mezzi equivalenti” e del “Conto corrente intersocietario”, dei “Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine”, dei “Crediti finanziari e titoli a breve termine” e di alcune poste incluse nelle “Altre attività finanziarie correnti”.

Risultati economici

La gestione economica dell'esercizio 2024 è espressa in modo sintetico nel prospetto che segue, ottenuto riclassificando secondo criteri gestionali i dati del Conto Economico, redatto secondo lo schema di legge, e confrontando gli stessi con i dati del Conto Economico 2023.

| Milioni di euro | | | |
|--|---------------------|---------------------|--------------|
| | al 31 dicembre 2024 | al 31 dicembre 2023 | Variazione |
| Ricavi energia | 7.054 | 6.449 | 605 |
| Perequazione delta perdite positiva | (2) | 6 | (8) |
| Costo trasporto e acquisto energia | (2.204) | (1.795) | (409) |
| Perequazione delta perdite negativa | (5) | (19) | 14 |
| Margine trasporto energia | 4.843 | 4.641 | 202 |
| Altri ricavi | 957 | 798 | 159 |
| Altri proventi operativi | 1.272 | 357 | 915 |
| Altri ricavi e proventi operativi | 2.229 | 1.155 | 1.074 |
| Costo del lavoro | (606) | (638) | 32 |
| Materiali | (54) | (64) | 10 |
| Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi | (951) | (929) | (22) |
| Altri costi | (452) | (592) | 140 |
| Altri costi operativi | (2.063) | (2.223) | 160 |
| Margine operativo lordo | 5.009 | 3.573 | 1.436 |
| Ammortamenti e impairment | (1.460) | (1.457) | (3) |
| Risultato operativo | 3.549 | 2.116 | 1.433 |
| Oneri finanziari netti | (565) | (561) | (4) |
| Risultato prima delle imposte | 2.984 | 1.555 | 1.429 |
| Imposte | (602) | (504) | (98) |
| Risultato delle continuing operation | 2.382 | 1.051 | 1.331 |
| RISULTATO D'ESERCIZIO | 2.382 | 1.051 | 1.331 |

Margine trasporto energia

Il **Margine da trasporto energia**, pari a euro 4.843 milioni, risulta in incremento rispetto a quello dell'esercizio precedente (euro 4.641 milioni). L'aumento, di euro 202 milioni, è riconducibile essenzialmente:

- all'incremento, pari a euro 605 milioni, dei ricavi energia determinato dall'aumento dei ricavi tariffari (pari a circa euro 825 milioni) e dalla riduzione delle perequazioni negative (per circa euro 97 milioni), parzialmente compensati dalla riduzione dei ricavi da abolizione lag regolatorio (per circa 296 milioni) e dal maggior impatto negativo dei ricavi energia anni precedenti (pari a circa euro 21 milioni);
- all'effetto positivo complessivo, pari a euro 6 milioni, della perequazione delta perdite;
- all'aumento, pari a euro 409 milioni, del costo trasporto e acquisto energia, in conseguenza dell'incremento del costo del trasporto energia registrato nell'esercizio 2024 (pari a euro 408 milioni) e del costo di acquisto energia anni precedenti (pari a euro 8 milioni), in parte compensati dalla riduzione del costo corrente di acquisto energia (pari a euro 7 milioni).

Altri ricavi e proventi operativi

Gli Altri ricavi e proventi operativi, pari a euro 2.229 milioni (euro 1.155 milioni nel 2023), evidenziano un aumento di euro 1.074 milioni. Tale incremento deriva essenzialmente:

- dalla plusvalenza da alienazione di partecipazioni in imprese controllate, pari a euro 989 milioni, generata dall'operazione di conferimento del ramo d'azienda "distribuzione energia comuni di Milano e Val Trompia" alla società Duereti S.r.l. e dalla successiva vendita del 90% della partecipazione di Duereti S.r.l. ad A2A S.p.A.;
- dall'incremento dei contributi di connessione e altri diritti accessori, pari a euro 124 milioni, in seguito sia al rilascio a conto economico della quota parte di contributi sospesi afferenti alla clientela del ramo Milano, in quanto non rientranti nel perimetro di cessione, sia all'aumento dei lavori per connessioni a produttori e a clienti finali/terzi;
- dall'aumento dei ricavi per altre vendite e prestazioni, pari euro 31 milioni, sostanzialmente riconducibile ai maggiori ricavi per prestazioni di servizi a terzi;
- dall'incremento dei contributi in conto esercizio verso terzi, pari a euro 18 milioni, per maggiori contributi pubblici ricevuti;
- dall'incremento dei ricavi per penalità e altre rettifiche da fornitori, pari a euro 10 milioni.

Tali effetti sono stati parzialmente mitigati dalla rettifica apportata ai ricavi per reintegro OdS e OdR di anni precedenti per la restituzione a CSEA di incassi già oggetto di ristoro negli anni precedenti (per euro 31 milioni), dalla riduzione dei contributi da CSEA per i titoli di efficienza energetica (per euro 38 milioni), dal decremento dei premi sulla continuità del servizio (pari a euro 22 milioni) e dal minor impatto degli altri ricavi terzi (pari a euro 7 milioni).

Altri costi operativi

Gli Altri costi operativi, pari a euro 2.063 milioni (euro 2.223 milioni nel 2023), evidenziano un decremento complessivo di euro 160 milioni, riconducibile prevalentemente:

- alla riduzione degli Altri costi, pari a euro 140 milioni, data sostanzialmente:
 - per euro 58 milioni dal minor impatto della stima penalità per la continuità del servizio (Titolo III del TIQD), per il fatto che l'accertamento al 31 dicembre 2023 comprendeva anche l'intero conguaglio dei cosiddetti "esperimenti regolatori" che non avevano raggiunto il livello tendenziale fissato dall'Autorità per il medesimo anno (pari a euro 59 milioni);
 - per euro 41 milioni dalla riduzione dei costi per titoli di efficienza energetica, per minori volumi acquistati e riduzione prezzi acquisto medi;
 - per euro 19 milioni dalle minori minusvalenze da alienazione;
 - per euro 16 milioni dall'abolizione prevista dal TIQD, a partire dall'anno 2024, sia del contributo al Fondo Eventi Eccezionali a carico del distributore sia degli indennizzi per interruzioni con preavviso (ex Titolo VI del TIQE);
 - per euro 14 milioni dalla riduzione degli accantonamenti al fondo Esperimenti Regolatori a valle delibera ARERA n. 588/2024 e alla luce dei risultati di continuità del servizio del 2024;
 - per euro 4 milioni dai minori indennizzi e penalità corrisposti nell'esercizio 2024 a clienti finali, produttori e fornitori.

Tali impatti sono stati parzialmente compensati:

- per euro 5 milioni dal maggiore accertamento penalità resilienza di competenza anno 2024;

- per euro 2 milioni dalle maggiori penalità per immissione di energia reattiva sulle reti di AT/AAT (delibera ARERA n. 712/2022) e per euro 2 milioni dall'incremento delle penalità per prescrizione biennale a carico dei distributori (delibera ARERA n. 604/2021).
- alla riduzione del Costo del lavoro, pari a euro 32 milioni, per le maggiori capitalizzazioni effettuate nel 2024, pari a euro 39 milioni, compensate dall'aumento del costo del personale, pari a euro 7 milioni;
- al decremento del costo dei Materiali, pari a euro 10 milioni, essenzialmente per il decremento degli acquisti di materiali, compreso l'effetto della variazione delle rimanenze, complessivamente pari a euro 6 milioni e per le maggiori capitalizzazioni effettuate nel 2024, pari a circa euro 3 milioni.

Tali effetti sono stati in parte compensati dall'incremento delle Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi, pari a euro 22 milioni, principalmente per:

- l'incremento dei costi per manutenzioni e riparazioni (terzi), pari a euro 39 milioni;
- l'aumento dei costi per servizi per la realizzazione di lavori e servizi su ordinazione verso gruppo (pari a euro 9 milioni);
- l'aumento dei costi per prestazioni professionali e tecniche verso terzi, pari a euro 6 milioni;
- l'aumento dei costi per servizi informatici, complessivamente pari a euro 4 milioni, riconducibile all'incremento dei costi per servizi informatici gruppo (pari a euro 6 milioni), parzialmente mitigato dalla riduzione dei costi per servizi informatici verso terzi, pari a euro 2 milioni, per la riduzione dei costi per servizi di back office commerciale;
- l'aumento degli altri costi per servizi (gruppo), pari a euro 4 milioni;
- l'incremento delle spese telefoniche, postali e di trasmissione dati, complessivamente pari a euro 3 milioni, per maggiori canoni di licenza per firewall cabine primarie verso terzi;
- l'incremento dei costi per assicurazioni, pari a euro 3 milioni.

Tale incremento è parzialmente compensato:

- dalla riduzione dei costi per godimento beni di terzi, complessivamente pari a 21 milioni;
- dalla riduzione dei servizi connessi alla gestione di autoveicoli e altri servizi al personale – gruppo, pari a euro 12 milioni;
- dalla riduzione dei servizi e altre spese connesse al personale (terzi), pari a euro 3 milioni.

Margine operativo lordo

Il Margine operativo lordo (euro 5.009 milioni) ha subito un incremento di euro 1.436 milioni rispetto all'esercizio precedente (euro 3.573 milioni) dovuto all'aumento degli Altri Ricavi e proventi operativi, pari a euro 1.074 milioni, e del Margine Trasporto Energia, pari a euro 202 milioni, oltre che alla riduzione degli Altri costi operativi, pari a euro 160 milioni.

Ammortamenti e Impairment

Gli Ammortamenti e Impairment (euro 1.460 milioni) mostrano un incremento di euro 3 milioni rispetto all'esercizio precedente (euro 1.457 milioni). Tale aumento è collegato all'incremento degli ammortamenti sia delle attività materiali, pari a euro 72 milioni, sia delle attività immateriali, pari a euro 8 milioni, in parte mitigato dalle minori svalutazioni dei crediti commerciali, altri crediti ed altre attività, pari a euro 77 milioni

Risultato operativo

L'esercizio 2024 chiude con un Risultato operativo di euro 3.546 milioni, in aumento di euro 1.433 milioni rispetto al risultato operativo del 2023 (euro 2.116 milioni), in seguito all'incremento del Margine operativo lordo, pari a euro 1.436 milioni, in parte compensato dall'aumento degli Ammortamenti e Impairment, pari a euro 3 milioni.

Oneri finanziari netti

Gli Oneri finanziari netti, pari a euro 565 milioni nel 2024 (euro 561 milioni nel 2023), accolgono oneri finanziari per euro 644 milioni (euro 635 milioni nel 2023) e proventi finanziari per euro 79 milioni (euro 74 milioni nel 2023).

Imposte

Le imposte sul reddito, al 31 dicembre 2024, sono pari a euro 602 milioni (euro 504 milioni al 31 dicembre 2023).

Esse incidono sul risultato ante imposte per il 20% (per il 32,41% al 31 dicembre 2023).

La minore incidenza delle imposte sull'utile ante imposte rispetto all'anno precedente è principalmente riconducibile alla tassazione in regime PEX della plusvalenza realizzata nell'ambito della cessione della partecipazione detenuta in Duereti S.r.l.

Risultato netto

Il Risultato netto del 2024 risulta pari a euro 2.382 milioni (euro 1.051 milioni nel 2023).

Analisi della situazione patrimoniale e finanziaria

La gestione patrimoniale dell'esercizio è espressa in modo sintetico nel prospetto della che segue, ottenuto riclassificando secondo criteri gestionali i dati del prospetto di Stato Patrimoniale al 31 dicembre 2024, redatto secondo lo schema di legge, e confrontando lo stesso con i dati al 31 dicembre 2023.

| Milioni di euro | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | Variazione |
|---|-----------------|-----------------|--------------|
| Attività Immobilizzate Nette: | 20.450 | 18.990 | 1.460 |
| Immobili, impianti e macchinari | 23.160 | 21.957 | 1.203 |
| Attività immateriali | 498 | 528 | (30) |
| Partecipazioni | 137 | - | 137 |
| Altre Attività non correnti | 63 | 118 | (55) |
| Passività contrattuali | (2.810) | (3.014) | 204 |
| Altre passività non correnti | (598) | (599) | 1 |
| Capitale Circolante Netto: | (2.589) | (1.797) | (792) |
| Rimanenze | 757 | 776 | (19) |
| Crediti commerciali | 4.317 | 3.716 | 601 |
| Altre attività | 88 | 49 | 39 |
| Debiti netti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali | (3.415) | (2.739) | (676) |
| Posizione tributaria netta | (183) | 86 | (269) |
| Debiti commerciali | (1.593) | (1.776) | 183 |
| Passività contrattuali | (1.432) | (1.296) | (136) |
| Altre passività correnti | (1.128) | (613) | (515) |
| Capitale investito lordo | 17.861 | 17.193 | 668 |
| Fondi Diversi e Imposte Anticipate Nette: | 662 | 683 | (21) |
| Benefici ai dipendenti | (214) | (232) | 18 |
| Fondo rischi ed oneri | (330) | (390) | 60 |
| Attività per Imposte anticipate nette | 1.206 | 1.305 | (99) |
| Capitale Investito Netto | 18.523 | 17.876 | 647 |
| Patrimonio netto | 6.889 | 4.534 | 2.355 |
| Indebitamento finanziario netto | (11.634) | (13.342) | 1.708 |

Attività immobilizzate nette

Le Attività immobilizzate nette (euro 20.450 milioni) mostrano un incremento di euro 1.460 milioni rispetto al 31 dicembre 2023 (euro 18.990 milioni), derivante dall'incremento degli immobili, impianti e macchinari (euro 1.203 milioni) e delle partecipazioni (euro 137 milioni), nonché dal decremento delle passività contrattuali non correnti (euro 204 milioni) e delle altre passività non correnti (euro 1 milione). Tali impatti sono stati in parte mitigati dal decremento delle altre attività non correnti (euro 55 milioni) e delle attività immateriali (euro 30 milioni).

L'incremento degli Immobili, impianti e macchinari, pari a euro 1.203 milioni, riflette:

- per euro 1.156 milioni, la variazione in aumento intervenuta negli immobili, impianti e macchinari di proprietà della Società, per effetto degli investimenti del periodo (pari a euro 3.467 milioni), parzialmente compensati dagli ammortamenti (pari a euro 1.279 milioni), dai contributi pubblici portati a riduzione dei nuovi impianti entrati in esercizio dal 1° gennaio 2024 (pari a euro 596 milioni), dal conferimento degli

asset afferenti al Ramo di distribuzione energia elettrica di alcuni comuni della Lombardia a Duereti S.r.l. (pari a euro 391 milioni), dalle dismissioni (pari a euro 34 milioni) e dalla riduzione degli acconti (euro 11 milioni);

- per euro 47 milioni, l'incremento delle attività materiali in leasing, che presentano un aumento di euro 134 milioni per effetto degli investimenti effettuati nell'esercizio 2024, in parte compensati dagli ammortamenti (pari a euro 71 milioni), dalle dismissioni (pari a euro 14 milioni) e dal conferimento alla società Duereti S.r.l. delle attività materiali in leasing riconducibili al Ramo di distribuzione energia elettrica di alcuni comuni della Lombardia (pari a euro 2 milioni).

L'aumento delle Partecipazioni, pari a euro 137 milioni, è la conseguenza della rilevazione, al 31 dicembre 2024, del valore della partecipazione residuale del 10% in Duereti S.r.l.

Il decremento delle Passività contrattuali non correnti, pari a euro 204 milioni, è connesso:

- alla riduzione di euro 228 milioni dei risconti passivi su connessioni alla rete ed altri diritti accessori, per effetto dei rilasci della quota di competenza del periodo pari a euro 589 milioni e della riclassifica, nelle passività contrattuali correnti, della quota a breve (pari a euro 46 milioni). Tale impatto risulta in parte compensato dall'incremento derivante dalle nuove connessioni "over time" realizzate nel 2024 (pari a euro 407 milioni);
- all'incremento, pari a euro 24 milioni, dei risconti passivi relativi ai diritti di appoggio della fibra ottica sulle reti di proprietà della Società.

La riduzione delle Altre passività non correnti, pari a euro 1 milione, è principalmente collegata al decremento dei risconti passivi per contributi da enti pubblici per i rilasci del periodo (pari a euro 19 milioni) e alla riduzione del debito per incentivi all'esodo e altri piani di ristrutturazione (pari a euro 5 milioni), in parte compensati dall'aumento dei *fair value* negativi delle passività non correnti dei derivati su tasso di interesse di CFH (per euro 23 milioni).

La riduzione delle Altre attività non correnti, pari a euro 55 milioni, è riconducibile essenzialmente all'incasso, pari a euro 39 milioni, dei crediti di imposta relativi all'IRPEG dell'anno d'imposta 2003, assolta sull'IRAP, generata dal costo del lavoro, e alla riduzione, pari a euro 18 milioni, della valutazione positiva delle coperture da rischio tasso di CFH sull'indebitamento finanziario a medio/lungo termine. Tali impatti sono stati in parte mitigati dalla rilevazione del derivato attivo a FVTPL sulle opzioni put/call a prezzo fisso sulla cessione della partecipazione di minoranza in Duereti S.r.l. (euro 2 milioni).

Il decremento delle Attività immateriali, pari a euro 30 milioni, deriva sostanzialmente dagli ammortamenti, pari a euro 104 milioni, parzialmente compensati dagli investimenti, pari a euro 74 milioni.

Capitale circolante netto

Il Capitale circolante netto, negativo per euro 2.589 milioni, mostra un incremento di euro 792 milioni rispetto al 31 dicembre 2023 (negativo per euro 1.797 milioni). Tale variazione è la diretta conseguenza dell'aumento dei debiti netti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (pari a euro 676 milioni), delle altre passività correnti (pari a euro 515 milioni), della posizione tributaria netta negativa (pari a euro 269 milioni) e delle passività contrattuali (pari a euro 136 milioni), nonché del decremento delle rimanenze (pari a euro 19 milioni). Tali effetti sono stati

parzialmente compensati dall'aumento dei crediti commerciali (pari a euro 601 milioni) e delle altre attività (pari a euro 39 milioni) oltre che dalla riduzione dei debiti commerciali (pari a euro 183 milioni).

L'incremento dei Debiti netti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (pari a euro 676 milioni), è essenzialmente dovuto all'aumento dei debiti per componenti ed oneri di sistema (euro 525 milioni), dei debiti per penali e indennità continuità del servizio (euro 75 milioni), degli altri debiti verso CSEA (euro 16 milioni), dei debiti per penali resilienza (euro 3 milioni) oltre che per la riduzione degli altri crediti verso CSEA (euro 122 milioni), dei crediti per penali e indennità continuità del servizio (euro 19 milioni), dei crediti per TEE (euro 10 milioni), dei crediti per reintegro OdS (euro 8 milioni) e per maggiori impairment (euro 20 milioni). Tali effetti, sono stati parzialmente compensati dalla riduzione dei debiti per perequazione (euro 121 milioni) e dall'aumento dei crediti per perequazioni (euro 1 milione).

L'aumento delle Altre Passività correnti (pari a euro 515 milioni) deriva principalmente dall'incremento degli acconti per contributi in conto impianti da enti pubblici (euro 485 milioni), dei depositi cauzionali da clienti (euro 25 milioni), dei debiti verso il personale (euro 10 milioni), dei debiti verso clienti (euro 8 milioni) e dei debiti verso istituti previdenziali e assicurativi (euro 5 milioni). Tali effetti sono stati in parte mitigati dalla riduzione dei debiti per indennizzi da erogare verso i clienti (euro 11 milioni), delle passività finanziarie correnti (euro 9 milioni) e sui finanziamenti a medio e lungo termine verso la controllante (euro 5 milioni).

L'aumento della Posizione tributaria netta negativa (pari a euro 269 milioni) è la diretta conseguenza dell'aumento dei debiti per imposte sul reddito, pari a euro 167 milioni, e del contestuale decremento dei crediti per imposte sul reddito, pari a euro 109 milioni, per effetto della rilevazione della stima delle imposte al 31 dicembre 2024, oltre che dell'aumento dei debiti per ritenute di imposta, pari a euro 2 milioni. Tali impatti sono stati in parte compensati dall'incremento dei crediti netti per IVA, pari a euro 9 milioni.

L'incremento delle Passività contrattuali (pari a euro 136 milioni) è sostanzialmente collegato all'aumento degli acconti sui contributi per allacciamenti e aumenti di potenza richiesti dalla clientela e in corso di ultimazione (euro 87 milioni), della quota dei risconti passivi su contributi dalla clientela che sarà riversata a Conto Economico nei successivi 12 mesi (euro 46 milioni) e della quota di risconti passivi relativi ai diritti di appoggio della fibra ottica sulla infrastruttura elettrica (IRU) che sarà riversata a Conto Economico entro i 12 mesi successivi (euro 2 milioni).

Il decremento delle Rimanenze (pari a euro 19 milioni) è riconducibile alla riduzione degli acquisti di materiale (per euro 7 milioni), al decremento degli anticipi a fornitori per acquisti a magazzino (pari a euro 6 milioni) e alla riduzione determinata dal conferimento alla società Duereti S.r.l., del valore delle giacenze afferenti al Ramo di distribuzione energia elettrica di alcuni comuni della Lombardia (pari a euro 6 milioni).

L'incremento dei Crediti commerciali (pari a euro 601 milioni) deriva, per euro 673 milioni, dall'incremento dei crediti da abolizione regulatory lag. Tale impatto è stato parzialmente mitigato dalla riduzione dei crediti commerciali pari, complessivamente, ad euro 72 milioni.

L'aumento delle Altre attività (pari a euro 39 milioni) è principalmente collegato all'iscrizione del credito verso Duereti S.r.l., pari a euro 24 milioni, per il conguaglio di conferimento a credito di e-distribuzione derivante dalla differenza del valore del Ramo di distribuzione energia elettrica di alcuni comuni della Lombardia (31 dicembre 2024) e quello alla data di valutazione dello stesso (31 agosto 2024), all'aumento dei crediti verso compagnie assicurative per rimborsi danni a impianti, pari a euro 7 milioni e all'incremento dei crediti per partite diverse da regolare con i fornitori, pari a euro 5 milioni.

La riduzione dei Debiti commerciali, (pari a euro 183 milioni), è strettamente riconducibile al decremento dei debiti verso terzi (euro 147 milioni) e alla riduzione di quelli verso società del gruppo (euro 35 milioni).

Fondi diversi e Imposte Anticipate Nette

La composizione dei Fondi diversi e Imposte Anticipate Nette è esposta nella tabella seguente:

| Milioni di euro | | | | |
|---|---------------|---------------|-------------|--|
| | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | 2024-2023 | |
| Piani pensionistici e altri piani per benefici post-pensionamento | (214) | (232) | 18 | |
| Fondo rischi e oneri futuri | (330) | (390) | 60 | |
| Imposte anticipate nette: | 1.206 | 1.305 | (99) | |
| <i>Passività per imposte differite</i> | (10) | (19) | 9 | |
| <i>Attività per imposte anticipate</i> | 1.216 | 1.324 | (108) | |
| Totale | 662 | 683 | (21) | |

La riduzione del valore positivo della voce Fondi diversi e Imposte Anticipate Nette, pari complessivamente a euro 21 milioni, è dovuta alla riduzione delle Attività per Imposte anticipate nette, pari a euro 99 milioni, in conseguenza:

- o della riduzione delle Attività per Imposte Anticipate, pari a euro 108 milioni, principalmente collegato alla riduzione dei risconti passivi sui contributi alla clientela (stanziati in fase di prima applicazione del principio contabile IFRS 15) in misura superiore rispetto allo scorso esercizio, e conseguente alla cessione del Ramo d'Azienda a Duereti S.r.l., oltre che alla movimentazione dei fondi rischi tassati avvenuta nel corso del 2024;
- o della riduzione delle Passività per imposte differite, pari a euro 9 milioni, per il decremento intervenuto nei *fair value* dei derivati positivi di copertura CFH da rischio tasso.

Tale impatto è stato in parte mitigato dal decremento:

- del Fondo rischi e oneri futuri, per complessivi euro 60 milioni, per gli utilizzi e gli altri movimenti (euro 129 milioni) e i rilasci (pari a euro 15 milioni), parzialmente compensati dagli accantonamenti dell'esercizio (pari a euro 84 milioni);
- dei Benefici ai dipendenti, pari a euro 18 milioni.

Capitale investito netto

Il Capitale investito netto, pari a 18.523 euro milioni (euro 17.876 milioni al 31 dicembre 2023), risulta finanziato da mezzi propri per euro 6.889 milioni e da mezzi di terzi per euro 11.634 milioni.

Patrimonio Netto

Il Patrimonio netto ammonta ad euro 6.889 milioni e risulta in aumento di euro 2.355 milioni rispetto al 31 dicembre 2023 (pari a euro 4.534 milioni). La variazione in aumento è sostanzialmente determinata dal risultato dell'esercizio, per euro 2.382 milioni, e dalla riduzione della riserva negativa di Rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti, pari a euro 4 milioni; tali effetti sono stati mitigati dalla riduzione della riserva da Valutazione di strumenti finanziari di cash flow hedge, pari a euro 31 milioni.

Indebitamento finanziario netto

L'Indebitamento finanziario netto, pari a euro 11.634 milioni, è costituito dai Finanziamenti a lungo termine (euro 10.766 milioni), dal Finanziamento a breve (euro 2.000 milioni), parzialmente compensati dalle Disponibilità liquide e conto corrente intersocietario intrattenuto verso Enel Italia (positivi per euro 1.017 milioni) e dalle Attività finanziarie (euro 115 milioni), come di seguito esposto:

Milioni di euro

| | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | Variazione |
|---|-----------------|-----------------|--------------|
| Indebitamento a breve termine | (1.389) | (3.032) | 1.643 |
| Quota corrente Mutui BEI | (197) | (186) | (11) |
| Quota corrente Mutui Cassa Depositi e Prestiti | (89) | (89) | - |
| Quota corrente Mutui Intesa* | - | - | - |
| Quota corrente finanziamenti v/Enel Italia per contratti di Leasing | (26) | (27) | 1 |
| Quota corrente finanziamenti v/Enel Produzione per contratti di Leasing | (1) | (1) | - |
| Quota corrente finanziamenti v/terzi per contratti di Leasing | (38) | (22) | (16) |
| Quota corrente finanziamento a medio/lungo termine v/Enel Italia | (97) | - | (97) |
| Disponibilità liquide e conto corrente intersocietario | 1.017 | (1.250) | 2.267 |
| Finanziamento a breve termine v/Enel Italia | (2.000) | (1.500) | (500) |
| Attività finanziarie correnti | 42 | 43 | (1) |
| Indebitamento a m/l termine | (10.245) | (10.310) | 65 |
| Mutui BEI | (2.601) | (2.548) | (53) |
| Mutui Cassa Depositi e Prestiti | (268) | (357) | 89 |
| Mutui Intesa* | (6) | (6) | - |
| Finanziamento a medio/lungo termine v/Enel Italia | (7.253) | (7.350) | 97 |
| Finanziamenti v/Enel Italia per contratti di Leasing | (95) | (100) | 5 |
| Finanziamenti v/Enel Produzione per contratti di Leasing | - | (1) | 1 |
| Finanziamenti v/terzi per contratti di Leasing | (95) | (50) | (45) |
| Attività finanziarie non correnti | 73 | 102 | (29) |
| Indebitamento finanziario netto | (11.634) | (13.342) | 1.708 |

Esso presenta un decremento, rispetto allo scorso esercizio, pari a euro 1.708 milioni, determinato dalla riduzione dell'indebitamento netto sia a breve termine (pari a euro 1.643 milioni) che a medio e lungo termine (pari a euro 65 milioni).

La diminuzione dell'indebitamento netto a breve termine, pari a euro 1.643 milioni, è essenzialmente determinata dall'incremento del saldo positivo delle disponibilità liquide e del conto corrente intersocietario, pari a euro 2.267 milioni, in parte mitigata dall'aumento dei finanziamenti a breve, pari a complessivi euro 623 milioni, e dalla riduzione delle attività finanziarie correnti, pari a euro 1 milione.

L'aumento del saldo positivo delle disponibilità liquide e del conto corrente intersocietario, pari a euro 2.267 milioni, deriva essenzialmente:

- dall'incasso del prezzo di vendita del 90% della partecipazione in Duereti S.r.l., pari a euro 1.229 milioni;
- dall'incasso dei progetti finanziati da enti pubblici e/o organismi ed enti comunitari, pari complessivamente ad euro 1.081 milioni (di cui euro 896 milioni riferiti ai progetti ammessi alle agevolazioni del PNRR);
- dall'ampliamento della linea di credito revolving sul c/c intersocietario pari a euro 500 milioni;
- dall'incasso della prima tranche del finanziamento BEI "Enel Electricity Distribution Network Upgrade" pari a euro 250 milioni;

Tali effetti sono stati parzialmente mitigati:

- dalla maggiore spesa in investimenti rispetto all'anno precedente pari a euro 446 milioni;
- dal rimborso delle quote dei finanziamenti a lungo termine, pari a euro 275 milioni e delle quote dei finanziamenti per contratti di leasing, pari a euro 74 milioni;
- da maggiori oneri finanziari pari ad euro 68 milioni.

L'aumento dei finanziamenti a breve, pari a euro 623 milioni, è riconducibile:

- all'incremento di euro 500 milioni dei debiti per finanziamenti a breve verso Enel Italia, per effetto della nuova linea di finanziamento di tipo revolving, di euro 2.000 milioni, ricevuta nel mese di luglio 2024, in sostituzione della precedente linea di finanziamento revolving di euro 1.500 milioni scaduta nello stesso mese;
- alla riclassifica, dalla voce Finanziamenti a lungo termine, della quota di finanziamenti in scadenza entro i prossimi 12 mesi (pari a euro 383 milioni), parzialmente compensata dai rimborsi dei mutui BEI effettuati nel 2024 (pari a euro 275 milioni);
- alla riclassifica, dalla voce "Finanziamenti a lungo termine" della quota di finanziamenti da leasing in scadenza entro i 12 mesi, pari a euro 15 milioni.

Il decremento delle attività finanziarie correnti, pari a euro 1 milione, si riferisce essenzialmente al decremento della quota a breve del credito per il rimborso degli oneri straordinari connessi alla dismissione anticipata dei misuratori elettromeccanici, sostituiti con contatori elettronici (per euro 2 milioni), in parte mitigato dall'incremento dei depositi di liquidità non disponibili (per euro 1 milione).

La riduzione dell'indebitamento a medio e lungo termine, pari a complessivi euro 65 milioni, è generata dalla diminuzione dei finanziamenti a medio e lungo termine, pari complessivamente a euro 94 milioni, in parte compensata dal decremento delle attività finanziarie non correnti, pari a euro 29 milioni.

In particolare, la diminuzione della quota di finanziamenti a medio e lungo termine, pari a euro 94 milioni, è dovuta:

- al decremento di euro 133 milioni conseguente alla riclassifica delle quote correnti dei mutui BEI e CDP (pari a euro 383 milioni) in parte compensato dall'erogazione di un nuovo finanziamento BEI destinato al supporto del piano degli investimenti di e-distribuzione per il periodo 2024-2026, pari a euro 250 milioni;
- all'incremento di euro 39 milioni dei finanziamenti per leasing, per effetto dell'iscrizione di nuovi finanziamenti da leasing (pari a euro 133 milioni), in parte mitigata dai pagamenti delle passività per leasing del periodo (pari a euro 74 milioni), dalla riclassifica delle quote correnti dei finanziamenti da leasing (pari a euro 13 milioni) e dal conferimento della quota di finanziamenti da leasing afferente al Ramo d'Azienda conferito Duereti (pari a euro 1 milione).

Il decremento delle attività finanziarie non correnti, pari a euro 29 milioni, è invece essenzialmente derivante dalla riclassifica, nei "Crediti finanziari e titoli a breve termine", della quota a breve termine del credito per il rimborso degli oneri straordinari connessi alla dismissione anticipata dei misuratori elettromeccanici, sostituiti con contatori elettronici.

Prevedibile evoluzione della gestione

L'esercizio 2025 si inserisce nel periodo regolatorio tariffario 2024-2031 definito dalle delibere ARERA:

- n. 163/2023/R/com e n. 497/2023/R/com, in materia di criteri e principi generali della regolazione per obiettivi di spesa e servizio e dei criteri applicativi per la determinazione del costo riconosciuto;
- n. 614/2021/R/com (TIWACC) e n. 513/2024/R/com in materia di determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito;
- n. 616/2023/R/eel con cui sono stati approvati i nuovi testi integrati TIT, TIME, TIC e la relativa Relazione tecnica di approfondimento;
- n. 617/2023/R/eel in materia di qualità del servizio e di remunerazione degli investimenti innovativi ("Approvazione delle regolazioni output-based e della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, a valere dal 1° gennaio 2024").

Con le delibere n. 163/2023/R/com e n. 497/2023/R/com, ARERA ha approvato il Testo Integrato della Regolazione per Obiettivi di Spesa e di Servizio (ROSS) per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas per il periodo 2024-2031 (TIROSS 2024-2031) dando avvio, a partire dall'anno 2024, alla prima attuazione dell'approccio c.d. "ROSS-base", con definizione dei nuovi criteri di riconoscimento dei costi basati sulla spesa totale.

Con la delibera n. 614/2021/R/com l'Autorità ha definito i criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2022-2027 (secondo periodo di regolazione - 2PWACC).

Con la pubblicazione della delibera n. 513/2024/R/COM, ARERA ha disposto l'aggiornamento dei parametri rilevanti ai fini della determinazione del tasso di remunerazione del capitale soggetti a revisione per il sub-periodo 2025-2027 ai sensi del TIWACC e del parametro β asset. L'Autorità ha quindi aggiornato il valore del tasso di remunerazione del capitale investito per il sub-periodo 2025-2027, fissandolo al 5,6% per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica per l'anno 2025.

Con delibera n. 585/2024/R/eel sono stati aggiornati i **valori delle tariffe per l'uso delle infrastrutture 2025** applicate ai clienti finali non domestici e domestici, prevedendo con riferimento ai costi di capitale:

- un valore del 5,5% del tasso medio di variazione del deflatore dall'anno 2022 all'anno 2023, sulla base dei dati pubblicati dall'Istat nei Conti economici trimestrali del 4 ottobre 2024;
- un valore ex ante pari a 0,0% del tasso medio di variazione del deflatore dall'anno 2023 all'anno 2024 in linea con quanto riportato nel Documento Programmatico di Bilancio del 15 ottobre 2024.
- e con riferimento ai costi operativi:
- un valore pari al 5,4% del tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo dall'anno 2022 all'anno 2023, calcolato sulla base delle informazioni più recenti rese disponibili dall'Istat;
- un valore ex ante pari a 1,1% per l'anno 2024 e 1,6% per l'anno 2025, in linea con le stime della Banca d'Italia contenute nel Bollettino economico n. 4 del 15 ottobre 2024.

Nel corso dei primi mesi dell'anno 2025 è attesa la pubblicazione del **valore dei ricavi ammessi provvisori per l'anno 2025**, per lo svolgimento del servizio di distribuzione e misura di energia elettrica, mentre è prevista per il 2026 la pubblicazione delle **tariffe di riferimento definitive per l'anno 2024**.

In materia di perdite di rete, con la delibera n. 535/2024/R/eel l'Autorità ha confermato per l'anno 2025 i fattori percentuali applicati a fini perequativi per gli anni 2023 e 2024 per le perdite commerciali ed esteso al 2025 il

meccanismo correttivo dei commi 29.2 e 29.3 del TIV e il meccanismo di riconoscimento dei prelievi fraudolenti “non recuperabili” ex articolo 31 del TIV.

In materia di **regolazione tariffaria dell’energia reattiva**, nel 2022 ARERA con la delibera n. 232/2022 ha introdotto i corrispettivi per reattiva immessa dal 1° aprile 2023 per i clienti MT, BT e DSO sottesi. Con la delibera n. 712/2022 ARERA ha previsto corrispettivi per immissioni di energia reattiva in AT e in AAT dal 1° aprile 2023, con una differenziazione per aree prevedendo un corrispettivo “base” da applicare sull’intera rete e uno più elevato da applicare nelle “aree omogenee” con maggiore impatto della reattiva sulla RTN. Con una serie di provvedimenti pubblicati a fine 2023, l’Autorità ha aggiornato la regolazione tariffaria dell’energia reattiva a decorrere dal 2024.

In particolare, con la delibera n. 616/2023 ARERA ha aggiornato la tabella 5 del TIT, introducendo un corrispettivo unitario unico per gli eccessivi prelievi, eliminando i due scaglioni, e per le immissioni di reattiva a carico dei clienti MT e BT, e modificando anche la quota dei ricavi trattenuti dai DSO, che sarà aggiornata annualmente.

Con la delibera n. 632/2023, ARERA ha confermato, per gli anni 2024 e 2025, i corrispettivi 2023 per le immissioni di reattiva a carico dei DSO connessi in AT e AAT.

Con la delibera n. 617/2023 l’Autorità ha introdotto un meccanismo che incentiva i DSO a installare dispositivi di compensazione delle immissioni di reattiva verso la RTN, attraverso la restituzione dei corrispettivi per immissione versati dai distributori a Terna nei 24 mesi precedenti l’entrata in esercizio di detti dispositivi.

Con la delibera 585/2024 ARERA ha aggiornato per il 2025 i corrispettivi da applicare alle immissioni e agli eccessivi prelievi di energia reattiva da parte dei clienti finali e nei punti di interconnessione tra DSO, in bassa e media tensione. Gli importi unitari sono stati ridotti, mantenendo inalterata la quota parte dei corrispettivi che concorre alla determinazione dei ricavi effettivi dei DSO.

Per quanto riguarda la **Qualità del servizio**, a decorrere dal 1° gennaio 2024, con le Delibere n. 617/2023/R/eel e n. 614/2023/R/eel, l’Autorità ha provveduto all’aggiornamento della regolazione incentivante output-based della qualità del servizio – tecnica e commerciale – e della resilienza delle reti a valere per il sesto periodo regolatorio.

In particolare, con la delibera n. 617/2023/R/eel e i relativi allegati TIQD e TIQC, ARERA ha provveduto a razionalizzare i testi integrati separando la regolazione incentivante output-based della continuità del servizio (TIQD) dal testo integrato della qualità commerciale (TIQC) e introducendo numerose modifiche che ne hanno radicalmente modificato l’impianto regolatorio rispetto alla ormai ventennale regolazione sulla qualità del servizio previgente.

Con la delibera n. 614/2023/R/eel, ARERA ha provveduto alla definizione della regolazione riferita alla resilienza 2019-2024, che disciplina la conclusione della vigente regolazione in essere dal 2018, inserendo alcune migliorie al meccanismo incentivante per gli interventi resilienza presentati dalle imprese distributrici nell’ultimo piano previsto per il 2024, mitigando l’incidenza di eventuali penali.

Con la pubblicazione della delibera 543/2024/R/eel sono stati determinati i livelli obiettivo 2024 e 2025 della regolazione incentivante la riduzione della durata e del numero di interruzioni senza preavviso, che prevede premi per performance migliori dell’obiettivo e penalità per performance peggiori.

In materia di **incentivazione correlata ai benefici degli interventi sulle reti di distribuzione**, con la pubblicazione del TIQD allegato alla delibera n. 617/2023/R/eel ARERA ha stabilito che, in fase prima applicazione del meccanismo premiale, entro il 28 febbraio 2024, ciascuna impresa distributrice potesse presentare istanza di

ammissione relativa a interventi di sviluppo, esclusi gli interventi riconducibili a sistemi di protezione e automazione, con:

- data prevista o effettiva di inizio della realizzazione a partire dal 1° gennaio 2024;
- indicatore sintetico di benefici attualizzati su costi attualizzati superiore all'unità.

Con la pubblicazione della delibera 425/2024/R/eel il regolatore ha ammesso al nuovo meccanismo incentivante basato sui benefici 14 interventi di sviluppo della rete di distribuzione per cui e-distribuzione aveva precedentemente chiesto istanza.

Con la pubblicazione della delibera 472/2024/R/eel il Regolatore ha disposto una serie di aggiornamenti e integrazioni della regolazione funzionali all'applicazione della seconda fase di incentivazione con istanza da parte delle imprese distributrici entro giugno 2025.

Per quanto attiene alla **gestione operativa**, nel 2025 la Società conferma il suo impegno incentrato sulla customer centricity, con l'obiettivo di migliorare la qualità del servizio sia tecnico che commerciale e sulla digitalizzazione, attraverso lo sviluppo di soluzioni digitali che consentano di semplificare i processi e proseguire nel piano di efficientamento operativo.

Relativamente al **Piano Investimenti**, nel 2025 la Società prevede un ulteriore incremento dei già elevati livelli di investimento del 2024, mirati a sostenere lo sviluppo, il rinnovo e l'adeguamento delle reti di distribuzione, proseguendo nel percorso di diffusione delle smart grids, l'incremento della hosting capacity a beneficio degli impianti di generazione distribuita da fonti rinnovabili, l'ottimale gestione dei flussi di energia immessa nelle reti.

Verrà pertanto ulteriormente sostenuto e rafforzato il ruolo dell'infrastruttura di distribuzione a sostegno del raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità fissati dall'Agenda 2030 delle Nazioni Unite, per contribuire allo sviluppo sociale ed economico delle comunità, favorire l'innovazione a beneficio di tutti gli attori del sistema elettrico, partecipare attivamente alle strategie di adattamento e mitigazione contro i cambiamenti climatici.

Queste azioni contribuiranno a mantenere alto il volume di richieste di connessione, con maggiori impatti sulla rete elettrica.

Sul tema resilienza, si proseguirà con la realizzazione dell'attuale piano di interventi al fine di incrementare la resilienza delle reti a fronte dei principali fattori di rischio identificati (manicotto di ghiaccio, ondate di calore, tempeste di vento con caduta piante). Inoltre, a seguito delle delibere n. 617/23 e 472/24, per far fronte all'incremento di frequenza e intensità del fenomeno "ondate di calore" a causa dell'aumento estremo della siccità e delle temperature sia nell'attuale contesto che negli scenari futuri di riferimento, si proseguirà con il piano transitorio di resilienza climatica ed è previsto l'avvio di un nuovo piano resilienza di regime.

Nel 2025 proseguirà il **piano di installazione dei contatori 2G**, in sostituzione dei contatori di prima generazione, con un volume previsto di circa 1,7 milioni di contatori 2G nel corso dell'anno.

Con riferimento al tema relativo all'**Osservabilità della Generazione Distribuita (GD)** da parte di Terna, con la delibera n. 36/2020/R/eel ARERA aveva approvato gli aggiornamenti del Codice di Rete relativi allo scambio dati tra Terna, i DSO (Distribution System Operators) e i Significant Grid User. Con la delibera n. 540/2021/R eel ARERA ha previsto che l'invio dei dati in tempo reale delle grandezze elettriche dagli impianti di GD debba avvenire tramite il DSO che gestisce la rete cui sono connessi gli impianti e ha definito la responsabilità per l'installazione degli apparati, le tempistiche per l'adeguamento degli impianti esistenti e le modalità di copertura dei relativi costi per il cosiddetto "perimetro standard" (produttori con potenza ≥ 1 MW), rimandando a successivi provvedimenti le disposizioni relative a impianti di potenza inferiore in MT e a quelli BT.

Con la delibera n. 730/2022/R/eel ARERA ha differito di 4 mesi le scadenze previste dalla delibera n. 540/2021 per tener conto della limitata disponibilità dei Controllori Centrali di Impianti (CCI) sul mercato.

La Direttiva UE 944/2019 ha previsto per il DSO il ruolo di **acquirente di servizi ancillari locali** come possibile alternativa ai potenziamenti di rete da considerare nella redazione dei piani di sviluppo, chiedendo agli Stati Membri di creare le condizioni per l'approvvigionamento su mercato dei servizi di flessibilità.

ARERA, in recepimento della Direttiva 944, con la delibera n. 352/2021 ha disposto l'avvio di una sperimentazione delle soluzioni regolatorie più appropriate, tramite progetti pilota per l'approvvigionamento da parte dei DSO dei servizi ancillari locali e per la relativa remunerazione.

Con Deliberazione 516/2024 del 3 dicembre 2024, ARERA ha approvato la prosecuzione del **progetto pilota EDGE** proposto da e-distribuzione per l'anno 2025. A dicembre 2024 è stata conseguentemente avviata, tramite la piattaforma di mercato, la fase di registrazione delle risorse candidate per le gare relative ai periodi di contrattualizzazione 2025.

Proseguirà pertanto l'impegno nella sperimentazione avviata nel 2024 ai sensi della Deliberazione del 3 agosto 2023 n. 365/2023/R/EEL, i cui risultati sono rendicontati della Società nelle Relazioni di avanzamento semestrale rese disponibili sul sito internet dedicato al progetto.

Nel 2025 proseguirà l'impegno della Società nella condivisione delle proprie infrastrutture fisiche per facilitare l'installazione di reti di comunicazione elettronica **in banda ultra-larga** agli operatori che intendano utilizzarle per realizzare una propria rete in fibra ottica, come altresì previsto dal D.lgs. n. 33/2016, in attuazione alla Direttiva 2014/61/UE.

In merito alla tematica sulle **comunità energetiche**, con la pubblicazione della delibera n. 727/2022/R/eel del 27 dicembre 2022 ARERA ha ratificato l'approvazione del Testo Integrato dell'Autoconsumo Diffuso (TIAD) attuando le disposizioni dei decreti legislativi n. 199/21 e n. 210/21 in materia di comunità energetiche rinnovabili, comunità energetiche dei cittadini, gruppi di auto consumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, gruppi di clienti attivi che agiscono collettivamente, auto consumatori individuali di energia rinnovabile "a distanza" con linea diretta, auto consumatori individuali di energia rinnovabile "a distanza" che utilizzano la rete di distribuzione, clienti attivi "a distanza" che utilizzano la rete di distribuzione. A seguito del via libera della commissione europea, il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica ha pubblicato, il 23 gennaio 2024, il decreto CER, che stimola la nascita e lo sviluppo delle Comunità energetiche rinnovabili (CER) e dell'autoconsumo diffuso in Italia. L'entrata in vigore di tale decreto, a partire dal giorno successivo alla data di pubblicazione, rende di fatto operativa la delibera n. 727/2022/R/eel. Il testo individua due strade per promuovere lo sviluppo nel Paese delle CER: un contributo a fondo perduto fino al 40% dei costi ammissibili, finanziato dal PNRR e rivolto alle comunità i cui impianti sono realizzati nei comuni sotto i cinquemila abitanti che supporterà lo sviluppo di 2 GW complessivi, e una tariffa incentivante sull'energia rinnovabile prodotta e condivisa per tutto il territorio nazionale. I due benefici sono tra loro cumulabili. Attraverso il provvedimento sarà dunque favorito lo sviluppo di 5 GW complessivi di impianti di produzione di energia rinnovabile.

In materia di **Piano Nazionale Ripresa e Resilienza**, a febbraio 2023 sono stati emessi i Decreti di Finanziamento per i progetti ammessi a finanziamento per i bandi Smart Grid e Resilienza e la Società ha proceduto ad accettare i provvedimenti di concessione, sempre nel mese di febbraio 2023. In seguito alla registrazione dei decreti di finanziamento da parte della Corte dei conti, e-distribuzione, come previsto dall'art. 13 degli Avvisi Pubblici Smart Grid e Resilienza, ha provveduto a richiedere l'erogazione di un anticipo del 10% del contributo concesso per ciascun progetto ammesso alle agevolazioni, per un totale di circa euro 348 milioni. In seguito all'approvazione

della graduatoria dell'Avviso n. 119 del 20 giugno 2020, già a partire dalla fine dell'anno 2022, è iniziata la fase di pianificazione degli interventi previsti nei progetti ammessi al finanziamento la cui realizzazione, già avviata, consentirà di raggiungere gli obiettivi tecnici prefissati sia per la milestone Hosting Capacity del 31 dicembre 2024, sia per la conclusione di tutti i progetti del 30 giugno 2026 e il raggiungimento dei target tecnici di progetto.

In particolare, sul fronte della integrazione delle rinnovabili (incremento **Hosting Capacity**), e-distribuzione prevede di incrementare la capacità della rete elettrica di distribuzione di ospitare, anche tramite interventi di digitalizzazione della rete, ulteriore Generazione Distribuita da fonti rinnovabili per oltre 5.500 MW entro il 2026, di cui circa 900 MW già nel 2024.

Al 31 dicembre 2024, sono stati raggiunti complessivamente sul totale perimetro Italia, 1.430 MW di Hosting Capacity, traguardando e superando i target verso il MASE per ogni area regionale (complessivo Italia 923 MW).

Per quanto riguarda, invece, i progetti di elettrificazione dei consumi, l'obiettivo complessivo al 30 giugno 2026 è aumentare la potenza a disposizione dei cittadini per oltre 6 milioni di abitanti.

Infine, per una rete sempre più resistente ai cambiamenti climatici, gli interventi per incrementare la resilienza delle reti vertono a contenere il rischio di disalimentazione degli utenti, per circa 5.000 km di rete beneficiata (obiettivo finale da raggiungere entro il 30 giugno 2026), in caso di eventi climatici come la formazione di manicotti di ghiaccio, caduta di piante ed ondate di calore.

In merito al **REPowerEU**, a seguito al Bando emanato dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) nel mese di novembre 2024, nell'ambito del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) – Next Generation EU, per la presentazione di proposte progettuali su porzioni di rete a media e bassa tensione al fine di favorire l'elettrificazione dei consumi energetici di almeno 230.000 abitanti - M711 Scale-up- Rafforzamento Smart grid, e-distribuzione nel mese di gennaio 2025 ha candidato, in risposta all' Avviso Pubblico sopra indicato, 2 candidature progettuali, pari a euro 393.155.000 a fronte di euro 393.156.440,30 messi a disposizione nel Bando sopra citato.

In particolare, sono stati candidati oltre euro 200 milioni destinati ad interventi per il rafforzamento smart grid per finanziare il "Progetto per il Rafforzamento Smart Grid-REPowerEU- Centro Nord" da realizzarsi nelle regioni Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Lazio, Liguria, Lombardia, Marche, Piemonte, Toscana, Umbria, Veneto e, sono stati candidati, a valere dello stesso Avviso Pubblico, oltre euro 192 milioni destinati ad interventi per il rafforzamento smart grid per finanziare il "Progetto per il Rafforzamento Smart Grid-REPowerEU- Mezzogiorno" da realizzarsi nelle regioni del Mezzogiorno (Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Molise, Puglia, Sardegna e Sicilia).

Nei primi mesi del 2025 è prevista l'emissione dei Decreti di Finanziamento per i progetti ammessi a finanziamento ed e-distribuzione procederà ad accettare i provvedimenti di concessione e contestualmente provvederà a richiedere l'erogazione di un anticipo del 30% del contributo concesso per ciascun progetto ammesso alle agevolazioni. A partire dai primi mesi dell'anno 2025, a seguito dell'emissione dei decreti di finanziamento, inizierà la fase di pianificazione degli interventi previsti nei progetti ammessi al finanziamento la cui realizzazione, in parte già avviata, consentirà di raggiungere gli obiettivi tecnici prefissati per la conclusione di tutti i progetti entro il 30 giugno 2026 e il raggiungimento dei target tecnici di progetto.

In particolare, l'obiettivo complessivo al 30 giugno 2026 è aumentare la potenza a disposizione dei cittadini per oltre 426.000 abitanti per il progetto "Progetto per il Rafforzamento Smart Grid-REPowerEU- Centro Nord" e oltre 421.000 abitanti per il progetto Progetto per il Rafforzamento Smart Grid-REPowerEU- Mezzogiorno".

In aggiunta a quanto sopra riportato, a novembre 2024, a valere sul REPowerEU, sono stati emessi i Decreti di Finanziamento per due progetti Smart Grid e due progetti Resilienza finanziati parzialmente e/o non finanziati per esaurimento risorse PNRR. Il contributo ammesso a finanziamento è pari a circa euro 56 milioni per i progetti smart grid e circa euro 25 milioni per i progetti resilienza. e-distribuzione ha proceduto ad accettare i provvedimenti di concessione nel mese di dicembre 2024 e provvederà a richiedere l'erogazione di un anticipo del 10% del contributo concesso per ciascun progetto Resilienza ammesso alle agevolazioni.

In particolare, i progetti per il rafforzamento smart grid, già parzialmente finanziati nel PNRR, prevedono interventi nelle regioni Lazio e Calabria e i rispettivi target rientrano in quanto dichiarato nel PNRR; i progetti destinati ad interventi per l'incremento della resilienza sono da realizzarsi nelle regioni Marche e Lazio e i rispettivi target prevedono di migliorare la resilienza di circa 674 km di rete in aggiunta a quanto previsto dalla rispettiva misura PNRR.

Altre informazioni

Informazioni su rischi e incertezze

e-distribuzione S.p.A. svolge l'attività di distribuzione dell'energia elettrica, come illustrato nelle Note esplicative, tale attività, svolta in regime di concessione, è sottoposta alla regolazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, che definisce le modalità di erogazione e di remunerazione del servizio.

Con riferimento a tali modalità, si rinvia al paragrafo dedicato al "Quadro normativo e tariffario", mentre per l'analisi delle principali caratteristiche della concessione si rinvia a quanto riportato nella Nota n. 2 al Bilancio di esercizio.

Per quanto riguarda i rischi di integrità, si rimanda al paragrafo "Compliance" delle Note esplicative.

Anche per l'informativa relativa ai rischi e alle politiche di gestione dei rischi di oscillazione dei tassi di interesse, dei cambi, al rischio di credito e al rischio di liquidità si rinvia alle apposite Note esplicative del Bilancio di esercizio.

Azioni proprie e azioni di società controllanti

La Società non possiede direttamente o indirettamente azioni proprie o azioni della società controllante. Nel corso dell'esercizio non sono state effettuate operazioni in contrasto con gli artt. 2357 quater c.c. e ss.

Non sono, infine, state effettuate operazioni sulle azioni della società controllante né direttamente né indirettamente.

Attività di ricerca e sviluppo

Le eventuali attività di ricerca e sviluppo vengono imputate a Conto Economico nell'esercizio in cui sono sostenute e sono essenzialmente connesse ad iniziative relative a Progetti Finanziati; le principali sono evidenziate nel paragrafo "Andamento operativo – Progetti Finanziati".

Sedi secondarie

La Società non ha svolto la propria attività in sedi secondarie nel corso dell'esercizio.

Informativa sugli strumenti finanziari derivati

Con riferimento all'informativa circa l'uso degli strumenti finanziari richieste dall'art. 2428, comma 2, punto 6-bis) del Codice civile, si evidenzia che al 31 dicembre 2024 sono in essere in via indiretta, tramite accordi con la controllante Enel Italia S.p.A., strumenti derivati sui tassi di interesse, nella forma di *interest rate swaps*. Tali strumenti derivati hanno la finalità di ricondurre a tasso fisso parte dell'indebitamento finanziario contratto a tasso variabile.

Ulteriori informazioni sul valore nominale e sul *fair value* di tali strumenti finanziari sono riportate nelle Note esplicative del Bilancio di esercizio.

Informativa sulle parti correlate

Relativamente ai rapporti con le imprese collegate, le imprese controllanti e con le imprese sottoposte al controllo di quest'ultima, si rinvia alle Nota n. 47 del Bilancio di esercizio.

Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Relativamente ai fatti di rilievo successivi alla chiusura dell'esercizio si rinvia alla Nota n. 53 del Bilancio di esercizio.

Attività di direzione e coordinamento

La Società è soggetta all'attività di direzione e coordinamento di Enel S.p.A. Per tali informazioni si rinvia alla Nota n. 55 del Bilancio di esercizio.

Esonero dalla rendicontazione di sostenibilità

La Società è esonerata dalla redazione della rendicontazione di sostenibilità ai sensi dell'articolo 7 del D.Lgs. n. 125/2024. Pur tuttavia, è disponibile sul sito internet www.enel.com la rendicontazione consolidata della controllante Enel S.p.A. con sede in Roma in V.le Regina Margherita, 137 redatta ai sensi dell'articolo 4 del sopra citato decreto.

Copia della Rendicontazione consolidata di sostenibilità della controllante Enel S.p.A. sarà depositata, nei termini di legge, presso il registro delle imprese della Società.

Bilancio d'esercizio

Conto Economico

| Euro | Note | 2024 | 2023 |
|--|-------------|----------------------|----------------------|
| Ricavi e altri proventi operativi | | | |
| Ricavi | 7 | 8.010.484.769 | 7.247.676.434 |
| Altri proventi operativi | 8 | 1.270.963.426 | 362.506.338 |
| | [SubTotale] | 9.281.448.195 | 7.610.182.772 |
| Costi | | | |
| Materie prime e materiali di consumo | 9 | 783.279.042 | 789.269.255 |
| Servizi | 10 | 3.138.782.931 | 2.707.112.570 |
| Costo del personale | 11 | 1.146.312.266 | 1.138.809.108 |
| Ammortamenti e Impairment | 12 | 1.460.105.597 | 1.457.303.159 |
| Altri costi operativi | 13 | 457.244.508 | 610.746.167 |
| Costi per lavori interni capitalizzati | 14 | (1.252.900.139) | (1.208.607.848) |
| | [SubTotale] | 5.732.824.205 | 5.494.632.411 |
| Risultato operativo | | 3.548.623.990 | 2.115.550.361 |
| Proventi finanziari da contratti derivati | 16 | 33.151.184 | 21.446.399 |
| Altri proventi finanziari | 17 | 46.156.796 | 52.370.340 |
| Oneri finanziari da contratti derivati | 16 | 82.361 | 1.065.300 |
| Altri oneri finanziari | 17 | 644.314.466 | 633.565.143 |
| | | (565.088.847) | (560.813.704) |
| Risultato prima delle imposte | | 2.983.535.143 | 1.554.736.657 |
| Imposte | 18 | 601.561.141 | 503.874.819 |
| Risultato delle <i>continuing operation</i> | | 2.381.974.002 | 1.050.861.838 |
| Risultato delle <i>discontinued operation</i> | | - | - |
| Utile (perdita) dell'esercizio | | 2.381.974.002 | 1.050.861.838 |

Prospetto di Conto Economico complessivo

| Euro | Note | 2024 | 2023 |
|---|--------------------|----------------------|----------------------|
| Risultato netto dell'esercizio | | 2.381.974.002 | 1.050.861.838 |
| Altre componenti di conto economico complessivo riclassificabili a conto economico | | | |
| Quota efficace delle variazioni di <i>fair value</i> della copertura di flussi finanziari | 33 | (31.030.226) | (43.741.872) |
| | <i>[Subtotale]</i> | (31.030.226) | (43.741.872) |
| Altre componenti di conto economico complessivo non riclassificabili a conto economico | | | |
| Rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti | 33 | 3.695.827 | (6.204.828) |
| | <i>[Subtotale]</i> | 3.695.827 | (6.204.828) |
| Utili/(perdite) rilevati direttamente a patrimonio netto nell'esercizio | 33 | (27.334.399) | (49.946.700) |
| Utile/(perdita) complessivo dell'esercizio | | 2.354.639.603 | 1.000.915.138 |

Stato Patrimoniale

| Euro | Note | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 |
|---|--------------------|-----------------------|-----------------------|
| ATTIVITA' | | | |
| Attività non correnti | | | |
| Immobili, impianti e macchinari | 19-20 | 23.160.222.593 | 21.956.549.213 |
| Attività immateriali | 21 | 498.159.101 | 527.677.981 |
| Attività per imposte differite | 22 | 1.215.989.324 | 1.323.813.795 |
| Partecipazioni | 23 | 136.559.534 | - |
| Derivati | 24 | 42.402.649 | 58.563.122 |
| Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine | 25 | 72.730.518 | 102.437.725 |
| Altre attività non correnti | 26 | 20.736.896 | 60.094.794 |
| | <i>[Subtotale]</i> | 25.146.800.615 | 24.029.136.630 |
| Attività correnti | | | |
| Rimanenze | 27 | 756.632.578 | 775.848.746 |
| Crediti commerciali | 28 | 4.317.158.298 | 3.716.115.988 |
| Attività derivanti da contratti con i clienti | 7 | - | - |
| Crediti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali | 29 | 212.201.054 | 390.051.588 |
| Crediti per imposte sul reddito | 30 | 4.189.668 | 113.410.185 |
| Altri crediti tributari | 31 | 18.546.016 | 9.604.576 |
| Derivati | 24 | - | - |
| Crediti finanziari e titoli a breve termine | 25 | 945.947.012 | 42.707.169 |
| Altre attività finanziarie correnti | 25 | 4.044.561 | 3.330.043 |
| Altre attività correnti | 26 | 84.368.599 | 46.112.670 |
| Disponibilità liquide e mezzi equivalenti | 32 | 113.103.813 | 137.546.667 |
| | <i>[Subtotale]</i> | 6.456.191.599 | 5.234.727.632 |
| TOTALE ATTIVITÀ | | 31.602.992.214 | 29.263.864.262 |

| | | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 |
|--|-------------|-----------------------|-----------------------|
| PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA' | | | |
| Patrimonio netto | | | |
| Capitale sociale | | 2.600.000.000 | 2.600.000.000 |
| Riserve | | 1.087.490.293 | 1.114.828.565 |
| Utili/(Perdite) accumulati | | 819.605.649 | (231.256.190) |
| Utile dell'esercizio | | 2.381.974.002 | 1.050.861.838 |
| Totale Patrimonio Netto | 33 | 6.889.069.944 | 4.534.434.213 |
| Passività non correnti | | | |
| Finanziamenti a lungo termine | 34 | 10.318.187.371 | 10.412.079.687 |
| Benefici ai dipendenti | 36 | 213.797.422 | 231.542.865 |
| Fondi per rischi e oneri | 37 | 190.796.400 | 237.955.230 |
| Passività per imposte differite | 22 | 10.149.509 | 19.451.556 |
| Derivati | 24 | 35.717.510 | 13.209.765 |
| Passività contrattuali | 38 | 2.810.441.774 | 3.013.778.657 |
| Altre passività non correnti | 40 | 561.964.238 | 585.989.970 |
| | [Subtotale] | 14.141.054.224 | 14.514.007.730 |
| Passività correnti | | | |
| Finanziamenti a breve termine | 34 | 2.000.123.526 | 2.886.666.373 |
| Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine | 34 | 447.010.328 | 325.395.482 |
| Fondi per rischi e oneri | 37 | 138.882.511 | 151.704.842 |
| Debiti commerciali | 41 | 1.593.343.590 | 1.775.855.871 |
| Debiti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali | 42 | 3.627.065.557 | 3.128.878.678 |
| Debiti per imposte sul reddito | 30 | 168.092.510 | 619.801 |
| Altri debiti tributari | 31 | 37.286.103 | 36.571.303 |
| Derivati | 24 | - | 258.670 |
| Passività contrattuali | 38 | 1.432.148.300 | 1.296.209.609 |
| Altre passività finanziarie correnti | 39 | 62.784.912 | 72.236.805 |
| Altre passività correnti | 40 | 1.066.130.709 | 541.024.885 |
| | [Subtotale] | 10.572.868.046 | 10.215.422.319 |
| Totale Passività | | 24.713.922.270 | 24.729.430.049 |
| TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA' | | 31.602.992.214 | 29.263.864.262 |

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto

| Euro | Capitale sociale | Riserva legale | Riserva di rivalutazione | Riserva disponibile | Riserva da valutazione strumenti finanziari CFH | Rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti | Altre riserve | Utili/(Perdite) accumulate | Risultato netto dell'esercizio | Totale Patrimonio netto |
|--|----------------------|--------------------|--------------------------|---------------------|---|---|----------------|----------------------------|--------------------------------|-------------------------|
| Totale al 1° gennaio 2023 | 2.600.000.000 | 520.000.000 | 599.097.232 | 150.382.887 | 78.297.186 | (183.489.362) | 528.159 | (230.939.010) | 1.400.151.962 | 4.934.029.054 |
| Riparto Utile 2022: | | | | | | | | | | |
| - Pagamento dividendi | | | | | | | | | (1.400.100.000) | (1.400.100.000) |
| - Utili portati a nuovo | | | | | | | | 51.962 | (51.962) | - |
| Altri movimenti riserve | - | - | - | - | - | - | (40.837) | (369.141) | - | (409.978) |
| Utile (perdita) complessivo rilevato nel periodo | - | - | - | - | (43.741.872) | (6.204.828) | - | - | 1.050.861.838 | 1.000.915.138 |
| di cui: | | | | | | | | | | |
| - Utile (perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto | - | - | - | - | (43.741.872) | (6.204.828) | - | - | - | (49.946.700) |
| - Utile del periodo | | | | | | | | | 1.050.861.838 | 1.050.861.838 |
| Differenze di arrotondamento | - | - | - | - | - | - | | (1) | - | (1) |
| Totale al 31 dicembre 2023 | 2.600.000.000 | 520.000.000 | 599.097.232 | 150.382.887 | 34.555.314 | (189.694.190) | 487.322 | (231.256.190) | 1.050.861.838 | 4.534.434.213 |
| Riparto Utile 2023: | | | | | | | | | | |
| - Utili portati a nuovo | - | - | - | - | - | - | - | 1.050.861.838 | (1.050.861.838) | - |
| Altri movimenti riserve | - | - | - | - | - | - | (3.872) | - | - | (3.872) |
| Utile (perdita) complessivo rilevato nel periodo | - | - | - | - | (31.030.226) | 3.695.827 | - | - | 2.381.974.002 | 2.354.639.603 |
| di cui: | | | | | | | | | | |
| - Utile (perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto | - | - | - | - | (31.030.226) | 3.695.827 | - | - | - | (27.334.399) |
| - Risultato del periodo | | | | | | | | | 2.381.974.002 | 2.381.974.002 |
| Differenze di arrotondamento | - | - | - | - | - | (1) | | 1 | - | - |
| Totale al 31 dicembre 2024 | 2.600.000.000 | 520.000.000 | 599.097.232 | 150.382.887 | 3.525.088 | (185.998.364) | 483.450 | 819.605.649 | 2.381.974.002 | 6.889.069.944 |

Rendiconto finanziario

| Euro | Note | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 |
|--|-------------------|------------------------|------------------------|
| Risultato d'esercizio | | 2.381.974.002 | 1.050.861.838 |
| Rettifiche per: | | | |
| Ammortamenti e Impairment di attività materiali e immateriali | 12 | 1.454.134.501 | 1.374.928.515 |
| Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta | 17 | (644) | 154 |
| Accantonamenti e rilascio ai fondi | 10-11-13 | 75.790.716 | 123.835.556 |
| (Proventi)/Oneri finanziari netti | 16-17 | 565.088.847 | 560.650.758 |
| Imposte sul reddito | 18 | 601.561.141 | 503.874.819 |
| (Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari | 8-12-13 | (955.248.440) | 129.371.762 |
| Cash flow da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto | | 4.123.300.123 | 3.743.523.402 |
| (Decremento) dei Fondi | 36-37 | (142.645.078) | (122.931.326) |
| (Incremento)/Decremento di rimanenze | 27 | 12.845.876 | 17.413.323 |
| (Incremento)/Decremento di crediti commerciali e attività contrattuali da clienti | 7-28 | (587.802.155) | (2.119.002.228) |
| Incremento/(Decremento) di altre passività nette | 24-25-26-31-39-40 | 24.563.151 | 535.872.918 |
| Incremento/(Decremento) di debiti netti verso CSEA | 29-42 | 656.730.443 | 2.672.933.921 |
| Incremento/(Decremento) di debiti commerciali | 41 | (182.512.281) | 291.445.148 |
| Incremento/(Decremento) di passività contrattuali | 38 | (67.398.192) | 132.429.816 |
| Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati | 16-17 | 79.207.815 | 73.775.493 |
| Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati | 16-17 | (581.602.234) | (553.463.266) |
| Imposte pagate | 18-22-30-31 | (230.421.670) | (486.597.184) |
| Cash Flow da attività operativa (A) | | 3.104.265.798 | 4.185.400.017 |
| Investimenti netti in attività materiali | 19-20-21 | (3.437.153.201) | (2.958.107.814) |
| Contributi in conto capitale ricevuti | 19-40 | 1.081.291.202 | - |
| Investimenti netti in attività immateriali | 21 | (74.202.624) | (111.081.884) |
| Investimenti netti in partecipazioni | 23 | 1.228.769.200 | - |
| Cash flow da attività' di investimento/disinvestimento (B) | | (1.201.295.423) | (3.069.189.698) |
| Finanziamenti a lungo termine incassati nel periodo | 34 | 250.000.000 | 500.000.000 |
| Finanziamenti a lungo termine rimborsati nel periodo | 34 | (354.510.875) | (312.263.390) |
| Altre variazioni dei finanziamenti a lungo termine | 34 | - | - |
| Variazione netta dei finanziamenti a breve | 34 | (886.542.847) | 201.398.646 |
| Dividendi pagati | 33 | - | (1.400.100.000) |
| Incrementi/decrementi di attività e passività finanziarie incluse nell'indebitamento finanziario | 25-32-34-39 | 854.314.442 | (239.177.130) |
| Cash flow da attività' di finanziamento (C) | | (136.739.280) | (1.250.141.874) |
| Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C) | | 1.766.231.096 | (133.931.555) |
| Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio | 32-35-34 | (2.749.119.706) | (2.615.188.151) |
| Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio | 32-35-34 | (982.888.610) | (2.749.119.706) |

| Euro | Note | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 |
|--|-------|------------------------|------------------------|
| Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo | | (2.749.119.706) | (2.615.188.151) |
| <i>Disponibilità liquide</i> | 32 | 137.546.667 | 70.079.576 |
| <i>C/c intersocietario</i> | 25-34 | (1.386.402.707) | (1.185.054.643) |
| <i>Finanziamenti a breve termine</i> | 34 | (1.500.263.666) | (1.500.213.084) |
| Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo | | (982.888.610) | (2.749.119.706) |
| <i>Disponibilità liquide</i> | 32 | 113.103.813 | 137.546.667 |
| <i>C/c intersocietario</i> | 25-34 | 904.131.103 | (1.386.402.707) |
| <i>Finanziamenti a breve termine</i> | 34 | (2.000.123.526) | (1.500.263.666) |
| Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti | | 1.766.231.096 | (133.931.555) |

Note esplicative al bilancio di esercizio al 31 dicembre 2024

1. Forma e contenuto del Bilancio

e-distribuzione S.p.A., che opera nel settore della distribuzione di energia elettrica, ha la forma giuridica di società per azioni ed ha sede in Roma, in Via Domenico Cimarosa 4.

La Società è controllata al 100% da Enel Italia S.p.A., a sua volta controllata al 100% dalla Capogruppo Enel S.p.A.

e-distribuzione S.p.A., optando per l'esenzione dal consolidamento prevista dal paragrafo 4(a) dell'IFRS 10, ha redatto il bilancio separato. Il bilancio consolidato ad uso pubblico del Gruppo Enel viene redatto dalla Capogruppo Enel S.p.A., di cui e-distribuzione S.p.A. è controllata indiretta attraverso Enel Italia S.p.A. La Capogruppo ha sede in Roma, in viale Regina Margherita 137, indirizzo presso il quale è possibile ottenere tale documento nei termini e con le modalità previste dalla vigente normativa. A partire dal 2021, la Controllante Enel Italia S.p.A. redige su base volontaria anche un bilancio consolidato, depositato nel Registro delle Imprese.

Il Consiglio di Amministrazione in data 27 febbraio 2025 ha approvato il progetto di bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2024 da sottoporre all'Assemblea dei soci e nella stessa sede ne ha autorizzato la diffusione, nei termini previsti dall'articolo 2429 del c.c. Il presente bilancio sarà sottoposto per l'approvazione dell'Assemblea in data 31 marzo 2025 e sarà depositato entro i termini previsti dall'art. 2435 del c.c.

Il presente bilancio è stato assoggettato a revisione legale da parte di KPMG S.p.A.

Base di presentazione

Il bilancio relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2024 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 Bilancio d'esercizio è costituito dal Conto Economico, dal Prospetto di Conto Economico Complessivo rilevato nell'esercizio, dallo Stato Patrimoniale, dal Prospetto delle Variazioni del Patrimonio Netto, dal Rendiconto Finanziario nonché dalle relative Note esplicative.

Il Bilancio è corredato dalla Relazione sulla gestione predisposta secondo quanto previsto dall'art. 2428 del Codice civile.

Nello Stato Patrimoniale la classificazione delle attività e passività è effettuata secondo il criterio "corrente/non corrente" con separata presentazione delle attività classificate come possedute per la vendita e delle passività incluse in un gruppo in dismissione classificato come posseduto per la vendita. Le attività correnti, che includono disponibilità liquide e mezzi equivalenti, sono quelle destinate a essere realizzate, cedute o consumate nel normale ciclo operativo della Società o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; le passività correnti sono quelle per le quali è prevista l'estinzione nel normale ciclo operativo della Società o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio.

Il Conto Economico presenta una classificazione dei costi in base alla loro natura, con separata presentazione dell'utile (perdita) netto delle *continuing operations* e di quello delle *discontinued operations*.

Il Rendiconto finanziario è preparato utilizzando il metodo indiretto, con separata presentazione del flusso di cassa da attività operativa, da attività di investimento e da attività di finanziamento associato alle *discontinued operations*. Più in dettaglio, il Rendiconto finanziario è presentato su base lorda e non include le operazioni non monetarie.

In particolare, seppur nella classificazione delle voci la Società 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 finanziamenti² ottenuti;
- > le attività di investimento includono gli investimenti in attività materiali e immateriali e le relative dismissioni ad eccezione delle attività materiali in leasing per le quali vengono rettificate le dismissioni e le nuove acquisizioni;
- > nei flussi da attività di finanziamento sono invece inclusi i flussi di cassa originati da operazioni di liability management e leasing e i dividendi pagati alla controllante;
- > 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.

Il bilancio 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.

La redazione del bilancio ha richiesto l'uso di valutazioni e stime da parte del management: le principali aree caratterizzate da valutazioni e assunzioni sono riportate nella nota di commento n. 2.1 "Uso delle stime e giudizi del management".

La valuta utilizzata per la presentazione degli schemi di bilancio è l'euro (valuta funzionale della Società), mentre i valori riportati nelle Note Esplicative sono espressi in migliaia di euro, salvo quando diversamente indicato.

Il Conto economico, lo Stato patrimoniale e il Rendiconto finanziario riportano le operazioni con parti correlate, la cui definizione è riportata nella nota 2.2. "Principi contabili rilevanti".

Il bilancio fornisce informativa comparativa del precedente periodo.

2. Principi contabili

2.1 Uso di stime e giudizi del management

I ricavi, i costi, le attività e 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 della Società, in applicazione degli IFRS-EU. Le stime e le decisioni assunte dal *management* si basano sulle esperienze pregresse e su altri fattori considerati ragionevoli nella fattispecie; vengono adottate quando il valore contabile delle poste di bilancio non è facilmente desumibile da altre fonti. I risultati che si consuntiveranno 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 stessa interessi solo quell'esercizio. Nel caso in cui la revisione 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 delle stime contabili e le fattispecie che risentono di una componente materiale del giudizio del *management*, evidenziando le principali assunzioni utilizzate nel loro processo di valutazione, nel rispetto dei sopra

² Public Statement ESMA 24 ottobre 2024 – Priority 1: Liquidity considerations (ESMA 32-193237008-8369 of October 24, 2024).

richiamati principi contabili internazionali. La criticità insita in tali stime è determinata, infatti, 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 della Società 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, la Società 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, ha anche tenuto conto degli impatti del cambiamento climatico nei giudizi significativi fatti dal management.

A tale riguardo, le principali voci incluse nel Bilancio al 31 dicembre 2024 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 connesse agli impatti degli eventi eccezionali sugli impianti di distribuzione. Per ulteriori dettagli su tali voci, si rinvia alle successive Note Esplicative.

Uso di stime

Ricavi trasporto energia elettrica

I ricavi del trasporto di energia elettrica ai clienti del Mercato Libero, della Salvaguardia e della Maggior Tutela, derivanti dall'applicazione delle tariffe per l'uso delle infrastrutture, sono rilevati secondo il principio della competenza. Questi comprendono quanto fatturato in base ai consumi di energia misurati attraverso letture periodiche (e di competenza dell'esercizio) e una stima dell'energia elettrica distribuita nell'esercizio ma non ancora fatturata, prevalentemente relativa al mese di dicembre.

Attraverso la definizione delle tariffe di riferimento l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente riconosce all'operatore della distribuzione i costi sostenuti per l'erogazione del servizio, sia con riferimento agli investimenti (con un lag di un anno sia con riferimento alla remunerazione che agli ammortamenti) che alle spese operative.

Qualora l'ammissione degli investimenti in tariffa, che sancisce il diritto al corrispettivo per la Società, sia virtualmente certa già nell'esercizio in cui gli stessi sono realizzati, i corrispondenti ricavi vengono accertati per competenza, indipendentemente dalle modalità con cui essi saranno riconosciuti finanziariamente, in ottemperanza alle Delibere ARERA n.163/2023, n.497/2023 e n.616/2023. Ai fini della determinazione di tali ricavi, vengono prevalentemente presi a riferimento dalla Società i dati degli investimenti effettuati nell'esercizio. Gli effetti contabili delle eventuali differenze tra la stima effettuata e i ricavi riconosciuti nelle tariffe di riferimento definitive, vengono contabilizzati nell'esercizio successivo mediante rilevazione di sopravvenienze attive o passive.

Per maggiori dettagli sulle suddette delibere, si rinvia a quanto commentato al paragrafo "Quadro normativo e tariffario", nella Relazione sulla gestione.

Inoltre, in considerazione dell'ammortamento accelerato applicato ai contatori elettronici di prima generazione, sono accertati per competenza anche i corrispondenti ricavi, indipendentemente dalle modalità con cui essi saranno riconosciuti finanziariamente.

Per ulteriori dettagli su tali ricavi si rimanda alla nota n. 7 "Ricavi".

Perequazioni

I ricavi rilevati nell'esercizio vengono rettificati e/o integrati per tener conto della rilevazione dei seguenti meccanismi regolatori previsti dal "Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti

e Ambiente per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione (TIT) per il periodo di regolazione 2024-2027”:

- Perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione, per garantire la copertura dei ricavi riconosciuti per ciascuna tipologia di clientela a partire dai ricavi conseguiti applicando le tariffe fissate dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (tariffe obbligatorie per i clienti non domestici e tariffa TD per i clienti domestici);
- Perequazione dei costi di trasmissione, volta alla compensazione degli squilibri fra i costi di trasmissione sostenuti dal distributore e i ricavi di trasmissione.

La loro stima viene effettuata secondo quanto previsto dalla determina ARERA n. 04 del 2024.

Inoltre, essi vengono rettificati e/o integrati per tener conto anche della rilevazione dei seguenti ulteriori meccanismi regolatori:

- Meccanismo di “perequazione dei ricavi del servizio di misura”, previsto dal “Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica (TIME) per il periodo 2024-2027” volto a garantire la copertura dei ricavi ammessi a partire dai ricavi conseguiti applicando le tariffe obbligatorie fissate dall'ARERA. Anche in questo caso, i valori della perequazione vengono stimati secondo quanto previsto dalla determina ARERA n. 04 del 2024;
- Meccanismo di “perequazione Sisma Centro Italia”, introdotto con la deliberazione ARERA del 18 aprile 2017 n. 252/2017 e s.m.i. Tale deliberazione prevede che, per un periodo di 36 mesi a partire dalla data degli eventi sismici che hanno interessato le popolazioni dei territori delle regioni Abruzzo, Lazio, Marche e Umbria (24 agosto 2016, 26 ottobre 2016 e 18 gennaio 2017), le componenti tariffarie per il servizio di Distribuzione, Misura e Trasmissione ed i corrispettivi per nuove connessioni, disattivazioni, riattivazioni, subentri e voltture applicati siano ridotti del 100% (articoli 5, 6 e 7) e che il distributore possa recuperare tali agevolazioni attraverso il suddetto meccanismo di perequazione. La deliberazione n. 11/2024/R/com ha esteso l'applicazione delle agevolazioni per tutto l'anno 2024 per i titolari di utenze inagibili, per le utenze delle strutture abitative emergenziali e per le utenze situate nelle zone rosse.

Inoltre, gli altri proventi operativi e gli altri costi operativi rilevati nell'esercizio vengono rettificati e/o integrati per tener conto della rilevazione per competenza economica del seguente meccanismo:

- Meccanismo di “perequazione del valore della differenza fra perdite effettive e perdite standard”, disciplinato dalla deliberazione del 19 luglio 2012 n. 301 e s.m.i (TIV) che prevede la regolazione con i distributori del valore della differenza tra perdite effettive e perdite standard di rete. La deliberazione n. 117 del 22 marzo 2022 ha aggiornato la disciplina delle perdite di rete per il biennio 2022-2023 attraverso la modifica di alcune modalità di calcolo, tenendo conto anche dei ricavi ottenuti dalla regolazione tariffaria dell'energia reattiva, e la modifica dei fattori percentuali di perdita commerciali riconosciuti ai distributori per i clienti in bassa tensione. La disciplina per l'anno 2023 è stata prorogata per l'anno 2024 con Del.584/2023/R/eel.

Per ulteriori dettagli sulle perequazioni si rimanda alla nota n. 7 “Ricavi”.

Altri proventi operativi e altri costi operativi

Reintegro Oneri di sistema e oneri di rete

La Società rileva la stima dei proventi per Reintegro Oneri di Sistema e Oneri di Rete, per tener conto dei seguenti meccanismi disciplinati dalla Delibera ARERA n. 119/2022, integrata e modificata dalla Deliberazione ARERA n. 364/2022:

- Meccanismo di reintegrazione degli oneri generali di sistema, che prevede che le imprese distributrici possano richiedere il reintegro degli oneri di sistema, altrimenti non recuperabili, versati alla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali ma non riscossi dai venditori;
- Meccanismo di reintegro delle tariffe di rete non incassate che prevede che le imprese distributrici possano richiedere il reintegro dei corrispettivi di rete, altrimenti non recuperabili, non incassati dai venditori.

Ai fini della stima vengono prese a riferimento le percentuali di oneri di sistema e corrispettivi di rete del fatturato relativo ai mesi a cui il credito si riferisce.

La stima viene perfezionata nel momento della presentazione dell'istanza alla CSEA, entro il 30 aprile dell'esercizio successivo, così come previsto dall'attuale regolazione.

Continuità del servizio

La Società rileva la stima dei premi e delle penalità sulla regolazione incentivante della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso, prevista dal titolo III della Delibera n. 617/2023/R/eel - o TIQD - (ex titolo IV del TIQE).

Con il TIQD, l'Autorità ha determinato le modalità di regolazione della qualità del servizio per i distributori per il periodo regolatorio 2024-2027; a differenza della precedente versione (in vigore fino al 31 dicembre 2023), per quanto riguarda la regolazione incentivante della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso, viene calcolato il livello di partenza (comunicato con delibera ARERA n. 543/2024) degli indicatori D1 e N1 (corrispondenti rispettivamente agli indicatori interni DIL e NILB) per il periodo 2024 - 2025, per ogni ambito territoriale, come media aritmetica dei livelli effettivi dell'indicatore DIL/NILB degli anni 2020-2023 per il medesimo ambito territoriale, arrotondata alla seconda cifra decimale per il DIL e alla terza cifra decimale per il NILB.

In particolare, per l'anno 2024:

- i livelli obiettivo per il DIL sono pari al 95% del livello di partenza per gli ambiti territoriali che rientrano tra quelli con peggiori livelli di partenza, altrimenti al 100% del livello di partenza per il medesimo ambito territoriale;
- i livelli obiettivo per il NILB sono pari al 90% del livello di partenza per ambito territoriale, se esso è tra gli ambiti territoriali con peggiori livelli di partenza al 95% del livello di partenza, se esso è tra gli ambiti territoriali con livelli di partenza intermedi, altrimenti al 100% del livello di partenza per il medesimo ambito territoriale.

Il cosiddetto recupero di continuità del servizio ha segno positivo o negativo a seconda che il livello effettivo annuale risulti migliore (inferiore) o peggiore (superiore) rispetto al livello obiettivo annuale.

Con riferimento sia alla durata delle interruzioni (DIL) sia al numero delle interruzioni (NILB), per ogni anno del periodo 2024-2027:

- le imprese distributrici hanno diritto a premi, nel caso di recuperi di continuità del servizio con segno positivo;
- nel caso di mancato raggiungimento dei livelli obiettivo annuali (i.e., recuperi di continuità del servizio con segno negativo), le imprese distributrici hanno l'obbligo di versare penalità.

In aggiunta, la delibera n. 617/2023 prevede l'applicazione di ulteriori due meccanismi: gli extra-premi e le penalità sospese.

Extra-premi: per ciascuno degli anni 2024 e 2025, i migliori ambiti territoriali ai fini della premialità per la miglior continuità del servizio sono quelli che presentano, per ciascuno degli indicatori e in relazione al grado di concentrazione di appartenenza:

- l'indicatore effettivo annuale della durata delle interruzioni senza preavviso, relativamente alle sole "altre cause" compreso nel 15% (arrotondato per eccesso) di ambiti con valore minore dell'indicatore;
- l'indicatore effettivo annuale del numero delle interruzioni lunghe e brevi senza preavviso, relativamente alle sole "altre cause", compreso nel 15% (arrotondato per eccesso) di ambiti con valore minore dell'indicatore.

Penalità sospese: per ciascun anno tra il 2024 e il 2027, le penalità di cui all'articolo precedente sono sospese qualora si tratti del primo anno di occorrenza di penalità nell'arco del periodo di regolazione, relativamente a ciascuno degli indicatori oggetto di regolazione, e qualora il livello effettivo annuale dell'indicatore oggetto di sospensione per l'ambito territoriale in oggetto non superi del 20% il livello obiettivo annuale applicabile al medesimo ambito territoriale.

Inoltre, a partire dal 2024 e in conformità alla menzionata delibera, e-distribuzione si è avvalsa dell'esclusione degli eventi dovuti alle "cause esterne" dagli indicatori DIL/NILB.

La scadenza prevista anche dal TIQD per il caricamento e la revisione degli eventi è fissata per il 31 marzo di ogni anno per gli eventi relativi all'anno precedente.

È possibile che i premi e le penalità effettivi risultino differenti da quelli rilevati nel presente bilancio (e determinati prendendo a riferimento dei dati di interruzione provvisori), ma sulla base dell'esperienza storica non si ritiene significativo l'eventuale scostamento.

Si evidenzia che nel bilancio i premi sulla continuità del servizio ai sensi del titolo III del TIQD sono rilevati tra gli altri proventi operativi mentre le penali sulla continuità del servizio tra gli altri costi operativi.

Gli accantonamenti al fondo rischi "Penalità sospese" sono invece rilevati tra gli altri costi operativi.

Resilienza

La delibera ARERA n. 31/2018 "Direttive per l'integrazione di sezioni relative alla resilienza del Sistema elettrico nei piani di sviluppo delle imprese distributrici" prevede la predisposizione di un piano di investimenti finalizzato all'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica. Tale piano deve includere informazioni esaustive circa gli interventi sostenuti dalle imprese ed in particolare, per ciascuno di essi, i tempi di completamento, il costo previsto e il beneficio generato verso il sistema.

Con la delibera n. 668/2018 "Interventi di incremento della resilienza delle reti di distribuzione dell'energia elettrica eleggibili a premi e/o penalità, relativi ai piani 2019-2021" l'ARERA introduce un meccanismo incentivante di premi e penali per il periodo 2019-2024, ed in particolare definisce:

- i criteri di eleggibilità a premio e/o penale e il dimensionamento del premio (pari al 20% della differenza tra beneficio e costi a consuntivo per gli interventi completati entro un semestre rispetto a quanto previsto a Piano, e pari alla metà di tale importo per gli interventi completati invece entro due semestri rispetto a quanto previsto a Piano);
- i criteri di eleggibilità a penale e il dimensionamento della penale (pari al 10% dei costi a consuntivo per gli interventi completati oltre due semestri rispetto a quanto previsto a Piano, e pari al 25% dei costi a consuntivo per gli interventi completati oltre tre semestri rispetto a quanto previsto a Piano).

Con la successiva deliberazione n. 534/2019, ARERA ha comunicato l'inserimento di un CAP al premio per gli interventi eleggibili con beneficio sei volte superiore rispetto al costo previsto: per tali casi il premio conseguibile è quindi pari ai costi effettivamente consuntivati

Con la deliberazione n. 500/2020, ARERA ha poi comunicato l'elenco degli interventi del Piano Resilienza 2020-2022 eleggibili al meccanismo di premio e/o penalità, per tutte le imprese distributrici. In particolare, ha comunicato l'eleggibilità al meccanismo premi/penali per n. 1.103 interventi su un totale di 2.097 interventi inclusi nel Piano Resilienza 2020-2022 di e-distribuzione. In dettaglio:

- n. 762 interventi eleggibili a premio e/o penalità;
- n. 341 eleggibili a sola penalità.

In data 30 settembre 2022, e-distribuzione ha presentato ad ARERA il Piano Resilienza 2022-2024 contenente 233 nuovi interventi, per i quali è stata confermata l'eleggibilità a premio e/o penale di tutti gli interventi tramite la delibera ARERA n. 069/2023.

Con la deliberazione n. 614/23, ARERA ha concesso alle imprese distributrici la possibilità di presentare istanza di esclusione di interventi in precedenza ammessi al meccanismo incentivante, nel caso che gli interventi abbiano registrato al 31 dicembre 2022 un avanzamento di costi di investimento inferiore al 10% del costo di investimento previsto e siano caratterizzati da un rapporto tra benefici attualizzati e costi attualizzati inferiore a 1,5.

In data 28 febbraio 2024, e-distribuzione ha presentato ad ARERA istanza di esclusione per n. 71 interventi con esito positivo.

Al 31 dicembre 2024, la stima dei premi e delle penalità per resilienza è calcolata dalla Società sulla base dei criteri e degli algoritmi definiti dalla stessa ARERA.

È possibile che i premi e le penalità effettivi risultino differenti da quelli rilevati nel presente bilancio (e determinati prendendo a riferimento dei dati provvisori), ma sulla base dell'esperienza storica non si ritiene significativo l'eventuale scostamento.

I premi resilienza sono rilevati tra gli altri proventi operativi mentre le penalità resilienza tra gli altri costi operativi.

Contributi da Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per TEE

Il contributo tariffario per i Titoli di Efficienza Energetica (TEE) è attualmente definito dalla delibera ARERA n. 270 del 14 luglio 2020 e si basa sul prezzo medio degli scambi intervenuti nel mercato organizzato di Borsa, oltre che sul prezzo dei soli bilaterali scambiati a prezzi inferiori ai 260€/TEE e compresi in un range di più o meno il 20%.

Tale delibera conferma il *cap* a 250€/TEE, già stabilito dalla precedente delibera n. 487/2018, ma integra il contributo con un rimborso addizionale di un valore massimo pari a 10€/TEE, il cui valore è rapportato all'insufficienza dei titoli disponibili rispetto agli obblighi assegnati ai distributori.

A luglio 2024, con la delibera n. 283/2024/R/EFR, ARERA ha calcolato il contributo per l'anno d'obbligo 2023 pari a 248,99 €/TEE e nessun contributo addizionale.

Per il periodo compreso tra il 1° giugno 2024 e il 31 dicembre 2024, relativo all'anno d'obbligo 2024, il contributo è stato stimato pari a 246,26€/TEE, applicando la delibera n. 270/2020 ai valori degli scambi di Borsa e dei bilaterali relativi al medesimo periodo.

Impairment delle attività non finanziarie

Attività quali immobili, impianti e macchinari, attività immateriali, diritti d'uso, 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 nelle specifiche note di riferimento.

Nel determinare il valore recuperabile, la Società 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 dell'accelerazione del processo di transizione energetica, la Società 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, la Società 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 del Paese.

Le informazioni sulle principali assunzioni utilizzate per stimare il valore recuperabile delle attività con riferimento agli eventuali impatti relativi al cambiamento climatico nonché quelle relative alle variazioni di tali assunzioni sono fornite nelle specifiche note di riferimento.

Perdite attese su attività finanziarie

Alla fine di ciascuna data di riferimento del bilancio, la Società 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 propria esperienza pregressa della Società, 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 n. 43 "Strumenti finanziari per categoria".

In particolare, per i crediti commerciali e le attività derivanti da contratti con i clienti, la Società applica l'approccio semplificato, calcolando le perdite attese su un periodo corrispondente all'intera vita dell'attività, generalmente pari a 12 mesi.

Sulla base dello specifico mercato di riferimento e del quadro normativo applicabile, i crediti commerciali da trasporto energia per i quali lo scaduto oltre i 90 giorni ha un'incidenza maggiore del 10% del credito totale, sono generalmente considerati in default mentre per i crediti commerciali riferiti ad altre prestazioni, ai fini del calcolo delle perdite attese, è applicata principalmente una definizione di default pari a 90 giorni di scaduto.

Per i crediti commerciali diversi da quelli da trasporto energia e le attività derivanti da contratti con i clienti, la Società applica prevalentemente un approccio collettivo basato sul raggruppamento degli stessi in cluster, tenuto conto del business di riferimento. La Società 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 n. 43 "Strumenti finanziari per categoria".

Determinazione del *fair value* di attività finanziarie

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 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 n. 46 "Attività e passività misurate al *fair value*".

In conformità con il principio contabile internazionale IFRS 13, la Società 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 n. 46 "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 altri piani per benefici post-pensionamento

Una parte dei dipendenti della Società godono 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 di 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 n. 36 "Benefici ai dipendenti".

Fondi rischi e oneri

Per maggiori dettagli riguardo i fondi rischi e oneri, si rinvia alla Nota n. 37 "Fondi rischi e oneri".

La Nota n. 49 "Attività e passività potenziali" fornisce anche informazioni riguardo alle attività e passività potenziali maggiormente significative per la Società a fine esercizio.

Contenziosi

e-distribuzione S.p.A. è parte in diversi contenziosi legali di natura civile, amministrativa e fiscale, collegati al normale svolgimento delle proprie attività. Data la natura di tali contenziosi, non è sempre oggettivamente possibile prevedere l'esito finale di tali vertenze, alcune delle quali potrebbero concludersi con esito sfavorevole. 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 la Società, 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 che un esito sfavorevole sia più verosimile piuttosto che il contrario (i.e., "*more likely than not*") e che possa essere effettuata una stima attendibile dell'importo della spesa.

Leasing

Quando il tasso di interesse implicito nel leasing non può essere determinato facilmente, la Società 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, la Società 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 della Società 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 seguito per la determinazione del tasso di finanziamento marginale 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 tasso di finanziamento marginale specifico per il locatario tenendo conto dell'eventuale garanzia della società capogruppo o di altre garanzie sottostanti;
- le rettifiche inerenti al contratto di leasing, per riflettere nel calcolo del tasso di finanziamento marginale 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 n. 43 "Strumenti finanziari per categoria".

Imposte sul reddito

Recupero di imposte anticipate

Al 31 dicembre 2024 il bilancio comprende imposte differite attive, connesse alla rilevazione di 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 differite attive è subordinata al conseguimento di redditi imponibili futuri sufficientemente capienti per l'utilizzo dei benefici delle altre attività per imposte anticipate.

La valutazione della già menzionata recuperabilità tiene conto della stima dei redditi imponibili futuri e si basa su pianificazioni fiscali prudenti; tuttavia, nel momento in cui si dovesse constatare che la Società non sia in grado di recuperare negli esercizi futuri la totalità o una parte delle predette imposte differite attive 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 22 "Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite".

Giudizi del management

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, la Società considera non solo i benefici economici futuri - contenuti nelle attività - fruiti tramite il loro utilizzo, ma anche molti altri fattori, quali il deterioramento fisico, l'obsolescenza del prodotto o servizio forniti dal bene (per es. tecnica, tecnologica o commerciale), restrizioni legali o altri vincoli simili (per es. sicurezza, ambientali, ecc.) nell'utilizzo del bene, se la vita utile del bene dipende dalla vita utile di altri beni.

Inoltre, nella stima delle vite utili delle attività interessate, la Società ha tenuto conto del proprio impegno nell'ambito dell'Accordo di Parigi. Per maggiori dettagli su tale aspetto, si rimanda alla nota n. 19 "Immobili, impianti e macchinari".

Valutazione dell'esistenza dei requisiti del controllo

Secondo le previsioni dell'IFRS 10, il controllo è ottenuto quando la Società è esposta a rendimenti variabili, o detiene diritti su tali rendimenti, derivanti dal rapporto con la società partecipata e ha la capacità di incidere su tali rendimenti, attraverso l'esercizio del proprio potere sulla società partecipata. Il potere è definito come la capacità attuale di dirigere le attività rilevanti della società partecipata in virtù di diritti sostanziali esistenti.

L'esistenza del controllo non dipende esclusivamente dal possesso della maggioranza dei diritti di voto, ma, piuttosto, dai diritti sostanziali di ciascun investitore sulla società partecipata. Conseguentemente, è richiesto il giudizio del management per valutare specifiche situazioni che determinino diritti sostanziali che attribuiscono alla Società 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 anche in riferimento al voto o la nomina dei direttori, i diritti derivanti da altri accordi contrattuali, i diritti di voto potenziali (call option, warrant, put option assegnate ad azionisti minoritari, ecc.) e altre previsioni legali. Tali altri fatti e circostanze possono risultare particolarmente rilevanti nell'ambito di tale valutazione soprattutto nei casi in cui la Società detiene meno della maggioranza dei diritti di voto, o diritti simili, della società partecipata.

La Società 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.

La Società 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.

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, la Società 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 della Società 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 dalla Società 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 agli "Accordi per servizi in concessione" alle concessioni

L'IFRIC 12 si applica agli accordi per servizi in concessione da "pubblico a privato", in cui un'Autorità pubblica (ossia il concedente) trasferisce ad un concessionario il diritto di gestire le infrastrutture utilizzate per fornire tali servizi.

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.

Al fine di valutare l'applicabilità di tali disposizioni per la Società, il *management* ha provveduto ad effettuare un'attenta analisi della concessione del servizio di distribuzione di energia elettrica.

Sulla base di tali analisi, le condizioni applicative previste dall'interpretazione in esame non risultano sussistere per e-distribuzione S.p.A. disponendo quest'ultima del pieno controllo dell'infrastruttura.

Ricavi provenienti da contratti con i clienti

La Società 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, la Società 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 relativo contesto legale e regolatorio di riferimento. Per valutare quando un'obbligazione di fare è soddisfatta, la Società valuta il momento in cui il controllo dei beni o servizi è trasferito al cliente, considerato principalmente dal punto di vista del cliente stesso.

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

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

- il ricavo è riconosciuto nel momento in cui il cliente ottiene il controllo dell'attività promessa, considerando, nel complesso, tutti gli indicatori rilevanti, se invece l'obbligazione di fare è adempiuta in un determinato momento, come nel caso della fornitura di beni.

Per determinare se un contratto comprende un corrispettivo variabile (ovvero, un corrispettivo che può variare o dipende dal verificarsi o meno di un evento futuro), la Società fa riferimento a tutti i fatti e circostanze applicabili. Nella stima del corrispettivo variabile, la società 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. La Società include nel prezzo della operazione i corrispettivi variabili stimati 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.

La Società considera di agire in qualità di "*principal*" in tutte le tipologie di contratti con i clienti in quanto ha sempre la responsabilità principale per l'adempimento del contratto e pertanto controlla i beni e/o servizi prima del loro trasferimento ai clienti ad eccezione degli oneri di sistema fatturati ai traders, per i quali agisce in qualità di "*agent*".

Nei contratti che prevedono più di un'obbligazione di fare, in generale la Società 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 nelle obbligazioni di fare. La Società 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 la Società valuta che un contratto comprende un'opzione su beni o servizi aggiuntivi 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.

Nelle tipologie contrattuali in essere al 31 dicembre 2024, non sono presenti costi incrementali per l'ottenimento del contratto con i clienti rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRS 15 (direttamente correlati a un contratto identificato e sostenuti solo in caso di ottenimento del contratto) che si prevede di recuperare attraverso i rimborsi (recupero diretto) o i margini (recuperabilità indiretta).

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 n. 43 "Strumenti finanziari per categoria".

Hedge Accounting

L'*hedge accounting* è applicato ai contratti derivati stipulati al fine di riflettere in bilancio l'effetto delle strategie di gestione del rischio. A tal proposito, all'*inception* della transazione, la Società documenta la relazione di copertura distinguendo tra strumenti di copertura ed elementi coperti, nonché tra strategia ed obiettivi di risk management. Inoltre, la Società valuta, sia all'*inception* sia 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.

La valutazione dell'efficacia basata sull'esistenza di una relazione economica tra lo strumento di copertura e l'elemento coperto, sulla prevalenza del rischio di credito sulle variazioni di valore e sull'*hedge ratio*, così come la misura dell'inefficacia, è valutata attraverso un'analisi qualitativa o un calcolo quantitativo, in base ai fatti e alle circostanze specifiche e alle caratteristiche degli strumenti di copertura e degli elementi coperti.

Per le transazioni altamente probabili designate come elementi coperti di una relazione di *cash flow hedge*, la Società 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.

Per maggiori dettagli sulle assunzioni chiave circa la valutazione dell'efficacia e la misura dell'inefficacia si rimanda alla Nota n. 45 "Derivati e Hedge Accounting".

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 la Società;
- 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 precedente sottoparagrafo "Uso di stime".

Per maggiori dettagli riguardo i contratti di leasing, si rinvia alla Nota n. 20 "Leasing operativo".

Incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito

La Società 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.

La Società 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 n. 18 "Imposte".

2.2 Principi contabili rilevanti

Parti correlate

Ai sensi dello IAS 24, per parti correlate si intendono principalmente quelle che condividono con Enel S.p.A. il medesimo soggetto controllante, le società che direttamente o indirettamente controllano, sono controllate da Enel S.p.A., le società collegate o joint ventures (comprese le loro controllate) di Enel S.p.A. o le società collegate o joint ventures (comprese le loro controllate) di qualsiasi società del gruppo.

Nella definizione di parti correlate rientrano i fondi pensione (FOPEN e FONDENEL), le società collegate di altre entità del gruppo, i dirigenti con responsabilità strategiche, ivi inclusi i loro stretti familiari, della Società e di Enel S.p.A. nonché delle società da queste direttamente e/o indirettamente controllate, anche congiuntamente. 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 la Società 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".

Al 31 dicembre 2024 la Società non detiene partecipazioni in società controllate.

Partecipazioni in società collegate e joint arrangement

Nel bilancio della Società le partecipazioni in società collegate e joint arrangement sono valutate secondo i requisiti previsti dallo IAS 28 (Partecipazioni in società collegate e Joint Ventures) e dall' IFRS 11 (Joint Arrangements).

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

Le partecipazioni in società collegate e in joint venture sono contabilizzate al costo di acquisto. Il costo è rettificato per eventuali perdite di valore; queste ultime sono successivamente ripristinate qualora vengano meno i presupposti che le hanno determinate; il ripristino di valore non può eccedere il costo originario.

Nel caso in cui la perdita di pertinenza della Società ecceda il valore contabile della partecipazione e la partecipante sia obbligata a adempiere a obbligazioni legali o implicite dell'impresa partecipata o comunque a coprirne le perdite, l'eventuale eccedenza rispetto al valore contabile è rilevata in un apposito fondo del passivo nell'ambito dei fondi rischi e oneri.

In caso di cessione, senza sostanza economica, di una partecipazione ad una società sotto controllo comune, l'eventuale differenza tra il corrispettivo ricevuto ed il valore di carico della partecipazione è rilevata nell'ambito del Patrimonio Netto.

Al 31 dicembre 2024 la Società non detiene partecipazioni in società collegate.

Conversione delle poste in valute

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 la Società rileva inizialmente l'attività o la passività non monetaria relativa all'anticipo.

Misurazione del fair value

Per tutte le valutazioni al *fair value* e per la relativa informativa integrativa, così come richieste o consentite dai principi contabili internazionali, la Società 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 (cosiddetto *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 la Società 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, la Società 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 la Società non sia in grado di adempiere alle proprie obbligazioni, compreso tra l'altro anche il proprio rischio di credito;
- per i gruppi di attività e passività finanziarie gestiti sulla base della propria esposizione netta ai rischi di mercato o al rischio di credito, si veda la nota n. 46 "Attività e passività misurate al *fair value*" per maggiori dettagli.

Nella misurazione del *fair value* delle attività e delle passività, la Società 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, riferiti principalmente alla rete di distribuzione in concessione di Alta Tensione, Media Tensione e Bassa Tensione, 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 e necessari per portare il bene nel luogo e nelle condizioni necessarie alla sua messa in funzione e per l'uso per cui è stato acquistato e dei costi interni capitalizzati relativi essenzialmente a personale e materiali.

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 (cd. *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 ai principi contabili internazionali IFRS-EU o in periodi precedenti, sono stati rilevati sulla base del loro *fair value*, considerato come valore sostitutivo del costo (*deemed cost*) alla data di rivalutazione.

Qualora parti significative di singoli beni materiali abbiano differenti vite utili, le componenti identificate sono rilevate ed 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 alla Società 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 a 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" e la nota n. 19 "Immobili, impianti e macchinari".

Per informazioni su eventuali modifiche alle vite utili apportate dalla Società nel corso dell'anno, si rimanda alle note n. 12. "Ammortamenti e altri impairment" e n. 19 "Immobili, impianti e macchinari".

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.

Infrastrutture asservite ad una concessione che non rientrano nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12 - Accordi per servizi in concessione"

e-distribuzione S.p.A. è concessionaria del servizio di distribuzione di energia elettrica. La concessione, attribuita dal Ministero dello Sviluppo Economico, è a titolo gratuito e scade il 31 dicembre 2030. Le infrastrutture asservite all'esercizio della già menzionata concessione sono di proprietà e nella disponibilità del concessionario; qualora,

alla scadenza, la concessione non venisse rinnovata, il concedente dovrà corrispondere un indennizzo per il riscatto. Il già menzionato indennizzo sarà determinato d'intesa tra le parti secondo adeguati criteri valutativi, basati sia sul valore patrimoniale dei beni oggetto del riscatto sia sulla redditività degli stessi.

Nella determinazione dell'indennizzo, l'elemento reddituale dei beni oggetto del riscatto sarà rappresentato dal valore attualizzato dei flussi di cassa futuri. Le infrastrutture asservite all'esercizio della già menzionata concessione sono di proprietà e nella disponibilità del concessionario; sono iscritte alla voce "Immobili, impianti e macchinari" e sono ammortizzate lungo la loro vita utile.

Le infrastrutture asservite all'esercizio della già menzionata concessione sono di proprietà e nella disponibilità del concessionario; sono iscritte alla voce "Immobili, impianti e macchinari" e sono ammortizzate lungo la loro vita utile.

Nell'espletamento del servizio e-distribuzione S.p.A. ha l'obiettivo di:

- assicurare che il servizio sia erogato con carattere di sicurezza, affidabilità e continuità nel breve, medio e lungo periodo, sotto l'osservanza delle direttive impartite dalla competente Autorità di regolazione ai sensi dell'art.2, comma 12, lettera h) della Legge 481/1995, predisponendo le misure atte a garantire che siano soddisfatte tutte le ragionevoli esigenze degli utenti, ivi comprese quelle degli anziani e dei disabili, e la parità di condizioni economiche e normative per ogni categoria di utenza;
- promuovere gli interventi volti a migliorare la qualità e i rendimenti del proprio sistema di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica in conformità agli indirizzi di politica industriale volti allo sviluppo dell'innovazione tecnologica;
- adottare tutti gli interventi volti al controllo ed alla gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse;
- potenziare le azioni di assistenza, consulenza ed informazione rivolte agli utenti per favorire l'uso razionale dell'energia;
- concorrere a promuovere, nell'ambito delle sue competenze e responsabilità, la tutela dell'ambiente, la sicurezza degli impianti e la salute degli addetti, adottando le misure idonee a contenere le emissioni inquinanti, con la gradualità consentita dalla normativa vigente e dalle esigenze connesse alla funzionalità del servizio elettrico;
- destinare adeguate risorse ai fini della formazione e qualificazione professionale del personale, affinché esso risulti sempre perfettamente idoneo in rapporto alle diverse specializzazioni richieste per il corretto ed efficiente esercizio degli impianti e più in generale, per lo svolgimento delle attività oggetto della concessione.

Leasing

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

Per informazioni sul periodo di ammortamento delle attività consistenti nel diritto di utilizzo, si rimanda alla nota n. 20 "Leasing".

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.

La Società 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, la Società 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 dalla Società 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 la Società può dimostrare la fattibilità tecnica, l'intenzione e la disponibilità di risorse al fine di completare l'attività ed 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 alle note n. 2.1 "Uso di stime e giudizi del management" e n. 21 "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 sono eliminate contabilmente o al momento della loro dismissione (alla data in cui il ricevente ne ottiene il controllo) o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione. L'eventuale utile o perdita, rilevato a Conto economico, è determinato come differenza tra il corrispettivo netto derivante dalla dismissione, determinato secondo le previsioni dell'IFRS 15 in merito al prezzo dell'operazione, e il valore netto contabile dell'attività eliminata.

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, le attività immateriali, il diritto d'uso 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 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 della Società. Per la stima del valore recuperabile, si rimanda alla nota n. 2.1 "Uso di stime e giudizi del management".

Il valore recuperabile è calcolato con riferimento ad 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 *cash generating unit* (o CGU) alla quale l'attività appartiene.

Qualora il valore contabile dell'attività, o della relativa *cash generating unit* 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 *cash generating unit* 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.

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 passività finanziaria, è iscritta in bilancio quando, e solo quando, la Società 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 la Società applica l'espedito pratico consentito dall'IFRS 15.

Diversamente, la Società 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 della Società per la gestione delle attività finanziarie ovvero in base al modo in cui la Società gestisce le proprie attività finanziarie al fine di generare flussi di cassa (i.e. 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 cumulate (strumenti di debito);
- attività finanziarie designate al *fair value* rilevato tra le altre componenti di Conto economico complessivo senza riciclo degli utili e perdite cumulate all'atto dell'eliminazione contabile (strumenti di capitale);
- 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 che 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 (ad 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. La Società 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 ad 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 (i.e. titoli, investimenti finanziari in fondi, etc);
- > 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 la Società 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, la Società rileva un fondo per le perdite attese sui crediti commerciali e sulle altre attività finanziarie valutate al costo ammortizzato, sugli strumenti di debito valutati al *fair value* rilevato a Conto economico complessivo (FVOCI), sulle attività derivanti da contratti con i clienti e su tutte le altre attività rientranti nell'ambito di applicazione dell'impairment IFRS 9.

Il modello di impairment della Società 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, la Società 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, la Società applica l'approccio generale in base all'IFRS 9, basato sulla valutazione dell'incremento significativo del rischio di credito rispetto alla rilevazione iniziale.

La Società 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.

La Società 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 n. 43 "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 ad un irrilevante rischio di variazione di valore.

Inoltre, ai fini del rendiconto finanziario, le disponibilità liquide non includono gli scoperti bancari alla data di chiusura dell'esercizio³.

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 la Società 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, o ove opportuno un periodo più breve, al valore contabile netto dell'attività o passività finanziaria. Per i contratti di finanziamento per cui gli effetti non sono materiali non viene applicato il costo ammortizzato.

Passività finanziarie al *fair value* rilevato a Conto economico

Le passività finanziarie a *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 dalla Società e non designati quali strumenti di copertura in base all'IFRS 9;
- > corrispettivi potenziali.

La Società non ha designato alcuna passività finanziaria al *fair value* rilevato a Conto economico, alla rilevazione iniziale.

Derecognition delle attività e passività finanziarie

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

- > il diritto contrattuale a ricevere i flussi di cassa connessi all'attività è scaduto;
- > la Società 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

³ Public Statement ESMA 24 ottobre 2024 – Priority 1: Liquidity considerations (ESMA 32-193237008-8369 of October 24, 2024).

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");

- > la Società 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, la Società rileva la differenza tra valore contabile (misurato alla data di eliminazione) e il corrispettivo ricevuto a Conto economico.

In merito alle operazioni di cessioni credito effettuate dalla Società, si precisa che esse presentano i requisiti per la derecognition del credito stesso e quindi, ai fini IFRS 9, sono state considerate cessioni pro-soluto.

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 a *fair value* rilevato a Conto economico, ad eccezione di quelli designati come efficaci strumenti di copertura.

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

I derivati non detenuti per la negoziazione, ma valutati al *fair value* rilevato a Conto economico in quanto non si qualificano per l'*hedge accounting*, e i derivati designati come efficaci strumenti di copertura sono classificati come correnti o non correnti in base alla loro data di scadenza e all'intenzione della Società di detenere o meno tali strumenti fino alla scadenza.

Per maggiori dettagli sui derivati e sull'*hedge accounting*, si rinvia alla nota n. 45 "Derivati e *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 della Società 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.

Al 31 dicembre 2024 non è stata riscontrata la presenza di contratti con derivati impliciti.

Compensazione di attività e passività finanziarie

La Società compensa attività e passività finanziarie quando:

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

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 la Società è coinvolta 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 la Società mantenga, dopo la vendita, una partecipazione non di controllo nella società stessa.

La Società 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 della Società è un'attività operativa cessata (discontinued operation), essa espone, in una voce separata del Conto economico, un unico importo rappresentato 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 la Società

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

La Società è interessata dalla normativa nazionale relativa ai certificati di efficienza energetica (cosiddetti certificati bianchi). In assenza di una specifica normativa IAS/IFRS di riferimento, il trattamento contabile adottato dalla Società risulta conforme alle regole generali incluse nel corpus dei principi contabili IAS/IFRS applicabili e in linea con la best practice internazionale.

I contributi correlati ai certificati di efficienza energetica che hanno ottenuto la certificazione dalla competente autorità, sono assimilati a contributi non monetari in conto esercizio e rilevati al fair value, nell'ambito degli "Altri proventi operativi", in contropartita alla voce di Stato Patrimoniale "Crediti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali".

Ai fini della rilevazione contabile degli oneri derivanti dagli obblighi normativi relativi ai certificati di efficienza energetica la Società applica il cosiddetto "net liability approach". Tale trattamento contabile prevede che gli oneri sostenuti per acquistare sul mercato (o comunque ottenere a titolo oneroso) gli eventuali certificati mancanti per adempiere all'obbligo del periodo di riferimento sono rilevati a Conto economico, nell'ambito degli "Altri costi operativi", in quanto rappresentano "oneri di sistema" conseguenti all'adempimento di un obbligo normativo.

I costi sostenuti per l'acquisto, relativamente alla quota di certificati di efficienza energetica non destinati ad essere utilizzati per l'adempimento dell'obbligo del periodo, sono sospesi dal Conto economico e rilevati nell'ambito delle "Altre attività correnti o non correnti" (risconti attivi).

Maggiori dettagli sull'applicazione di tale modello contabile sono forniti nella Nota 51 "Programmi ambientali".

Benefici ai dipendenti

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

Ai sensi dello IAS 19, la Società 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. La Società 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, la Società 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, la Società è impegnata in piani a contribuzione definita per effetto dei quali paga contributi fissi ad 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 della Società 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 della Società, 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 la Società non può più ritirare l'offerta di tali benefici; e
- > il momento in cui la Società 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.

La Società determina tali passività sulla base della natura del beneficio concesso.

Pagamenti basati su azioni

La Società 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 verificano specifiche condizioni.

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

In particolare, per la componente azionaria, la Società 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 ad ogni data di riferimento del bilancio fino alla data di maturazione per riflettere la migliore stima disponibile alla Società 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 la Società 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 ad 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, gli accantonamenti ai 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 renda 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 i rischi per i quali le stime dei flussi di cassa futuri non sono state rettificata. Quando l'accantonamento è attualizzato, l'adeguamento periodico del valore attuale dovuto al passaggio del tempo (i.e., unwinding dello sconto) è riflesso nel Conto economico come interesse passivo.

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 e/o ripristino di immobili, impianti e macchinari 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 già menzionata attività materiale.

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

Per i contratti i cui costi non discrezionali necessari per adempiere alle obbligazioni assunte sono superiori ai benefici economici che si suppone siano ottenibili dal contratto (contratti onerosi), la Società rileva un accantonamento pari al minore tra il costo necessario all'adempimento e qualsiasi risarcimento o sanzione derivante dall'inadempienza del contratto.

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.

Ricavi

La Società rileva i ricavi derivanti da contratti con i clienti per un ammontare che riflette il corrispettivo a cui si aspetta di avere diritto in cambio dei beni e dei servizi forniti, in accordo con il modello a 5 step previsto dall'IFRS 15:

- > individuazione del contratto con il cliente (step 1), a partire da quando il contratto stesso risulta legalmente efficace. In mancanza dei criteri dello step 1, ogni eventuale corrispettivo ricevuto dai clienti viene rilevato come anticipo;
- > individuazione delle obbligazioni di fare (step 2), ovvero le promesse, nel contratto con il cliente, di trasferire beni o servizi, che sono contabilizzate distintamente se effettivamente distinguibili per natura e nell'ambito del contratto, oppure, in via eccezionale, come unica obbligazione di fare, in caso si tratti 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.

Per ciascun bene o servizio distinto, la Società determina se agisce in qualità di “principal” o “agent”. In tale ultimo caso, i ricavi (ovvero onorari o commissioni) sono rilevati su base netta;

- > determinazione del prezzo dell’operazione, all’inizio del contratto (step 3), come:
 - corrispettivo a cui si ritiene di avere diritto in cambio del trasferimento al cliente dei beni o servizi promessi, esclusi gli importi riscossi per conto terzi (ad esempio, alcune imposte sulle vendite e l’imposta sul valore aggiunto);
 - considerando eventuali corrispettivi variabili, corrispettivi non monetari ricevuti dal cliente e quelli da pagare ad esso, componenti di finanziamento significative. Il prezzo dell’operazione viene rettificato in ciascun esercizio per tenere conto di eventuali cambiamenti delle circostanze;
- > ripartizione del prezzo dell’operazione (step 4), all’inizio del contratto, alle diverse obbligazioni di fare, incluse eventuali opzioni per l’acquisto di beni o servizi aggiuntivi che rappresentano un diritto significativo (differendo i relativi ricavi al momento in cui ha luogo il trasferimento di tali beni o servizi futuri o alla scadenza dell’opzione), generalmente sulla base del prezzo di vendita a sé stante di ciascun bene o servizio promesso;
- > rilevazione dei ricavi (step 5), 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 la Società 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 l’applicazione di tale modello di rilevazione dei ricavi sono forniti nella Nota 2.1 “Uso di stime e giudizi del management” e nella Nota 7 “Ricavi”.

Altri ricavi

La Società rileva i ricavi diversi da quelli derivanti da contratti con i clienti principalmente con riferimento ai 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 della Società 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 la Società 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 la Società rileva come costi le relative spese che i contributi intendono compensare.

Quando i contributi pubblici sono ricevuti per l’acquisto, la costruzione o l’acquisizione di attività immobilizzate (per es., immobili, impianti e macchinari o attività immateriali) sono portati a riduzione del valore contabile del bene e rilevati a Conto economico durante la vita ammortizzabile del bene come riduzione del costo dell’ammortamento. Nel caso non ci siano 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.

Quando la Società 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.

Proventi e oneri finanziari da derivati

I proventi e oneri finanziari da derivati includono:

- proventi e oneri da derivati valutati al *fair value* rilevato a Conto economico sul rischio di tasso d'interesse e tasso di cambio;
- proventi e oneri da derivati di *fair value* hedge sul rischio di tasso d'interesse;
- proventi e oneri da derivati di cash flow hedge sul rischio di tasso d'interesse e tasso di cambio.

Altri proventi e oneri finanziari

Per tutte le attività e passività finanziarie valutate al costo ammortizzato e le attività finanziarie che maturano interessi classificate come al *fair value* rilevato a Conto economico complessivo, gli interessi attivi e passivi sono rilevati utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo.

Gli interessi attivi sono rilevati nella misura in cui è probabile che i benefici economici affluiranno alla Società e il loro ammontare possa essere attendibilmente valutato.

Gli altri proventi e oneri finanziari includono anche le variazioni di *fair value* di strumenti finanziari diversi dai derivati.

Dividendi

I dividendi sono rilevati quando è stabilito il diritto incondizionato a riceverne il pagamento.

I dividendi e gli acconti sui dividendi pagabili alla Controllante Enel Italia S.p.A. sono rappresentati come movimento del Patrimonio Netto alla data in cui sono approvati dall'Assemblea degli Azionisti.

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, ad eccezione di quelle relative a voci rilevate al di fuori del Conto economico che sono riconosciute direttamente a Patrimonio Netto.

Sulla base della disciplina contenuta nel TUIR (DPR 917/86 – art.117 e seguenti) relativa al regime fiscale di tassazione di gruppo denominato "Consolidato Fiscale Nazionale", e-distribuzione S.p.A. ha stipulato con la

controllante Enel S.p.A. l'accordo relativo all'esercizio congiunto dell'opzione per il regime "Consolidato Fiscale Nazionale", definendo tutti i reciproci obblighi e responsabilità (cd. "Regolamento").

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 riverterà, determinata sulla base delle aliquote fiscali previste da provvedimenti promulgati o sostanzialmente promulgati alla data di riferimento del bilancio.

Le passività fiscali differite sono rilevate in relazione alle differenze temporanee imponibili, salvo che tali passività derivino: i) dalla rilevazione iniziale dell'avviamento; o ii) dalla rilevazione iniziale di un'attività o di una passività in un'operazione che: non rappresenta una 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 la Società 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 la Società rileva e valuta le proprie imposte correnti o differite attive e passive applicando le disposizioni dello IAS 12.

Di converso, se la Società ritiene che non sia probabile che l'Autorità Fiscale accetti il trattamento fiscale ai fini dell'imposta sul reddito, la Società 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 riportati nella nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management".

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

3. Nuovi principi contabili, modifiche ed interpretazioni

La Società ha adottato le seguenti modifiche ai principi esistenti con data di efficacia dal 1° gennaio 2024:

- > “*Amendments to IAS 7 – Statement of cash flows and IFRS 7 – Financial Instruments Disclosures: Supplier Finance Arrangements*”, emesso a maggio 2023. Le modifiche chiariscono le caratteristiche dei Supplier Finance Arrangements (SFAs) e richiedono di fornire informazioni integrative tali da consentire agli *user* del bilancio di valutare gli effetti di tali accordi sulle passività, sui flussi finanziari e sull'esposizione al rischio di liquidità.

Inoltre, le modifiche chiariscono che tali accordi prevedono la dilazione dei termini di pagamento per il debitore o l'anticipo degli stessi per i suoi fornitori, rispetto alle scadenze di pagamento originarie.

Le modifiche allo IAS 7 forniscono un elenco di informazioni, da riportare in forma aggregata, per gli SFAs con caratteristiche simili.

Riguardo l'IFRS 7, le modifiche aggiungono gli SFAs all'elenco dei fattori che dovrebbero essere considerati nel fornire l'informativa richiesta sulla gestione del rischio di liquidità, inserendo tali accordi come possibile causa di concentrazione di tale rischio.

Lo IASB ha consentito di non fornire, durante il primo anno di applicazione, né informazioni comparative, né l'informativa sui saldi di apertura specifici.

A seguito dell'implementazione di tali *amendments*, la Società ha fornito ulteriori informazioni sui suoi SFAs. A tal riguardo, si prega di fare riferimento alla nota n. 41 "Debiti commerciali".

- > “*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. In particolare, tali modifiche eliminano il requisito che il diritto sia incondizionato e chiariscono più nel dettaglio:
 - i criteri per classificare una passività come corrente o non corrente, specificando cosa si intenda per diritto a differire il regolamento e che tale diritto deve esistere alla fine del periodo di *reporting*;
 - che la classificazione non è influenzata dalle intenzioni o aspettative del *management* in merito all'esercizio o meno del diritto di differire il regolamento di una passività;
 - che esiste un diritto di differire solo se sono soddisfatte le condizioni specificate nel contratto di finanziamento alla fine dell'esercizio, anche se il creditore non verifica il rispetto di tali condizioni fino a una data successiva; e
 - che il regolamento si riferisce al trasferimento alla controparte di disponibilità liquide, strumenti rappresentativi di capitale, altri beni o servizi. A tal riguardo, le clausole di una passività che potrebbero, a scelta della controparte, dar luogo al suo regolamento attraverso il trasferimento di strumenti rappresentativi di capitale (e.g., opzioni di conversione), non incidono sulla sua classificazione come corrente o non corrente se, applicando lo IAS 32, l'opzione è classificata come strumento rappresentativo di capitale, rilevato separatamente dalla passività.

L'applicazione di queste modifiche non ha comportato impatti sul presente bilancio.

- > “*Amendments to IAS 1 - Non-current Liabilities with Covenants*”, emesso a ottobre 2022. Le modifiche sono finalizzate a:
 - chiarire che la classificazione di una passività come corrente o non corrente è subordinata ad eventuali *covenant*, presenti nel contratto, da rispettare alla data, o prima della data, di chiusura dell'esercizio; e
 - migliorare l'informativa da fornire quando la facoltà di differire il regolamento di una passività per almeno dodici mesi è subordinata al rispetto di *covenant*. Nello specifico, le modifiche richiedono un'informativa

che consenta agli *users* del bilancio di comprendere il rischio che le passività possano diventare rimborsabili entro dodici mesi dalla data di chiusura dell'esercizio, fornendo: (i) informazioni sui *covenant* (compresa la loro natura e la data in cui vanno rispettati) e sul valore contabile delle relative passività; (ii) fatti e circostanze, se presenti, che indicano che potrebbero manifestarsi delle difficoltà a rispettare tali clausole.

L'applicazione di queste modifiche non ha comportato impatti sul presente bilancio.

- > “*Amendments to IFRS 16-Lease Liability in a Sale and Leaseback*”, emesso a settembre 2022. Le modifiche specificano i criteri che il venditore-locatario utilizza nel valutare la passività derivante da un'operazione di vendita e retro-locazione, al fine di garantire che il venditore-locatario non rilevi alcun importo degli utili o delle perdite che si riferiscono al diritto di utilizzo da lui mantenuto.

In particolare, l'IFRS 16 richiede al venditore-locatario di valutare l'attività per il diritto d'uso derivante da un'operazione di vendita e retro-locazione in proporzione al valore contabile precedente dell'attività che si riferisce al diritto di utilizzo mantenuto e, di conseguenza, di rilevare solo l'importo dell'eventuale plusvalenza o minusvalenza relativa ai diritti trasferiti all'acquirente-locatore.

Inoltre, le modifiche si applicano alle operazioni di vendita e retro-locazione in cui i pagamenti del leasing includono pagamenti variabili che non dipendono da un indice o da un tasso.

L'applicazione di queste modifiche non ha comportato impatti sul presente bilancio.

4. Informazioni finanziarie relative al clima

Il Gruppo Enel, di cui la Società fa parte, ha tra i suoi pilastri portanti della strategia di Gruppo l'obiettivo di contribuire alla transizione energetica attraverso la decarbonizzazione della produzione di energia elettrica e l'elettrificazione dei consumi energetici.

e-distribuzione contribuisce alla lotta contro il cambiamento climatico, all'elettrificazione dei consumi e alla transizione energetica, perseguendo la creazione di valore per tutti gli stakeholder.

A tale scopo, la Società prevede di investire nelle reti circa 16 miliardi di euro nel periodo 2025-2027. Gli investimenti sono finalizzati a rafforzare le Smart Grid e aumentare la resilienza della rete elettrica agli eventi climatici, e in tal modo si potrà mettere a fattor comune di cittadini e imprese una rete sempre più evoluta in grado di accogliere una maggiore energia da fonti green, fornire più potenza e garantire una maggiore resilienza nei confronti dei fenomeni atmosferici, sempre più frequenti e intensi a causa dei cambiamenti climatici.

Sul fronte della integrazione dell'energia verde, l'obiettivo è quello di incrementare la capacità della rete elettrica di ospitare ulteriore Generazione Distribuita da fonti rinnovabili.

A tal proposito, la Società è impegnata nello sviluppo delle proprie reti al fine di abilitare la produzione di energia da fonte rinnovabile: attualmente sono connessi alla rete di e-distribuzione circa 1,8 milioni di produttori per una potenza complessiva pari a circa 44 GW.

Altresì, la gestione della rete elettrica comporta la produzione di emissioni indirette di gas serra (Scope 2) associate alle perdite tecniche di energia sulla rete. e-distribuzione sta investendo attivamente nella digitalizzazione e nell'automazione della rete elettrica (arrivata al 71% per le linee di media tensione) per ridurre tali perdite e aumentarne l'affidabilità, favorendo al contempo la diffusione di energia da fonti rinnovabili nel sistema energetico.

Per quanto riguarda invece l'elettificazione dei consumi, l'intento è quello di aumentare la capacità della rete nel far fronte all'aumento dei carichi elettrici derivanti dal passaggio da altre fonti di energia all'elettricità, come nel caso delle auto elettriche, dei sistemi di riscaldamento e raffrescamento a pompe di calore e delle cucine a induzione.

Infine, gli interventi incentrati sulla resilienza delle reti miglioreranno la qualità del nostro servizio. In quest'ottica, la digitalizzazione della nostra rete è un aspetto fondamentale, grazie a tecniche di automazione evolute la Società è in grado di ripristinare il servizio elettrico in seguito a guasti in tempi sempre minori e con grande efficacia.

Per ulteriori dettagli sulle implicazioni finanziarie relative agli argomenti legati al cambiamento climatico, si rimanda alla Nota 2.1 "Utilizzo delle stime e dei giudizi del management" e alle note relative a voci specifiche.

5. Effetti derivanti dall'introduzione di nuovi principi e policy contabili"

Non si segnalano nel periodo di riferimento modifiche di principi contabili che abbiano avuto impatti sulla Società.

6. Principali acquisizioni e disinvestimenti del periodo

In data 9 marzo 2024 la Società ha firmato un accordo con A2A S.p.A. per la cessione a quest'ultima del 90% del capitale sociale di un veicolo societario appositamente costituito e previo conferimento nello stesso del ramo d'azienda relativo alle attività di distribuzione di energia elettrica in alcuni comuni della Lombardia (il "**Ramo d'Azienda**").

In data 25 giugno 2024 è stata pertanto costituita da e-distribuzione S.p.A. la società Duereti S.r.l., con un capitale sociale di 10.000 euro, interamente sottoscritto e versato.

In data 28 novembre 2024 è stato stipulato l'atto di conferimento del Ramo d'Azienda da parte di e-distribuzione S.p.A. in favore di Duereti S.r.l., divenuto efficace in data 31 dicembre 2024.

Il Ramo d'Azienda comprende asset, personale operativo, clienti attivi e contratti necessari per le normali attività commerciali, rimanenze utili per lo svolgimento delle attività operative ordinarie.

Di seguito si riporta la Situazione Patrimoniale del Ramo d'Azienda alla data di efficacia del conferimento (31 dicembre 2024):

Euro migliaia

| ATTIVO | 31 dicembre 2024 | PASSIVO | 31 dicembre 2024 |
|---|------------------|--|------------------|
| Attività non correnti | | Passività non correnti | |
| Immobili, impianti e macchinari | 392.705 | Finanziamenti a lungo termine | 990 |
| Attività per imposte differite | 13.395 | Benefici ai dipendenti | 1.348 |
| Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine | 132 | Fondi per rischi e oneri | 1.665 |
| | | Passività contrattuali | 2.288 |
| Totale Attività non correnti | 406.232 | Totale Passività non correnti | 6.291 |
| Attività correnti | | Passività correnti | |
| Rimanenze | 6.370 | Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine | 399 |
| Crediti finanziari e titoli a breve termine | 10 | Fondi per rischi e oneri | 3.700 |
| Altre attività correnti | 14 | Passività contrattuali | 375 |
| Totale Attività correnti | 6.394 | Altre passività correnti | 919 |
| | | Totale Passività correnti | 5.393 |
| TOTALE ATTIVO | 412.626 | TOTALE PASSIVO | 11.684 |
| | | VALORE NETTO AL 31 DICEMBRE 2024 | 400.942 |
| | | VALORE NETTO AL 31 AGOSTO 2024 | 376.533 |
| | | Conguaglio a credito e-distribuzione S.p.A. | 24.409 |

Confrontando la Situazione Patrimoniale del Ramo d'Azienda alla data di efficacia del conferimento (31 dicembre 2024) e la Situazione Patrimoniale del Ramo d'Azienda alla data di perizia (31 agosto 2024), emerge un conguaglio positivo a favore di e-distribuzione S.p.A. pari a euro 24.432 migliaia circa.

Con efficacia sostanzialmente contestuale a quella del conferimento del Ramo d'Azienda in favore della società Duereti S.r.l., è stata poi perfezionata la cessione da e-distribuzione S.p.A. ad A2A S.p.A. di una partecipazione del 90% in Duereti s.r.l., a fronte del pagamento di un corrispettivo pari ad euro 1.228.779 migliaia circa, realizzando una plusvalenza di euro 890.147 migliaia circa.

Al perfezionamento dell'operazione, la Società ha mantenuto una partecipazione di minoranza pari al 10% del capitale sociale di Duereti S.r.l., che al 31 dicembre 2024 è stata designata irrevocabilmente a *fair value through other comprehensive income* ("FVOCI") e soggetta ad una prima rimisurazione a *fair value*, pari a euro 98.905 migliaia circa, rilevata ad incremento della plusvalenza.

Inoltre, poiché la partecipazione di minoranza del 10% di e-distribuzione S.p.A. in Duereti S.r.l. è soggetta a un meccanismo di opzioni put e call a prezzo predefinito, esercitabili a partire dal 2026, al 31 dicembre 2024 è stato anche rilevato un derivato attivo valutato al *fair value through profit or loss* ("FVTPL") pari a euro 2.312 migliaia circa.

Informazioni sul Conto Economico

7. Ricavi – Euro 8.010.485 migliaia

La voce accoglie i ricavi rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRS 15 nonché altri ricavi; essi risultano così articolati:

| Migliaia di euro | 2024 | 2023 | 2024-2023 | |
|---|------------------|------------------|-----------------|-----------------|
| Ricavi trasporto energia elettrica: | 7.053.887 | 6.449.387 | 604.500 | 9% |
| Ricavi trasporto energia (terzi) | 4.395.936 | 3.321.183 | 1.074.753 | 32% |
| Ricavi trasporto energia (gruppo) | 2.564.172 | 2.813.377 | (249.205) | (9%) |
| Perequazioni | (71.091) | (167.558) | 96.467 | (58%) |
| Ricavi trasporto energia elettrica esercizi precedenti: | (28.506) | (6.856) | (21.650) | >100% |
| <i>Ricavi trasporto energia esercizi precedenti (terzi)</i> | <i>(35.080)</i> | <i>(13.776)</i> | <i>(21.304)</i> | <i>>100%</i> |
| <i>Ricavi trasporto energia esercizi precedenti (gruppo)</i> | <i>6.574</i> | <i>6.920</i> | <i>(346)</i> | <i>(5%)</i> |
| Ricavi da Abolizione Regulatory Lag | 193.376 | 489.241 | (295.865) | (60%) |
| Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori: | 793.243 | 669.284 | 123.959 | 19% |
| Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati nel corso del tempo (terzi) | 363.917 | 259.673 | 104.244 | 40% |
| Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati nel corso del tempo (gruppo) | 225.575 | 179.265 | 46.310 | 26% |
| Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati in un determinato momento (terzi) | 175.595 | 167.232 | 8.363 | 5% |
| Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati in un determinato momento (gruppo) | 30.006 | 63.114 | (33.108) | (52%) |
| Accantonamenti per rischi ed oneri (Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori) | (1.850) | - | (1.850) | 100% |
| Lavori in corso su ordinazione: | 19.517 | 17.854 | 1.663 | 9% |
| Lavori e servizi in corso su ordinazione (terzi) | 19.517 | 17.854 | 1.663 | 9% |
| Altre vendite e prestazioni: | 115.795 | 85.212 | 30.583 | 36% |
| Ricavi da vendita beni (terzi) | 25.189 | 28.165 | (2.976) | (11%) |
| Ricavi da vendita beni (gruppo) | (1) | - | (1) | 10% |
| Ricavi per prestazioni di servizi (terzi) | 84.571 | 49.078 | 35.493 | 72% |
| Ricavi per prestazioni di servizi (gruppo) | 6.036 | 7.969 | (1.933) | (24%) |
| Ricavi per licenze d'uso: | - | 59 | (59) | (100%) |
| Ricavi per licenze d'uso (terzi) | - | 59 | (59) | (100%) |
| Locazione beni strumentali: | 18.487 | 16.825 | 1.662 | 10% |
| Locazione beni strumentali (terzi) | 18.487 | 16.825 | 1.662 | 10% |
| Altri ricavi: | 9.556 | 9.055 | 501 | 6% |
| Ricavi da leasing operativo (terzi) | 9.556 | 9.055 | 501 | 6% |
| Totale Ricavi | 8.010.485 | 7.247.676 | 762.809 | 11% |

I Ricavi da trasporto energia elettrica, complessivamente pari al 31 dicembre 2024 a euro 7.053.887 migliaia, accolgono sia ricavi per il servizio di trasporto ai clienti del mercato della Maggior Tutela, della Salvaguardia e del Mercato Libero, che quelli derivanti dai meccanismi di perequazione e da “abolizione lag regolatorio”.

Nell'ambito dei ricavi da “abolizione lag regolatorio”, sono inclusi anche i ricavi correlati agli ammortamenti accelerati rilevati sui contatori 1G per tener conto delle tempistiche di installazione previste dal piano Open Meter.

I ricavi trasporto energia elettrica risultano complessivamente in aumento di euro 604.500 migliaia rispetto allo stesso periodo del 2023 (pari a euro 6.449.387 migliaia) essenzialmente in seguito:

- all'incremento dei ricavi trasporto energia, pari complessivamente a euro 825.548 migliaia (di cui euro 1.074.753 migliaia riferiti ai terzi, mitigati per euro 249.205 migliaia, dai minori ricavi trasporto energia da società del gruppo);
- al minor effetto negativo delle perequazioni, pari complessivamente a euro 96.467 migliaia.

Tali effetti risultano parzialmente compensati dalla riduzione dei ricavi da abolizione regulatory lag, pari a euro 295.865 migliaia e dai maggiori ricavi trasporto energia negativi riferiti all'esercizio precedente, pari a euro 21.650 migliaia.

L'incremento dei ricavi trasporto (terzi e gruppo), pari a complessivi euro 825.548 migliaia è essenzialmente determinato dall'aumento dei ricavi fatturati nell'anno 2024 ai clienti in bassa e media tensione, per le componenti *dis* e *mis*, a remunerazione dei costi, rispettivamente, di distribuzione e di misura, per effetto dell'incremento delle tariffe obbligatorie fissate per l'anno 2024, come previsto dalle deliberazioni ARERA n. 630/23 e n. 633/23 pubblicate a dicembre 2023.

La riduzione delle perequazioni negative, pari a complessivi euro 96.467 migliaia, deriva:

- all'impatto positivo del meccanismo di perequazione distribuzione, pari a euro 151.498 migliaia, dovuto al minor impatto negativo dei maggiori ricavi fatturati relativamente alla componente *dis* rispetto ai ricavi ammessi al 31 dicembre 2024 rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente;
- all'incremento della perequazione eventi sismici centro Italia, pari a euro 29 migliaia.

Tali impatti sono stati in parte mitigati:

- dall'impatto negativo del meccanismo di perequazione usi propri, pari a euro 6.461 migliaia, dovuto ai minori costi di acquisto energia per usi propri sostenuti nell'esercizio 2024;
- dal peggioramento del meccanismo di perequazione misura, pari a euro 16.426 migliaia, per effetto dei maggiori ricavi fatturati nel 2024 per la componente *mis* rispetto ai ricavi ammessi;
- dall'impatto negativo della perequazione trasmissione, a copertura dei costi di trasmissione, pari a euro 32.173 migliaia, per effetto dei maggiori ricavi fatturati ai traders derivanti dalla componente *tras*, rispetto ai ricavi ammessi (che risentono dei costi di trasmissione) per euro 4.783 migliaia a confronto con lo stesso periodo dell'anno precedente, nel quale l'effetto era opposto per euro 27.391 migliaia.

L'aumento dei ricavi da abolizione regulatory lag, pari a euro 295.865 migliaia, è riconducibile alla variazione del tasso di remunerazione del capitale investito (WACC) e degli indici di inflazione nonché all'effetto dell'incremento della previsione di incasso di fondi di finanziamento pubblici che, come previsto dalla regolazione vigente in materia di riconoscimento tariffario, devono essere portati in detrazione della RAB e dall'ammortamento per il calcolo del ricavo. Tale riduzione è infine anche in parte dovuta all'impatto del conferimento degli asset di rete afferenti al Ramo distribuzione energia ai comuni di Milano e Val Trompia alla società Duereti S.r.l.

La riduzione dei ricavi trasporto energia esercizi precedenti, pari a euro 21.650 migliaia risulta principalmente determinato:

- dall'impatto negativo, pari a euro 34.998 migliaia della sopravvenienza sui ricavi da abolizione regulatory lag rilevata in seguito alla comunicazione dei dati RAB relativi all'esercizio precedente: nel 2024 essa è risultata negativa per euro 16.008 migliaia, mentre nell'esercizio precedente era positiva per euro 18.989;

- maggior impatto, di euro 821 migliaia, della sopravvenienza passiva derivante dalla pubblicazione delle tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura. In particolare, al 31 dicembre 2024, in seguito alla pubblicazione delle tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura anno 2023 (definite con delibera ARERA n.77/2024/R/eel) essa è pari a euro 19.291 migliaia, mentre nello stesso periodo dell'esercizio precedente era invece pari a euro 18.470 migliaia.

Tali impatti sono stati in parte mitigati dai seguenti fenomeni:

- per euro 7.745 migliaia dalla presenza, al 31 dicembre 2023, di sopravvenienze passive relative allo sharing infrastruttura;
- per euro 6.373 migliaia dalla contabilizzazione, al 31 dicembre 2024, di sopravvenienze attive relative a perequazione usi propri anni precedenti;
- per euro 2.087 migliaia, al minor impatto delle sopravvenienze passive relative ai saldi di perequazione di distribuzione, misura, trasmissione ed eventi sismici centro Italia rilevati nell'esercizio 2024 rispetto all'anno precedente.

I Contributi di connessione e altri diritti accessori verso terzi e altre società del gruppo, al 31 dicembre 2024 ammontano complessivamente a euro 793.243 migliaia (euro 669.284 migliaia al 31 dicembre 2023), in aumento di euro 123.959 migliaia rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è la diretta conseguenza sia del rilascio a conto economico della quota parte di contributi sospesi afferenti alla clientela del Ramo d'Azienda in quanto rientranti nel perimetro di cessione (pari a euro 105.846 migliaia), sia dell'aumento nel corso dell'anno 2024 dei lavori e delle altre prestazioni richieste dai clienti finali, traders e produttori, rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

I Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati nel corso del tempo pari, al 31 dicembre 2024, a complessivi euro 589.492 migliaia (euro 438.938 migliaia al 31 dicembre 2023), accolgono la quota di competenza del periodo di corrispettivi ricevuti da clienti e relativi ad obbligazioni di fare soddisfatte dalla Società nel corso del tempo (principalmente richieste di nuove connessioni, attività che determinano la modifica delle condizioni di connessione e/o attivazioni di PoD -*Point of delivery*- già installati).

I Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati in un determinato momento pari, al 31 dicembre 2024, a complessivi euro 205.601 migliaia (euro 230.346 migliaia al 31 dicembre 2023), si riferiscono ad obbligazioni di fare adempite in un determinato momento da parte della Società (essenzialmente spostamento impianti, attività che determinano delle modifiche contrattuali soggettive e altre particolari attività di minore importanza, come ad esempio le connessioni temporanee o le forniture stagionali ricorrenti).

Gli Accantonamenti per rischi ed oneri riferiti ai Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori, pari a euro 1.850 migliaia, si riferiscono alla stima degli oneri connessi alle probabili richieste di restituzione contributi già versati dalla clientela afferente al Ramo d'Azienda nel caso in cui i lavori da essi richiesti non vengano più eseguiti.

I lavori in corso su ordinazione, pari a euro 19.517 migliaia (euro 17.854 migliaia al 31 dicembre 2023), si riferiscono alle prestazioni di servizi previste dalle "Condizioni generali di accesso all'infrastruttura elettrica di e-distribuzione" ed effettuati ad alcuni operatori della telefonia per consentire le attività di posa della fibra ottica sull'infrastruttura della Società. Essi risultano in incremento di euro 1.663 migliaia rispetto ai valori dell'esercizio precedente.

Le altre vendite e prestazioni, pari al 31 dicembre 2024 a complessivi euro 115.795 migliaia (euro 85.212 migliaia al 31 dicembre 2023), si riferiscono per euro 109.760 migliaia a ricavi verso terzi e per euro 6.035 migliaia a ricavi verso le altre società del gruppo.

Le altre vendite e prestazioni verso terzi, pari a euro 109.760 migliaia (euro 77.243 migliaia) accolgono essenzialmente:

- per euro 38.092 migliaia ai servizi aggiuntivi di misura a produttori e *traders* (euro 30.313 migliaia al 31 dicembre 2023);
- per euro 25.189 migliaia alla vendita a terzi di materiali e bobine (euro 28.165 migliaia al 31 dicembre 2023);
- per euro 17.739 migliaia a ricavi connessi a lavori effettuati su richiesta di Terna S.p.A. (euro 6.402 migliaia al 31 dicembre 2023);
- per euro 10.825 migliaia a ricavi riferiti ai servizi svolti dalla Società per consentire a Duereti S.r.l. l'esercizio dell'attività di gestore dei sistemi di distribuzione e misura di energia elettrica quale Distribution System Operator;
- per euro 8.581 migliaia a ricavi per servizi di mitigazione resi a Terna S.p.A. (euro 3.718 migliaia al 31 dicembre 2023);
- per euro 4.623 migliaia a proventi per richieste di messa fuori servizio impianti (euro 4.332 migliaia al 31 dicembre 2023);
- per euro 1.592 migliaia a rimborsi danni ad apparecchi di misura (euro 2.089 migliaia al 31 dicembre 2023).

Le altre vendite e prestazioni verso società del gruppo, pari a euro 6.035 migliaia (euro 7.969 migliaia al 31 dicembre 2023), si riferiscono prevalentemente:

- per euro 2.384 migliaia a ricavi verso Enel Produzione per prestazioni di servizi di manutenzione effettuati da e-distribuzione presso gli impianti della società collocati presso le isole minori di Ventotene, Capraia, Portoferraio, Vulcano, Malfa, Salina, Panarea, Stromboli, Alicudi, Filicudi e Ginostra (euro 2.067 migliaia al 31 dicembre 2023);
- per euro 1.118 migliaia (euro 1.164 migliaia al 31 dicembre 2023) a ricavi verso Enel Energia per servizi di misura e per rimborsi di prelievi irregolari e per danni ad apparecchi di misura;
- per euro 1.066 migliaia a ricavi verso Servizio Elettrico Nazionale essenzialmente per rimborsi di prelievi irregolari e danni ad apparecchi di misura (euro 3.245 migliaia al 31 dicembre 2023).
- per euro 1.066 migliaia a ricavi verso Enel Italia principalmente per servizi di consulenza strategica in tema di energy management e servizi riguardanti la progettazione e realizzazione di un sistema di monitoraggio intelligente di raccolta dati di misura per consentire l'operatività delle reti di distribuzione elettrica all'interno delle sedi delle Olimpiadi "Milano-Cortina" e di accounting dell'energia delle "venue" (per euro 1.050 migliaia).

I ricavi per locazioni di beni strumentali, pari a complessivi euro 18.487 migliaia (euro 16.825 migliaia al 31 dicembre 2023), riguardano essenzialmente ricavi riferiti alla concessione di diritti d'uso (IRU) per l'appoggio di fibra ottica sull'infrastruttura fisica della Società e ricavi per servizi di housing.

Gli Altri ricavi, pari a complessivi euro 9.556 migliaia (euro 9.055 migliaia al 31 dicembre 2023), si riferiscono a ricavi da leasing operativo in cui la Società opera in qualità di locatore. In particolare, per euro 1.817 migliaia, sono

relativi alla locazione di spazi all'interno delle cabine di proprietà effettuata a favore di Open Fiber e per euro 7.238 migliaia a locazioni di beni strumentali a terzi.

7.1 Informazioni disaggregate sui ricavi

Nella seguente tabella è evidenziata la ripartizione dei ricavi per area geografica:

| Migliaia di euro | | |
|------------------|------------------|------------------|
| | 2024 | 2023 |
| Italia | 7.953.569 | 7.219.561 |
| Gran Bretagna | 20 | 27.921 |
| Spagna | - | 43 |
| Romania | - | 96 |
| Svizzera | 56.497 | 1 |
| Altri | 399 | 54 |
| Totale | 8.010.485 | 7.247.676 |

I ricavi sono ripartiti tra "point in time" e "over time" così come esposto nella tabella seguente.

| Migliaia di euro | | | | | |
|---------------------------------------|------------------|------------------|----------------|------------|--|
| Tempi di rilevazione dei ricavi | 2024 | 2023 | 2024-2023 | | |
| Beni/Servizi trasferiti Point in Time | 290.862 | 292.267 | (1.405) | 0% | |
| Beni/Servizi trasferiti Over Time | 7.710.067 | 6.946.354 | 763.713 | 11% | |
| TOTALE | 8.000.929 | 7.238.621 | 762.308 | 11% | |

7.2 Attività e passività contrattuali

La seguente tabella fornisce informazioni sui crediti commerciali, le attività e le passività contrattuali relative ai ricavi trasporto energia elettrica, ai contributi da connessione, ai lavori in corso su ordinazione, alle altre vendite e prestazioni e alle locazioni beni strumentali:

| Migliaia di euro | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 |
|---|--------------------|--------------------|
| Crediti inclusi tra i "Crediti commerciali" | 4.308.237 | 3.708.666 |
| di cui Crediti inclusi tra i Crediti commerciali (terzi) | 3.446.926 | 2.941.514 |
| di cui Crediti inclusi tra i Crediti commerciali (gruppo) | 861.311 | 767.152 |
| Attività derivanti da contratti con i clienti | 13 | 13 |
| di cui Crediti per Lavori in corso su ordinazione (terzi) | 13 | 13 |
| Passività contrattuali non correnti: | (2.810.442) | (3.013.779) |
| di cui Risconti passivi su connessioni alla rete e altri diritti accessori (terzi) | (1.532.860) | (1.626.388) |
| di cui Risconti passivi su connessioni alla rete e altri diritti accessori (gruppo) | (988.310) | (1.122.872) |
| di cui Risconti passivi altri (terzi) | (289.272) | (264.519) |
| Passività contrattuali correnti: | (1.432.148) | (1.296.210) |
| di cui Debiti per Lavori in corso su ordinazione (terzi) | (18.544) | (16.839) |
| di cui Acconti su connessioni alla rete e altri diritti accessori (terzi) | (854.203) | (759.272) |
| di cui Acconti su connessioni alla rete e altri diritti accessori (gruppo) | (22.502) | (29.965) |
| di cui Acconti altri (terzi) | (8.778) | (10.018) |
| di cui Risconti passivi su connessioni alla rete e altri diritti accessori (terzi) | (311.460) | (276.411) |
| di cui Risconti passivi su connessioni alla rete e altri diritti accessori (gruppo) | (197.218) | (186.766) |
| di cui Risconti passivi altri (terzi) | (19.443) | (16.939) |
| TOTALE | 65.660 | (601.310) |

I crediti commerciali sopra esposti presentano complessivamente un aumento, rispetto all'esercizio precedente, pari a euro 599.571 migliaia, riconducibile all'incremento dei crediti verso terzi per euro 505.412 migliaia e di quelli verso il gruppo, per euro 94.159 migliaia (in particolare, per euro 153.141 migliaia verso Enel Energia S.p.A. e per euro 3.987 verso Enel X Way Italia S.r.l.; in parte compensati dalla riduzione dei crediti, per euro 61.149 migliaia verso Servizio Elettrico Nazionale, e dei crediti verso Enel Green Power Italia S.p.A., pari a euro 1.555 migliaia).

L'aumento di tali crediti (sia verso terzi che verso società del gruppo) è principalmente riconducibile:

- ai maggiori volumi di fatturato per effetto dell'incremento delle tariffe obbligatorie fissate per l'anno 2024, previsto dalle delibere n. 630/23 e n. 632/23 ARERA e al ripristino, per l'esercizio 2024, delle componenti Asos e Arim;
- al minor impatto delle svalutazioni operate sui crediti commerciali al 31 dicembre 2024, pari complessivamente a euro 20.058 migliaia;
- all'incremento dei crediti per ricavi da abolizione *regulatory lag* pari a euro 673.752 migliaia.

Tali impatti sono stati parzialmente compensati dal maggior volume, rispetto al 31 dicembre 2023, delle operazioni di cessione pro-soluto dei crediti commerciali, pari a euro 543.425 migliaia.

Per maggiori dettagli si rinvia alla nota n. 28 "Crediti commerciali".

Le attività da contratti con la clientela riguardano esclusivamente lavori in corso su ordinazione. Al 31 dicembre 2024 esse ammontano ad euro 13 migliaia.

Le passività contrattuali non correnti, pari ad euro 2.810.442 migliaia, accolgono essenzialmente i risconti passivi su connessioni alla rete ed altri diritti accessori (per complessivi euro (2.521.170) migliaia) e i risconti passivi altri, relativi ai diritti di appoggio della fibra ottica (per complessivi euro (289.272) migliaia), aventi scadenza oltre i 12 mesi.

I risconti passivi su connessioni alla rete ed altri diritti accessori presenti tra le passività non contrattuali sono relativi alla quota parte di corrispettivi ricevuta dai clienti in seguito a richieste di nuove connessioni, di modifica delle condizioni contrattuali che hanno impatti nelle condizioni di fornitura e/o di attivazioni di PoD già installati, dalle quali scaturisce per il distributore un'obbligazione di fare soddisfatta nel corso del tempo in quanto il cliente, con il pagamento del contributo, oltre ad ottenere il diritto alla prestazione richiesta, acquisisce implicitamente anche il diritto ad ottenere l'accesso continuato all'infrastruttura per la fornitura della commodity. Conseguentemente, in questi casi, il contributo di connessione sarà rilevato a Conto Economico nel corso del tempo e, in particolare, lungo il periodo di tempo che si estende dal momento in cui è stata eseguita la prestazione di connessione e per tutta la durata della concessione (31 dicembre 2030), inteso come il periodo durante il quale il cliente iniziale e qualsiasi altro cliente futuro possono beneficiare dell'accesso continuativo al servizio, senza corrispondere ulteriori contributi di connessione aggiuntivi.

I risconti passivi su connessioni alla rete ed altri diritti accessori aventi scadenza oltre i 12 mesi presentano, rispetto al 31 dicembre 2024, una riduzione pari ad euro 228.090 migliaia determinata dai rilasci delle quote di competenza del periodo (pari a euro 588.842 migliaia), dalla riclassifica, nelle passività contrattuali correnti, della quota di risconti passivi che sarà "riversata" a Conto Economico entro i 12 mesi successivi (pari ad euro 45.502 migliaia). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalle nuove connessioni "over time" realizzate nell'esercizio 2024 (pari a euro 406.255 migliaia).

I risconti passivi altri, accolgono il valore del diritto d'uso (IRU), avente scadenza oltre i 12 mesi, riconosciuto ad alcuni operatori della telefonia cui è stato consentito l'appoggio della rete in fibra ottica sull'infrastruttura fisica di e-distribuzione S.p.A. anche al fine del successivo esercizio.

Tali risconti vengono rilevati a Conto Economico a partire dal momento in cui si costituisce il diritto d'uso e fino alla scadenza contrattualmente prevista (solitamente pari a 20 anni).

Essi presentano, al 31 dicembre 2024, un aumento di euro 24.753 migliaia riconducibile all'IRU relativa alle nuove tratte di infrastruttura elettrica messa a disposizione agli operatori della telefonia nel corso del 2024 (pari a euro 48.163 migliaia). Tali effetti sono parzialmente compensati dai rilasci della quota di competenza del periodo (pari a euro 18.470 migliaia), dalla riclassifica nelle passività correnti della quota a breve (pari a euro 2.652 migliaia) e dalla quota di risconti passivi per IRU afferente al Ramo d'Azienda conferita a Duereti S.r.l. (pari a euro 2.288 migliaia).

Le passività contrattuali correnti, pari ad euro (1.432.148) migliaia, accolgono essenzialmente:

- debiti per lavori in corso su ordinazione (pari a euro (18.544) migliaia);
- acconti su connessioni alla rete ed altri diritti accessori (pari a complessivi euro (876.705) migliaia);
- acconti diversi (pari a euro (8.778) migliaia);
- risconti passivi su connessioni alla rete ed altri diritti accessori (per complessivi euro (508.678) migliaia);
- risconti passivi altri, riferiti ai diritti di appoggio della fibra ottica (pari a euro (19.443) migliaia).

Gli acconti su connessioni alla rete ed altri diritti accessori si riferiscono per euro 854.203 migliaia ad acconti verso terzi e per euro 22.502 migliaia ad acconti verso società del gruppo (principalmente verso la società Enel Energia, per euro 17.359 migliaia, e verso Servizio Elettrico Nazionale, per euro 956 migliaia). Essi sono costituiti dagli anticipi ricevuti dai clienti a fronte di richieste di connessioni alla rete, spostamento impianti e altre attività correlate non ancora eseguite. L'incremento intervenuto nella voce, complessivamente pari a euro 87.467 migliaia, è sostanzialmente riconducibile alle maggiori richieste di connessioni, sia da clienti finali e traders che da produttori, pervenute nel 2024.

Al completamento della connessione o delle altre attività richieste dal cliente, verranno riversati:

- a Conto Economico se riferiti obbligazioni di fare soddisfatte in un determinato momento (cd. "*at a point in time*") da parte della Società
- tra i risconti passivi su connessioni alla rete ed altri diritti accessori se relativi a obbligazioni di fare soddisfatte nel corso del tempo (cd. "*over time*") da parte della Società.

I risconti passivi, sia per connessioni alla rete ed altri diritti accessori che relativi ai diritti di appoggio della fibra - ottica, accolgono la quota di rispettivi contributi che saranno riversati a Conto Economico entro i successivi 12 mesi.

7.3 Obbligazioni di fare

Di seguito si fornisce l'informativa circa le "*obbligazioni di fare*" della Società relativamente alle principali tipologie di ricavo:

- i ricavi da trasporto energia prevedono il soddisfacimento di un'unica obbligazione di fare, ovvero il trasporto dell'energia ai traders, soddisfatta nel corso del tempo. Per la rilevazione di tali ricavi, la Società applica un metodo di valutazione dei progressi realizzati basato sugli output, in modo tale da rilevare i ricavi per l'importo che ha diritto a fatturare al cliente, se tale importo corrisponde direttamente al valore che hanno per il cliente le prestazioni completate fino alla data considerata. Essi normalmente vengono fatturati con cadenza mensile (nel periodo compreso tra il primo ed il nono giorno successivo al mese riferimento), solitamente con una scadenza a 30 giorni dalla data della fattura. Nella fornitura del servizio di trasporto la Società agisce in qualità di "*principal*" avendo la responsabilità primaria della fornitura del servizio all'utente del trasporto. Nella determinazione del prezzo, e-distribuzione S.p.A. prende a riferimento le tariffe e i relativi vincoli fissati dall'ARERA in vigore nel periodo di riferimento. Come disposto dal CADE (Allegato B Art.2), le tipologie delle garanzie attive chieste e ottenute dalla Società a garanzia dei propri crediti commerciali per prestazioni di trasporto appartengono alle seguenti categorie:
 - Fidejussioni Bancarie
 - Fidejussioni Assicurative
 - Depositi cauzionali infruttiferi
 - Parent Company Guarantees
 - Rating creditizio

La prestazione di garanzie secondo le modalità sopra individuate è condizione necessaria per la conclusione del contratto di trasporto.

- I contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori, sia monetari che in natura, sono rilevati in base all'adempimento delle obbligazioni di fare previste dal contratto. In particolare, alle richieste di nuove

connessioni, di modifica delle condizioni contrattuali che hanno impatti nelle condizioni di fornitura e/o di attivazioni di PoD già installati, scaturisce per e-distribuzione S.p.A. un'obbligazione di fare soddisfatta nel corso del tempo in quanto il cliente, con il pagamento del contributo, oltre ad ottenere il diritto alla prestazione richiesta, acquisisce implicitamente anche il diritto ad ottenere l'accesso continuato all'infrastruttura per la fornitura della commodity. In questi casi, il contributo di connessione sarà rilevato a Conto Economico nel corso del tempo e, più nello specifico, lungo il periodo di tempo che si estende dal momento in cui è stata eseguita la prestazione e per tutta la durata della concessione (31 dicembre 2030), inteso come il periodo durante il quale il cliente iniziale e qualsiasi altro cliente futuro possono beneficiare dell'accesso continuativo al servizio, senza corrispondere ulteriori contributi di connessione aggiuntivi. Al contrario, alle richieste di spostamento impianti, di nuove attivazioni senza connessione, di modifica delle condizioni contrattuali soggettive o per altre particolari attività di minore importanza (come ad esempio le connessioni temporanee o le forniture stagionali ricorrenti), scaturisce per la Società un'obbligazione di fare adempita in un determinato momento che comporta la rilevazione a Conto Economico del contributo in un'unica soluzione, nel momento in cui viene eseguita la prestazione da parte di e-distribuzione. Il valore dei contributi viene definito in base alla tipologia di richiesta, in conformità alle prescrizioni indicate da ARERA nel TIC "Testo integrato connessioni". Essi possono essere:

- a *forfait*, nel caso di richieste di prestazioni il cui importo è definito dall'Autorità nel periodo di riferimento;
- a spesa relativa quando l'importo del lavoro è determinato sulla base degli oneri sostenuti dal distributore (costo materiali, manodopera ed eventuali costi aggiuntivi);
- misti nel caso in cui l'importo è determinato in parte a *forfait* e in parte a spesa relativa.

I contributi monetari solitamente vengono fatturati in acconto, nel momento in cui il cliente accetta l'importo della richiesta e vengono rilevati tra le passività contrattuali correnti.

Nella fornitura del servizio di connessione la Società agisce in qualità di "*principal*" avendo la responsabilità primaria della fornitura del servizio al cliente.

8. Altri proventi operativi – Euro 1.270.963 migliaia

Il dettaglio degli altri proventi operativi è riportato di seguito:

| Migliaia di euro | | | | |
|--|------------------|----------------|-----------------|-------------------|
| | 2024 | 2023 | 2024-2023 | |
| Contributi in conto impianti: | 37.384 | 18.776 | 18.608 | 99% |
| Contributi in conto impianti, esercizio e per elettrificazione rurale (terzi) | 37.384 | 18.776 | 18.608 | 99% |
| Plusvalenze da alienazione: | 993.321 | 3.908 | 989.413 | >100% |
| Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali (terzi) | 4.269 | 3.908 | 361 | 9% |
| Plusvalenze da cessione di partecipazioni in società controllate, collegate, JV e JO (terzi) | 989.052 | - | 989.052 | 100% |
| Rimborsi per danni ad impianti e simili: | 12.279 | 14.319 | (2.040) | (14%) |
| Rimborsi per danni ad impianti e simili (terzi) | 12.279 | 14.319 | (2.040) | (14%) |
| Vendita materiali vari | 419 | 571 | (152) | (27%) |
| Penalità e altre rettifiche da fornitori | 32.912 | 22.888 | 10.024 | 44% |
| Premio continuità del servizio | 11.510 | 34.255 | (22.745) | (66%) |
| Altri proventi connessi al business elettrico | (24.763) | 15.272 | (40.035) | (>100%) |
| Contributi da CSEA per Titoli efficienza energetica | 193.321 | 230.914 | (37.593) | (16%) |
| Altri | 14.564 | 21.629 | (7.065) | (33%) |
| Altri (terzi) | 14.354 | 21.590 | (7.236) | (34%) |
| Altri (gruppo) | 210 | 39 | 171 | >100% |
| Canoni e locazioni varie: | 9 | 3 | 6 | >100% |
| Canoni e locazioni varie (terzi) - no IFRS 16 | 9 | 3 | 6 | >100% |
| Rimborsi da clienti: | 7 | - | 7 | 100% |
| Rimborsi da clienti (terzi) | 7 | 38 | (31) | (82%) |
| Personale distaccato (gruppo) | - | (29) | 29 | (100%) |
| Totale | 1.270.963 | 362.535 | 908.428 | >100% |

I ricavi per i contributi in conto impianti, esercizio e per elettrificazione rurale sono pari a euro 37.384 migliaia (euro 18.776 migliaia al 31 dicembre 2023) e accolgono essenzialmente i rilasci dai conti dei risconti passivi, delle quote dei contributi in conto impianti ricevuti da organismi comunitari e da enti pubblici, di competenza dell'esercizio.

Le plusvalenze da alienazione ammontano a euro 993.321 migliaia (euro 3.908 migliaia al 31 dicembre 2023) e sono sostanzialmente riferite all'operazione di conferimento del ramo d'azienda "distribuzione energia comuni di Milano e Val Trompia" alla Società Duereti S.r.l. e alla successiva vendita del 90% della partecipazione di Duereti S.r.l. ad A2A S.p.A. (per euro 989.052 migliaia).

I rimborsi per danni a impianti e simili, pari a euro 12.279 migliaia (euro 14.319 migliaia al 31 dicembre 2023), si riferiscono ai rimborsi assicurativi riconosciuti dalle compagnie assicuratrici a fronte del danneggiamento di alcuni impianti per eventi eccezionali.

I canoni e locazioni varie, pari a euro 9 migliaia (euro 3 migliaia al 31 dicembre 2023), si riferiscono essenzialmente alla locazione, all'affitto e al noleggio a terzi di beni immobili e mobili, di proprietà della Società, non utilizzati nell'ambito dell'attività caratteristica ma non rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRS 16 in quanto resta ad e-distribuzione il controllo dell'utilizzo di tali beni.

Le vendite di materiali vari, pari a euro 419 migliaia (euro 571 migliaia), accolgono i proventi per le vendite di materiali, sia rimanenze che materiali di consumo, normalmente obsoleti, danneggiati o non utilizzati, che sono stati recuperati a seguito dello smantellamento degli impianti dismessi.

I ricavi per penalità e altre rettifiche a fornitori, pari a euro 32.912 migliaia (euro 22.888 migliaia al 31 dicembre 2023) presentano un incremento pari a euro 10.024 migliaia, dovuto sostanzialmente ad un aumento delle penalità applicate per inadempienze contrattuali ai fornitori di materiali (per euro 8.284 migliaia) e per le violazioni delle norme in materia di salute e sicurezza (per euro 1.157 migliaia).

Il premio sulla continuità del servizio, pari a euro 11.510 migliaia, accoglie:

- la stima del premio spettante a e-distribuzione S.p.A., nell'esercizio 2024, ai sensi del Titolo III del Testo integrato della regolazione *output-based* del servizio di distribuzione – Periodo di regolazione 2024-2027 - Deliberazione ARERA n. 617/2023 o TIQD (ex Titolo IV del Testo integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il semiperiodo 2020-2023 – Deliberazione ARERA n. 566/2019 o TIQE), pari a euro 11.735 migliaia;
- la rettifica della stima dei premi sulla continuità del servizio relativi all'esercizio 2023, determinata a seguito della Deliberazione ARERA n. 584/2024, pari a euro 225 migliaia.

Al 31 dicembre 2023, tale voce accoglieva la stima del premio spettante ad e-distribuzione S.p.A. per i recuperi di continuità del servizio realizzati nel 2023 (euro 32.600 migliaia) e l'integrazione dei premi sulla continuità del servizio ai sensi del titolo IV e del titolo VI relativi all'esercizio 2022, determinata a seguito della Deliberazione ARERA n. 485/2023 (euro 1.655 migliaia).

La riduzione della stima dei premi sulla continuità del servizio rilevata nel 2024 rispetto all'esercizio precedente è sostanzialmente imputabile ad un peggioramento degli indicatori di durata e del numero di interruzioni, a causa dei fenomeni meteorologici rilevanti occorsi nel 2024, concentrati nei mesi estivi, sia sotto forma di ondate di calore che di fenomeni temporaleschi violenti.

Gli altri proventi connessi al business elettrico, pari a euro 24.763 migliaia (euro 15.272 migliaia al 31 dicembre 2023) presentano una riduzione di euro 40.035 migliaia. In particolare, tale variazione riguarda essenzialmente:

- per euro 23.767 migliaia, il decremento della stima dei proventi che verranno richiesti a reintegro per gli oneri di rete non incassati dai trader, in conformità alle predisposizioni della delibera n.119/2022 ARERA s.m.i.;
- per euro 7.588 migliaia, la riduzione della perequazione netta positiva del delta perdite esercizi precedenti, in seguito alla comunicazione da parte di CSEA dei risultati di perequazione TIV dell'anno 2023 come da delibera n. 584/2023 ARERA;
- per euro 7.406 migliaia, la riduzione della stima dei proventi per reintegro da CSEA degli oneri di sistema versati e non riscossi dai traders, in conformità alle predisposizioni della delibera n.119/2022 ARERA e s.m.i.;
- per euro 1.274 migliaia, la riduzione dei premi resilienza.

Si precisa che i valori sopra esposti, contengono conto anche dei conguagli e delle revisioni di stime di esercizi precedenti.

I contributi ricevuti da CSEA per i Titoli di Efficienza Energetica, pari a euro 193.321 migliaia (euro 230.914 migliaia al 31 dicembre 2023), si riferiscono, per il periodo 01.01.2024-31.05.2024 ai titoli acquistati e maturati sui progetti

nel corso del 2024 per la copertura di almeno del 60% dell'obbligo 2023, oltre alla quota restante dell'obbligo 2021 e una piccola quota del residuo obbligo 2022. Per il periodo 01.06.2024-31.12.2024, i contributi si riferiscono ai titoli acquistati per contribuire alla copertura del 60% dell'obbligo 2024, oltre alla quota restante del residuo 2022 non adempiuto.

Al 31 dicembre 2023 si riferiscono per il periodo 01.01.2023-31.05.2023 ai titoli acquistati e maturati sui progetti nel corso del 2023 per la copertura di almeno del 60% dell'obbligo 2022, oltre alla quota restante dell'obbligo 2020 e una piccola quota del residuo obbligo 2021. Per il periodo 01.06.2023-31.12.2023, i contributi si riferiscono ai titoli acquistati per contribuire alla copertura del 60% dell'obbligo 2023, oltre alla quota restante del residuo 2021 non adempiuto.

La riduzione, pari a euro 37.593 migliaia, deriva essenzialmente dalla riduzione dei volumi dei titoli acquistati rispetto all'esercizio precedente, oltre ad una leggera flessione del contributo tariffario.

Gli Altri ricavi e proventi, complessivamente pari ad euro 14.564 migliaia (euro 21.629 migliaia al 31 dicembre 2023) presentano un decremento pari a euro 7.065 migliaia.

Essi accolgono essenzialmente i ricavi per corrispettivo tariffario specifico ai sensi dell'art. 41 della delibera ARERA n. 646/2015/R/eel e s.m.i (pari a euro 9.000 migliaia) e rimborsi vari ottenuti da terzi, clienti e dipendenti (pari a euro 3.683 migliaia).

9. Materie prime e materiali di consumo – Euro 783.279 migliaia

Il dettaglio delle materie prime e materiali di consumo è riportato nel prospetto seguente:

| Migliaia di euro | | | | | |
|--|------------------|------------------|-----------------|--------------|--|
| | 2024 | 2023 | 2024-2023 | | |
| Acquisto energia: | 42.605 | 41.705 | 900 | 2% | |
| Acquisto energia (gruppo) | 36.232 | 42.693 | (6.461) | (15%) | |
| Acquisto energia esercizi precedenti: | 6.373 | (988) | 7.361 | (>100%) | |
| Conguagli e revisioni di stime acquisto energia esercizi precedenti (gruppo) | 6.373 | (988) | 7.361 | (>100%) | |
| Acquisto di materiali e apparecchi vari: | 733.597 | 700.803 | 32.794 | 5% | |
| Acquisto di materiali e apparecchi vari (terzi) | 732.119 | 699.559 | 32.560 | 5% | |
| Acquisto di materiali e apparecchi vari (gruppo) | 1.478 | 1.244 | 234 | 19% | |
| Variazione rimanenze materiali | 7.077 | 46.761 | (39.684) | (85%) | |
| Totale | 783.279 | 789.269 | (5.990) | (1%) | |
| <i>di cui capitalizzati</i> | <i>(686.364)</i> | <i>(683.641)</i> | <i>(2.723)</i> | <i>0%</i> | |

I costi per materie prime e materiali di consumo utilizzati presentano, al 31 dicembre 2024, un decremento complessivo di euro 5.990 migliaia riconducibile, per euro 6.890 milioni, al decremento degli acquisti di materiali (compreso l'effetto della variazione delle rimanenze), in parte compensato dall'incremento dei costi di acquisto energia elettrica per usi propri, pari a euro 900 migliaia.

In particolare, il decremento degli acquisti di materiali (compreso l'effetto della variazione delle rimanenze), pari a euro 6.890 migliaia, è la conseguenza diretta della variazione delle rimanenze (in riduzione di euro 39.684 migliaia), in parte compensata dai maggiori costi per acquisto di materiali (pari complessivamente a euro 32.794 migliaia).

La riduzione della variazione delle rimanenze è riconducibile essenzialmente ai maggiori acquisti di materiale destinato alla rete, ai quali sono seguite pose di materiali inferiori. Tale impatto risulta in parte mitigato dalla riduzione degli ordini del materiale misura essendo oramai quasi al termine la campagna di sostituzione massiva dei contatori.

L'aumento degli acquisti di materiali è la conseguenza dei maggiori acquisti di materiali da fornitori terzi per far fronte al forte aumento programmato degli investimenti.

Gli acquisti di energia elettrica per usi propri, pari a euro 36.232 migliaia (euro 42.693 migliaia al 31 dicembre 2023) si riferiscono all'energia elettrica acquistata per gli usi propri da Servizio Elettrico Nazionale S.p.A.

Il decremento dei costi di acquisto di energia elettrica per usi propri, complessivamente pari a euro 6.461, è sostanzialmente dovuto alla riduzione intervenuta nei prezzi di acquisto energia (PAU) nell'anno 2024 rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente.

L'incremento dei costi di acquisto energia riferiti all'energia elettrica acquistata per gli usi propri da Servizio Elettrico Nazionale S.p.A., pari a euro 900 migliaia è determinato dai maggiori costi di acquisto energia esercizi precedenti (per euro 7.361 migliaia), in parte compensati dalla riduzione del costo corrente di acquisto energia (pari a euro 6.461 migliaia) in seguito alla diminuzione dei prezzi di acquisto energia (PAU) rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente.

10. Servizi – Euro 3.138.783 migliaia

Il dettaglio dei costi per servizi è riportato nel prospetto seguente:

| Migliaia di euro | 2024 | 2023 | 2024-2023 | |
|--|------------------|------------------|-----------------|-----------------|
| Trasporto energia elettrica: | 2.160.973 | 1.752.741 | 408.232 | 23% |
| Trasporto energia elettrica (terzi) | 2.160.965 | 1.752.698 | 408.267 | 23% |
| Trasporto energia elettrica esercizi precedenti (terzi) | 8 | 43 | (35) | (81%) |
| Spese telefoniche, postali e servizi informatici: | 177.694 | 161.556 | 16.138 | 10% |
| Spese telefoniche, postali e servizi informatici (terzi) | 40.321 | 38.683 | 1.638 | 4% |
| Spese telefoniche, postali e servizi informatici (gruppo) | 137.373 | 122.873 | 14.500 | 12% |
| Servizi per manutenzione e riparazione impianti: | 335.812 | 294.106 | 41.706 | 14% |
| Servizi per manutenzione e riparazione impianti (terzi) | 335.812 | 294.106 | 41.706 | 14% |
| Servizi per la connessione alla rete e altre attività correlate | 6.928 | 7.693 | (765) | (10%) |
| Vigilanza, pulizia e altri costi di edificio: | 51.087 | 65.440 | (14.353) | (22%) |
| Vigilanza, pulizia e altri costi di edificio (terzi) | 1.892 | 1.507 | 385 | 26% |
| Vigilanza, pulizia e altri costi di edificio (gruppo) | 49.195 | 63.933 | (14.738) | (23%) |
| Management fee e altri servizi di coordinamento (gruppo) | 59.967 | 65.977 | (6.010) | (9%) |
| Amministrazione del personale, service amministrativo e acquisti (gruppo) | 16.372 | 17.694 | (1.322) | (7%) |
| Provvigioni e commissioni | 1.060 | 467 | 593 | >100% |
| Trasporto, immagazzinaggio e deposito | 37.925 | 39.769 | (1.844) | (5%) |
| Costi per assicurazioni: | 29.979 | 25.207 | 4.772 | 19% |
| Costi per assicurazioni (terzi) | 26.491 | 21.524 | 4.967 | 23% |
| Costi per assicurazioni (gruppo) | 3.488 | 3.683 | (195) | (5%) |
| Servizi connessi alla gestione di autoveicoli e altri servizi al personale - Gruppo | 366 | 434 | (68) | (16%) |
| Servizi e altre spese connesse al personale | 6.449 | 7.659 | (1.210) | (16%) |
| Prestazioni professionali e tecniche | 31.203 | 24.721 | 6.482 | 26% |
| Servizi di ristorazione (gruppo) | 30.871 | 28.854 | 2.017 | 7% |
| Personale distaccato (gruppo) | 4.052 | 1.654 | 2.398 | >100% |
| Accantonamenti e rilasci al fondo rischi ed oneri | 36.374 | 75.089 | (38.715) | (52%) |
| Altri servizi relativi al business dell'energia elettrica | 654 | 31 | 623 | >100% |
| Altri costi per servizi: | 42.689 | 38.894 | 3.795 | 10% |
| Altri costi per servizi (terzi) | 28.876 | 28.479 | 397 | 1% |
| Altri costi per servizi (gruppo) | 13.813 | 10.415 | 3.398 | 33% |
| Costi per godimento beni di terzi | | | | |
| Affitti e locazioni: | 13.000 | 13.842 | (842) | (6%) |
| Affitti e locazioni (terzi) | 1.447 | 1.263 | 184 | 15% |
| Affitti e locazioni (gruppo) | 11.553 | 12.579 | (1.026) | (8%) |
| Canoni di noleggio: | 19.362 | 13.878 | 5.484 | 40% |
| Noleggio autoveicoli e mezzi operativi | 18.416 | 11.791 | 6.625 | 56% |
| Noleggio autoveicoli e mezzi operativi - short term | 946 | 2.087 | (1.141) | (55%) |
| Altri canoni e costi (terzi) | 75.923 | 71.407 | 4.516 | 6% |
| Altri canoni e costi (gruppo) | 43 | - | 43 | 100% |
| Totale | 3.138.783 | 2.707.113 | 431.004 | 16% |
| <i>di cui capitalizzati</i> | <i>(26.007)</i> | <i>(24.400)</i> | <i>(1.607)</i> | <i>7%</i> |

I costi per servizi, al 31 dicembre 2024, sono pari a euro 3.138.783 migliaia (euro 2.707.113 migliaia al 31 dicembre 2023) e presentano un incremento di euro 431.004 migliaia, riconducibile ai fenomeni di seguito riportati.

I costi per trasporto energia elettrica verso terzi si riferiscono al costo verso Terna S.p.A. per il servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale. L'aumento dei costi per trasporto energia, pari a euro 408.232 migliaia, è sostanzialmente dovuto all'impatto delle tariffe obbligatorie definite dalla delibera n. 632/23 ARERA che ha previsto un aumento dei corrispettivi per l'erogazione del servizio di trasmissione da riconoscere a Terna S.p.A. per anno 2024 rispetto all'anno precedente.

Si segnala che i costi per servizi e godimento beni verso società del gruppo relativi alle spese telefoniche, postali, all'amministrazione del personale, service amministrativo e acquisti, alla vigilanza, pulizia e altri costi di edificio, ai servizi di ristorazione, alla gestione di autoveicoli e altri servizi al personale, agli affitti e locazioni e ai canoni di noleggio, sono prestati dalla controllante Enel Italia S.p.A.

Le Spese telefoniche, postali e servizi informatici sono aumentate complessivamente per euro 16.138 migliaia, in seguito all'incremento sia di quelle verso società del gruppo (pari a euro 14.500 migliaia) sia di quelle verso terzi (pari a euro 1.638 migliaia). In particolare, l'aumento della voce verso società del gruppo è riconducibile ai maggiori costi per servizi informatici gruppo connessi principalmente al progetto *Grid Blue Sky* e l'aumento della voce verso terzi è sostanzialmente dai maggiori canoni di licenza per firewall cabine primarie verso terzi sostenuti nel corso del 2024.

I costi di manutenzione e riparazione impianti, pari a euro 335.812 migliaia (euro 294.106 migliaia al 31 dicembre 2023), si riferiscono principalmente ai costi per la manutenzione ordinaria della rete di distribuzione (es. taglio piante, riparazione guasti, ecc). L'incremento della voce, pari a euro 41.706 migliaia, è essenzialmente conseguenza dei maggiori costi per interventi di manutenzione preventiva (euro 19.908 migliaia) e per interventi di riparazione a seguito di guasti (euro 24.004 migliaia), effettuati nell'esercizio 2024 rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

La voce Servizi per la connessione alla rete e altre attività correlate, pari a euro 6.928 migliaia, accoglie essenzialmente costi verso fornitori di servizi di disattivazione e riattivazione connessione alla rete, allacci di forniture stagionali e/o temporanee. In particolare, il decremento, pari a euro 765 migliaia, è strettamente correlato alla riduzione delle richieste di connessione ricevute.

La voce Vigilanza, pulizia e altri costi di edificio, pari a euro 51.087 migliaia, si riferisce per euro 1.892 migliaia per costi verso terzi e per euro 49.195 migliaia per costi verso la società Enel Italia. In particolare, il decremento dei costi verso Enel Italia, pari a euro 14.738 migliaia, è sostanzialmente dovuto ai minori costi di "facility" del 2024 connessi ad un piano di riorganizzazione delle sedi di lavoro (per circa euro 11.774 migliaia).

La voce Management fee e altri servizi (gruppo), pari ad euro 59.967 migliaia, accoglie essenzialmente i costi per "managerial services" prestati dalla capogruppo, quelli per servizi ricevuti dalla controllante e "technical fee" per servizi resi da una società del gruppo. In particolare:

- euro 12.672 migliaia (euro 17.143 migliaia nel 2023) di costi per "managerial services" verso Enel S.p.A., per attività di supporto, di indirizzo e coordinamento e per la fornitura di servizi strategici a livello globale nelle aree Amministrazione, Finanza e Controllo, Risorse Umane e Organizzazione, Comunicazione, Legale e Segreteria Societaria e Innovazione e Sostenibilità;

- euro 19.354 migliaia (euro 19.480 migliaia nel 2023) di costi verso Enel Italia S.p.A. per la fornitura di servizi operativi e di staff: Legale e Segreteria Societaria, Affari Istituzionali, Amministrazione, Fiscale, Finanza e Controllo, Audit, Regolamentazione e Antitrust e Sostenibilità, Risorse Umane e People Care e Comunicazione;
- euro 27.941 migliaia (euro 29.354 migliaia nel 2023) verso Enel Grids S.r.l. per la fornitura di servizi tecnici nell'area Infrastrutture e Reti: supporto per lo sviluppo delle reti (quali scouting di nuove tecnologie, supporto alle iniziative di investimento) o allo sviluppo di processi commerciali, supporto allo sviluppo di iniziative di esercizio e manutenzione nonché servizi di Global procurement accentrati necessari a fornire supporto alla Line di e-distribuzione nella gestione dei processi di approvvigionamento, attraverso servizi di Procurement strategy and planning a livello Global.

La voce Amministrazione del personale, service amministrativo e acquisti (gruppo) si riduce per euro 1.322 migliaia essenzialmente per il decremento dei costi per amministrazione del personale pari a euro 1.548 migliaia, effetto parzialmente compensato dall'incremento dei costi del service amministrativo, per euro 226 migliaia.

La voce Trasporto, immagazzinaggio e deposito presenta un decremento di euro 1.844 migliaia rispetto all'esercizio precedente essenzialmente per i minori costi di noleggio mezzi di trasporto (pari a euro 1.593 migliaia).

La voce Costi per assicurazioni, pari complessivamente a euro 29.979 migliaia, accoglie prevalentemente polizze assicurative verso terzi per coperture *property*, per responsabilità civile, per gli automezzi e altri mezzi di trasporto, per cyber risk. La voce rispetto all'esercizio precedente presenta un incremento pari a euro 4.772 migliaia per l'aumento del costo delle polizze assicurative.

La voce Servizi e altre spese connesse al personale, pari a euro 6.449 migliaia (pari a euro 7.659 nel 2023) presenta un decremento di euro 1.210 migliaia per minori costi delle trasferte e dei viaggi del personale.

La voce Prestazioni professionali e tecniche, pari a euro 31.203 migliaia (euro 24.721 migliaia al 31 dicembre 2023), presenta un incremento di euro 6.482 migliaia rispetto all'esercizio precedente principalmente per effetto del maggior ricorso a prestazioni legali, compresa la consulenza sull'operazione straordinaria di cessione del ramo d'azienda dei comuni di Milano e Val Trompia a A2A (pari a euro 2.516 migliaia) e per maggiori consulenze specialistiche sugli impianti (pari a euro 4.165 migliaia).

La voce Servizi di ristorazione (gruppo), pari a euro 30.871 migliaia (euro 28.854 migliaia al 31 dicembre 2023), presenta un incremento di euro 2.017 migliaia rispetto all'esercizio precedente principalmente per i maggiori costi per ristorazione sostenuti nel 2024 in seguito alla revisione degli accordi regionali sui ticket e per il maggior ricorso ai ticket rispetto alle mense.

La voce Personale distaccato (gruppo), pari a euro 4.052 migliaia, (euro 1.654 migliaia al 31 dicembre 2023), presenta un incremento di euro 2.398 migliaia, riconducibile principalmente ai maggiori costi per distacco del personale di altre società del gruppo impiegato temporaneamente presso la Società.

L'accantonamento netto al fondo rischi ed oneri, pari a euro 36.374 migliaia, riflette gli accantonamenti effettuati nel 2024, pari complessivamente a euro 36.832 migliaia, connessi alla stima degli oneri per canoni o indennizzi

per occupazioni e/o interferenze degli impianti di distribuzione con il demanio idrico regionale, per i guasti agli impianti, per danni a terzi al di sotto delle franchigie assicurative e per il fondo vertenze e contenzioso. Tali effetti risultano parzialmente compensati dai rilasci del fondo vertenze e contenzioso e del fondo per guasti agli impianti effettuati nel 2024, pari complessivamente a euro 458 migliaia.

La voce Altri servizi relativi al business dell'energia elettrica, pari a euro 654 migliaia, accoglie i corrispettivi di misura prodotta e immessa.

Gli Altri costi per servizi aumentano complessivamente di euro 3.795 migliaia, essenzialmente per l'incremento di euro 397 migliaia degli Altri costi per servizi terzi, e di euro 3.398 migliaia di quelli verso gruppo. In particolare, l'incremento degli Altri costi per servizi terzi è dovuto principalmente ai maggiori costi di servizi di call center (pari a euro 3.109 migliaia) compensato dai minori costi per prestazioni di lavoro interinale (pari a euro 1.279 migliaia), per servizi forniti da Gridspertise (pari a euro 656 migliaia), per prestazioni di lavoro interinale (pari a euro 1.279 migliaia), per minori costi di letture (pari a euro 656 migliaia), per acquisizione di servizi informatici (customer satisfactlon, app IO, servizi social) da partner esterni (pari a euro 199 migliaia). L'incremento degli Altri costi per servizi gruppo è dovuto principalmente ai maggiori costi per servizi (pari a euro 1.171 migliaia), per il piano di comunicazione istituzionale (pari a euro 1.576 migliaia) e per servizi connessi alla gestione di autoveicoli e altri servizi al personale (pari a euro 651 migliaia).

Le voci "Affitti e locazioni", "Canoni di noleggio" e "Atri canoni e costi" accolgono sia costi relativi a contratti di servizio sia costi connessi a fattispecie di esclusione consentite dal principio IFRS 16, relative ai contratti di leasing con durata inferiore ai 12 mesi e ai contratti di modico valore.

In particolare, l'incremento della voce Noleggio autoveicoli e mezzi operativi, pari a euro 6.625 migliaia, riflette i maggiori costi per noleggi temporanei di attrezzature industriali (solitamente gruppi elettrogeni) effettuati nel corso del 2024.

L'aumento della voce Altri canoni e costi (terzi), pari a euro 4.516 migliaia, è principalmente dovuto all'incremento dei canoni e concessioni ambito idrico (per euro 3.044 migliaia), all'incremento degli altri canoni (per euro 643 migliaia) e all'incremento del canone unico patrimoniale (per euro 555 migliaia).

11. Costo del personale – Euro 1.146.312 migliaia

Nel prospetto seguente è riportato il dettaglio del costo del personale:

| Migliaia di euro | Note | 2024 | 2023 | 2024-2023 | |
|--|------|------------------|------------------|-----------------|-----------|
| Salari e stipendi | | 821.327 | 809.570 | 11.757 | 1% |
| Oneri sociali | | 249.648 | 245.665 | 3.983 | 2% |
| Benefici successivi al rapporto di lavoro | 36 | 50.381 | 49.099 | 1.282 | 3% |
| Altri benefici a lungo termine | 36 | 1.566 | 3.651 | (2.085) | (57%) |
| Altri costi | 37 | 22.564 | 28.783 | (6.219) | (22%) |
| Accantonamenti e rilasci al fondo vertenze contenzioso | 37 | 826 | 2.041 | (1.215) | (60%) |
| Totale | | 1.146.312 | 1.138.809 | 7.503 | 1% |
| <i>di cui capitalizzati</i> | | <i>(540.529)</i> | <i>(500.567)</i> | <i>(39.962)</i> | <i>8%</i> |

I costi del personale, al 31 dicembre 2024, presentano un aumento complessivo di euro 7.503 migliaia rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Tale variazione è sostanzialmente riconducibile all'incremento dei salari e stipendi (per euro 11.757 migliaia), degli oneri sociali (per euro 3.983 migliaia) e dei benefici successivi al rapporto di lavoro (per euro 1.282 migliaia) parzialmente compensata dalla riduzione degli altri costi (per euro 6.219 migliaia), dalla riduzione degli altri benefici a lungo termine (pari a 2.085 migliaia) e dagli accantonamenti e rilasci al fondo vertenze e contenzioso (pari a euro 1.215 migliaia).

L'aumento delle voci "Salari e stipendi" e "Oneri sociali", pari a complessivi euro 15.740 migliaia, è principalmente riconducibile ai maggiori accantonamenti relativi all'incentivazione collettiva ed individuale (per euro 18.810 migliaia) e alle maggiori retribuzioni per nuovi ingressi (pari a circa euro 4.010 migliaia); tali impatti sono stati in parte mitigati dai minori straordinari effettuati dal personale impiegato ed operaio (per euro 9.284 migliaia) e dalle minori indennità e rimborsi (per euro 1.779 migliaia) rispetto all'esercizio precedente.

La voce "Benefici successivi al rapporto di lavoro" include il Trattamento di fine rapporto (TFR) e il costo per i piani a benefici definiti. In maggior dettaglio, il costo per il TFR, al 31 dicembre 2024, è pari a euro 48.494 migliaia (euro 47.204 migliaia al 31 dicembre 2023) mentre il costo dei piani a benefici definiti, alla stessa data, risulta complessivamente pari a euro 1.886 migliaia (euro 1.895 migliaia al 31 dicembre 2023). I piani a benefici definiti in essere al 31 dicembre 2024 si riferiscono principalmente ai costi per assistenza sanitaria ASEM (per euro 1.267 migliaia), per Indennità Mensilità Aggiuntive – IMA (per euro 586 migliaia), per Indennità Sostitutive del Preavviso – ISP (per euro 40 migliaia) e per Indennità aggiuntiva contributi FOPEN (per euro 10 migliaia).

La voce "Altri benefici a lungo termine", per euro 1.566 migliaia, accoglie i costi legati al piano Premio di Fedeltà, per euro 1.488 migliaia (euro 2.867 migliaia al 31 dicembre 2023) e il costo dei Piani di incentivazione della business line Enel Grids, pari a euro 78 migliaia (euro 784 migliaia al 31 dicembre 2023). Il decremento intervenuto nei costi del Premio di Fedeltà è da attribuire principalmente alla rilevazione, al 31 dicembre 2024, di perdite attuariali pari a euro 181 migliaia, inferiori di euro 1.650 migliaia di euro rispetto al 31 dicembre 2023 in seguito all'aggiornamento delle ipotesi attuariali effettuato per tener conto del mutato contesto macroeconomico.

La variazione in diminuzione degli "Altri costi", pari a euro 6.219 migliaia, è essenzialmente connessa all'iscrizione al 31 dicembre 2024, di circa euro 10.416 migliaia di utili attuariali netti (portate a riduzione dei costi del personale) mentre nell'esercizio precedente la Società aveva rilevato perdite attuariali a integrazione dei costi del personale, per circa euro 3.286 migliaia.

Gli accantonamenti e rilasci al fondo vertenze e contenzioso sono relativi a passività associate a contenziosi relativi al personale o in materia di lavoro della Società il cui esito sfavorevole è stato ritenuto probabile. Al 31 dicembre 2024 essi risultano complessivamente pari a euro 826 migliaia e riflettono accantonamenti per euro 2.068 migliaia e rilasci per euro 1.242 migliaia.

Per maggiori dettagli si rinvia alla nota n. 37 "Fondi per rischi e oneri".

La consistenza del personale al 31 dicembre 2024 è pari a 16.225 unità e ha evidenziato un incremento di 54 unità (15.609 unità nel 2023). Per maggiori informazioni si rinvia al paragrafo “Risorse umane” della Relazione sulla gestione.

Nel prospetto che segue è evidenziata la consistenza media del personale per categoria di appartenenza, confrontata con quella del periodo precedente, nonché la consistenza effettiva al 31 dicembre 2024:

| | Consistenza media | | | Consistenza | |
|---------------|-------------------|---------------|------------|---------------------|--|
| | 2024 | 2023 | 2024-2023 | al 31 dicembre 2024 | |
| Dirigenti | 106 | 102 | 4 | 104 | |
| Quadri | 1.092 | 1.028 | 64 | 1.125 | |
| Impiegati (*) | 7.320 | 7.512 | (192) | 7.147 | |
| Operai | 7.443 | 7.138 | 305 | 7.849 | |
| TOTALE | 15.961 | 15.780 | 181 | 16.225 | |

(*) di cui 9 impiegati in Apprendistato Duale

12. Ammortamenti e impairment - Euro 1.460.106 migliaia

Gli ammortamenti e impairment sono composti come evidenziato nella tabella seguente:

| Migliaia di euro | | | | | |
|---|------------------|------------------|--------------|-----------|--|
| | 2024 | 2023 | 2024-2023 | | |
| Ammortamento delle attività materiali | 1.350.413 | 1.278.241 | 72.172 | 6% | |
| Ammortamento delle attività immateriali | 103.722 | 96.685 | 7.037 | 7% | |
| Impairment | 43.819 | 94.410 | (50.591) | (54%) | |
| Ripristini delle perdite di valore | (37.848) | (12.033) | (25.815) | >100% | |
| TOTALE Ammortamenti e Impairment | 1.460.106 | 1.457.303 | 2.803 | 0% | |

Gli ammortamenti delle attività materiali, pari a euro 1.350.413 migliaia, si riferiscono per euro 1.279.259 migliaia all'ammortamento dei beni di proprietà e per euro 71.154 migliaia all'ammortamento del diritto d'utilizzo riconducibile alle Attività materiali in leasing.

L'incremento degli ammortamenti delle attività materiali e immateriali, pari a complessivi euro 79.209 migliaia, è la conseguenza:

- dell'aumento, pari a euro 72.172 migliaia, degli ammortamenti delle attività materiali (di cui euro 59.377 migliaia riferiti alla variazione in aumento dell'ammortamento dei beni di proprietà, ed euro 12.795 migliaia per l'incremento degli ammortamenti delle attività materiali in leasing);
- dell'aumento, pari a euro 7.037 migliaia, degli ammortamenti delle attività immateriali.

Si segnala che gli ammortamenti dei beni di proprietà, al 31 dicembre 2024, includono anche l'impatto, negativo per euro 6.886 migliaia, dell'ammortamento dei contributi pubblici rilevati dal 1° gennaio 2024 a diretta riduzione dei nuovi impianti entrati in esercizio.

L'incremento intervenuto negli ammortamenti delle attività materiali è strettamente correlato all'andamento crescente degli investimenti in attività materiali che la Società ha effettuato nel corso degli anni precedenti e anche nel corso del 2024.

La tabella di seguito riportata evidenzia la composizione degli impairment e dei ripristini di valore al 31 dicembre 2024 e al 31 dicembre 2023 dettagliata per tipologia:

| Migliaia di euro | Note | 2024 | 2023 | 2024-2023 |
|--|-------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Impairment: | | | | |
| Immobili, impianti e macchinari | 19-20 | - | 2 | (2) |
| Crediti commerciali | 28 | 24.512 | 44.570 | (20.058) |
| Altri crediti | | 19.307 | 49.838 | (30.531) |
| Totale Impairment | | 43.819 | 94.410 | (50.591) |
| Ripristini delle perdite di valore | | | | |
| Crediti commerciali | 28 | (37.752) | (11.975) | (25.777) |
| Altri crediti | | (96) | (58) | (38) |
| Totale Ripristini delle perdite di valore | | (37.848) | (12.033) | (25.815) |

Per maggiori dettagli si rinvia alle note n. 43 "Strumenti Finanziari per categoria" e n. 44 "Risk management".

13. Altri costi operativi – Euro 457.245 migliaia

Il dettaglio degli Altri costi operativi è riportato nel prospetto seguente:

| Migliaia di euro | 2024 | 2023 | 2024-2023 |
|---|----------------|----------------|------------------------|
| Accantonamenti e rilasci al fondo rischi ed oneri | 34.271 | 35.697 | (1.426) (4%) |
| Minusvalenze ordinarie alienazioni | 32.102 | 50.905 | (18.803) (37%) |
| Imposte, tasse e tributi | 22.435 | 22.011 | 424 2% |
| Titoli efficienza energetica | 193.565 | 234.538 | (40.973) (17%) |
| Contributi e quote associative | 2.724 | 2.672 | 52 2% |
| Erogazioni liberali | 2.874 | 4.112 | (1.238) (30%) |
| Penalità sulla continuità del servizio (del. 617/23 ARERA) | 64.365 | 122.859 | (58.494) (48%) |
| Indennizzi automatici interruzioni clienti finali in media tensione (del. 617/23 ARERA) | 10.200 | 9.764 | 436 4% |
| Indennizzi per interruzioni prolungate (del. 617/23 ARERA) | 13.336 | 22.884 | (9.548) (42%) |
| Indennizzi per interruzioni con preavviso (del. 566/19 ARERA) | - | 3.261 | (3.261) (100%) |
| Contributo Fondo eventi eccezionali clienti finali bassa tensione (del. 566/19 ARERA) | (2.594) | 10.658 | (13.252) (>100%) |
| Perequazione delta perdite negativa | 5.483 | 18.700 | (13.217) (71%) |
| Penalità prescrizione biennale | 7.205 | 5.000 | 2.205 44% |
| Penalità energia reattiva | 22.300 | 19.866 | 2.434 12% |
| Penalità resilienza | 7.853 | 4.835 | 3.018 62% |
| Altri costi operativi: | 41.126 | 42.984 | (1.858) (4%) |
| Altri oneri diversi di gestione (terzi) | 32.754 | 29.937 | 2.817 9% |
| Altri oneri diversi di gestione (gruppo) | 8.372 | 13.047 | (4.675) (36%) |
| Totale altri costi operativi | 457.245 | 610.746 | (159.920) (26%) |

(*) Le erogazioni liberali nel bilancio 2023 erano incluse nelle voci "Contributi e quote associative" e "Altri oneri diversi di gestione (terzi)".

Il dato 2023 è stato pertanto ripeterformato per renderlo comparabile con la nuova informativa fornita.

La voce accantonamenti e rilasci del fondo rischi e oneri al 31 dicembre 2024 presenta un saldo pari ad euro 34.271 migliaia (al 31 dicembre 2023 risultava pari a euro 35.697 migliaia) e riflette euro 38.060 migliaia di stanziamenti al fondo rischi ed oneri (euro 40.810 migliaia nel 2023) ed euro 3.789 migliaia di rilasci a conto economico (euro 5.113 migliaia nel 2023).

Il decremento degli accantonamenti e rilasci del fondo rischi e oneri, pari complessivamente a euro 1.426 migliaia, deriva principalmente:

- dai minori accantonamenti, effettuati nel 2024, pari a euro 2.749 migliaia, generato dalla riduzione degli accantonamenti al fondo esperimenti regolatori (pari a euro 13.015 migliaia), in parte compensato dai maggiori accantonamenti effettuati al fondo penali resilienza (per euro 4.699 migliaia), al fondo eventi atmosferici eccezionali (per euro 4.230 migliaia), al fondo vertenze (pari a euro 848 migliaia) e al fondo in materia di salute e sicurezza sul lavoro (pari a euro 563 migliaia);
- dai minori rilasci effettuati nel 2024, pari a euro 1.323 migliaia, essenzialmente legati al fondo eventi atmosferici eccezionali (per euro 1.777 migliaia), al fondo imposte e tasse (per euro 473 migliaia) e al fondo vertenze (per euro 140 migliaia), in parte compensati dall'aumento del rilascio sul fondo esperimenti regolatori (per euro 1.067 migliaia).

Le minusvalenze, pari a euro 32.102 migliaia al 31 dicembre 2024 (euro 50.905 migliaia al 31 dicembre 2023), presentano una riduzione di euro 18.803 migliaia dovuta principalmente al minor impatto delle minusvalenze di contatori elettronici.

Le imposte tasse e tributi nel 2024, pari a euro 22.435 migliaia, accolgono sostanzialmente l'imposta municipale unica, pari a circa euro 19.148 migliaia (euro 22.011 migliaia nel 2023).

I costi per Titoli Efficienza Energetica pari, al 31 dicembre 2024, a euro 193.565 migliaia, si riferiscono al costo dei titoli acquistati per coprire la quota in scadenza dell'obbligo di efficienza energetica del 2024, del 2023 e del 2022 e 2021 (per gli obblighi residui).

Nel 2023 erano pari a euro 234.538 migliaia e si riferivano al costo dei titoli acquistati per coprire la quota in scadenza dell'obbligo di efficienza energetica del 2023, del 2022, del 2021 e 2020 (per gli obblighi residui).

Il decremento dei costi per Titoli di Efficienza Energetica, pari a euro 40.973 migliaia, deriva dai minori volumi di TEE acquistati nell'anno 2024 e da una riduzione dei prezzi rispetto all'esercizio precedente.

I contributi e le quote associative pari a euro 2.724 migliaia, (euro 2.672 migliaia al 31 dicembre 2023) accolgono essenzialmente il contributo di funzionamento versato all'ARERA, pari a euro 1.586 migliaia (euro 1.159 migliaia al 31 dicembre 2023), quote associative ad associazioni sindacali e di categoria per euro 536 migliaia (euro 310 migliaia al 31 dicembre 2023) e i contributi consortili per euro 365 migliaia (euro 667 migliaia al 31 dicembre 2023).

Le erogazioni liberali, pari a euro 2.874 migliaia (euro 4.112 al 31 dicembre 2023), sono sostanzialmente relative al contributo straordinario riconosciuto alla Fondazione Centro Studi Enel, pari a euro 1.550 migliaia (euro 1.760 migliaia al 31 dicembre 2023) e ad Enel Cuore Onlus, pari a euro 1.281 migliaia (euro 1.628 migliaia al 31 dicembre 2023). La riduzione di tale voce è riconducibile oltre che al minor impatto dei contributi suddetti, anche alla presenza al 31 dicembre 2023 della cessione a titolo gratuito di beni aziendali effettuata a favore delle autorità Ucraine per euro 674 migliaia.

Con la delibera 617/2023/R/eel (TIQD), ARERA ha determinato le modalità di regolazione della qualità del servizio per i distributori per il periodo regolatorio 2024-2027, confermando alcuni degli indennizzi e penalità a carico della Società previsti dal TIQE, pur modificandone di molto la metodologia di calcolo; ciò ha comportato al 31 dicembre 2024 la rilevazione di:

- indennizzi per regolazione individuale della continuità del servizio (Titolo IV) pari a euro 10.200 migliaia (ex Titolo V del TIQE nel 2023, pari a euro 9.764 migliaia);
- indennizzi per interruzioni prolungate (Titolo V), pari a euro 13.336 migliaia (ex Titolo VII del TIQE nel 2023, pari a euro 22.884 migliaia).

Inoltre, ha previsto l'abolizione sia degli indennizzi per interruzioni con preavviso (ex Titolo VI del TIQE), pari per il 2023 a euro 3.261 migliaia, sia del contributo a carico del distributore al Fondo Eventi Eccezionali (pari per il 2023 a euro 10.658 migliaia) che, al 31 dicembre 2024 presenta un saldo negativo di euro 2.594 migliaia in seguito ad un conguaglio riferito ad anni precedenti.

Per quanto riguarda la stima delle penali sulla continuità del servizio ai sensi del Titolo III del TIQD (ex Titolo IV del TIQE), al 31 dicembre 2024, risulta pari a euro 64.365 migliaia (euro 122.859 migliaia nel 2023). La riduzione rispetto all'esercizio precedente, pari a 58.494 migliaia, è determinata dal fatto che la quota delle penali 2023 comprende anche l'intero conguaglio dei cosiddetti "esperimenti regolatori" (il cui 40% è stato sospeso dalla Del. 617/23).

Gli importi esposti contengono anche i conguagli e revisioni di stime di esercizi precedenti.

La voce Perequazione delta perdite negativa al 31 dicembre 2024 accoglie la stima degli oneri connessi alla perequazione perdite di rete, pari ad euro 5.483 migliaia, in riduzione di euro 13.217 migliaia per la rilevazione degli impatti positivi della perequazione perdite di rete anni precedenti, pari a euro 23.087 migliaia, in parte compensata dai maggiori accertamenti effettuati nel 2024, rispetto all'esercizio precedente, pari a euro 9.870 migliaia.

La voce Penalità prescrizione biennale, pari ad euro 7.205 migliaia al 31 dicembre 2024, si riferisce alla rilevazione del corrispettivo per prescrizione biennale a carico dei distributori, previsto dall'art. 8 della delibera ARERA n. 604/2021 a partire dall'esercizio 2023.

La voce Penalità energia reattiva, pari ad euro 22.300 migliaia, al 31 dicembre 2024 accoglie l'accertamento delle penalità da riconoscere a Terna per l'immissione di energia reattiva sulle reti di alta e altissima tensione ai sensi della delibera ARERA n. 712/2022.

La voce Penalità resilienza, pari a euro 7.853 migliaia al 31 dicembre 2024, si riferisce all'accertamento delle penalità resilienza di competenza dell'esercizio 2024.

Gli altri costi operativi, pari a complessivi euro 41.126 migliaia (euro 42.984 migliaia al 31 dicembre 2023) risultano in riduzione per euro 1.858 migliaia. Tale decremento è sostanzialmente riconducibile ai minori indennizzi pagati nel 2024 sia a società del gruppo (per euro 1.255 migliaia) che a terzi (per euro 3.782 migliaia) e alla riduzione delle multe, sanzioni e ammende (per euro 464 migliaia) parzialmente compensati dai maggiori oneri per accordi transattivi (per euro 2.631 migliaia).

14. Costi per lavori interni capitalizzati – Euro 1.252.900 migliaia

Le capitalizzazioni si riferiscono alle seguenti tipologie di costi:

| Migliaia di euro | | | | |
|---|--------------------|--------------------|-----------------|-----------|
| | 2024 | 2023 | 2024-2023 | |
| Incrementi immobilizzazioni per lavori interni (Personale) | (540.529) | (500.567) | (39.962) | 8% |
| Incrementi immobilizzazioni per lavori interni (Materiali) | (686.364) | (683.641) | (2.723) | 0% |
| Incrementi immobilizzazioni per lavori interni (Prestazioni di servizi) | (26.007) | (24.400) | (1.607) | 7% |
| Totale | (1.252.900) | (1.208.608) | (44.292) | 4% |

I costi per lavori interni capitalizzati presentano, al 31 dicembre 2024, un aumento complessivo di circa euro 44.292 migliaia rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente per le maggiori capitalizzazioni del costo del personale (pari a euro 39.962 migliaia), dei costi di materiale e prestazioni di servizi (pari complessivamente a euro 4.330 migliaia).

L'aumento complessivo di tale voce è strettamente correlato all'incremento degli investimenti sulle reti di distribuzione in alta, media e bassa tensione riscontrato nel 2024 rispetto all'esercizio precedente.

15. Proventi da partecipazioni – Euro 0 migliaia

La società, al 31 dicembre 2024, non ha conseguito proventi da partecipazioni in società controllate.

16. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati – Euro 33.069 migliaia

Il dettaglio dei Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati è di seguito esposto.

| Migliaia di euro | | | | |
|---|---------------|----------------|---------------|--------------|
| | 2024 | 2023 | 2024-2023 | |
| Proventi finanziari da derivati: | | | | |
| - proventi da derivati di fair value hedge | - | - | - | - |
| - proventi da derivati di cash flow hedge | 30.839 | 21.446 | 9.393 | 44% |
| - proventi da derivati di trading | 2.312 | - | (2.312) | 100% |
| Totale proventi finanziari da derivati | 33.151 | 21.446 | 11.705 | 55% |
| Oneri finanziari da derivati: | | | | |
| - oneri da derivati di fair value hedge | - | - | - | - |
| - oneri da derivati di cash flow hedge | (82) | (1.065) | 983 | (92%) |
| Totale oneri finanziari da derivati | (82) | (1.065) | 983 | (92%) |
| Totale oneri e proventi finanziari da derivati | 33.069 | 20.381 | 12.688 | 62% |

Per maggiori dettagli sui derivati si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 45 "Derivati e hedge accounting".

17. Proventi/(Oneri) finanziari – Euro 598.158 migliaia

I proventi e oneri finanziari si riferiscono per euro 46.157 migliaia a proventi finanziari (euro 52.370 migliaia nel 2023) e per euro 644.415 migliaia a oneri finanziari (euro 624.676 migliaia nel 2023). Il loro dettaglio è riportato di seguito, unitamente ai commenti sulle voci più rilevanti:

| Migliaia di euro | 2024 | 2023 | 2024-2023 | |
|---|------------------|------------------|-----------------|--------------|
| Proventi finanziari al tasso di interesse effettivo | | | | |
| <i>Interessi attivi su attività finanziarie a lungo termine</i> | 515 | 538 | (23) | (4%) |
| <i>Interessi attivi su attività finanziarie a breve termine</i> | 154 | 142 | 12 | 8% |
| Totale Proventi finanziari al tasso di interesse effettivo | 856 | 680 | 176 | 26% |
| Differenze positive di cambio | - | 1 | (1) | (100%) |
| Altri proventi finanziari | 45.301 | 51.689 | (6.388) | (12%) |
| Totale proventi finanziari | 46.157 | 52.370 | (6.213) | (12%) |
| Interessi passivi al tasso di interesse effettivo: | | | | |
| <i>Interessi passivi su finanziamenti bancari</i> | (142.505) | (120.821) | (21.684) | 18% |
| <i>Interessi passivi su finanziamenti da leasing - terzi</i> | (3.064) | (1.180) | (1.884) | >100% |
| <i>Interessi passivi su finanziamenti da leasing - gruppo</i> | (4.479) | (3.745) | (734) | 20% |
| <i>Interessi passivi su altri finanziamenti</i> | (263.215) | (247.117) | (16.098) | 7% |
| <i>Interessi passivi sul c/c intersocietario e oneri su credito di firma</i> | (99.372) | (90.884) | (8.488) | 9% |
| <i>Interessi passivi su linea di credito revolving</i> | (78.571) | (59.519) | (19.052) | 32% |
| Commissioni passive sul factoring | (23.656) | (65.925) | 42.269 | (64%) |
| Totale interessi passivi al tasso di interesse effettivo | (614.862) | (589.191) | (25.671) | 4% |
| Differenze negative di cambio | (1) | (1) | - | - |
| Interessi passivi su piani a benefici definiti e altri benefici a lungo termine relativi al personale | (7.774) | (10.529) | 2.755 | (26%) |
| Interessi passivi su trattamenti di fine rapporto non correlati a piani di ristrutturazione | (178) | (818) | 640 | (78%) |
| Oneri finanziari da attualizzazione - Fondi per programmi di ristrutturazione | (5.812) | (7.823) | 2.011 | (26%) |
| Altri oneri finanziari | (15.788) | (16.314) | 526 | (3%) |
| Totale oneri finanziari | (644.415) | (624.676) | (19.739) | 3% |
| Impairment e ripristini di valore di Crediti finanziari | 100 | (8.889) | 8.989 | (>100%) |
| Totale proventi/(oneri) finanziari netti | (598.158) | (581.195) | (16.963) | 3% |

Gli altri proventi finanziari, pari a euro 45.301 migliaia, si riferiscono essenzialmente:

- per euro 40.464 migliaia (euro 37.029 migliaia al 31 dicembre 2023) ai proventi da attualizzazione del credito verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali relativo al rimborso degli oneri straordinari connessi alla dismissione anticipata dei contatori elettromeccanici, sostituiti con contatori elettronici;
- per euro 3.172 migliaia (euro 810 migliaia nel 2023) ai proventi attivi maturati sugli acquisti dei crediti d'imposta al fine di utilizzarli in compensazione con i debiti fiscali e contributivi secondo quanto prevede l'art. 121 del D.L. n. 34/2020 "c.d. DL Rilancio;
- per euro 638 migliaia (euro 11.119 migliaia nel 2023) agli interessi attivi di mora fatturati ai clienti;
- per euro 528 migliaia (euro 1.565 migliaia nel 2023) agli interessi attivi riconosciuti da CSEA in sede di reintegro OdS;
- per euro 12 migliaia (euro 709 migliaia nel 2023) ai proventi attivi maturati sui crediti IRES per le istanze di rimborso presentate nel 2009 e nel 2013.

Gli interessi passivi al tasso di interesse effettivo al 31 dicembre 2024 sono pari a euro 614.862 migliaia (euro 589.191 migliaia al 31 dicembre 2023) e presentano un aumento di circa euro 25.671 migliaia. Essi sono essenzialmente riferiti a:

- gli oneri finanziari su finanziamenti bancari, pari a euro 142.505 migliaia (euro 120.821 migliaia nel 2023) relativi principalmente agli interessi maturati su finanziamenti erogati dalla Banca Europea degli Investimenti e dalla Cassa Depositi e Prestiti. L'incremento della voce è sostanzialmente riconducibile al nuovo finanziamento Enel Electricity Distribution Network Upgrade, di euro 250.000 migliaia, ottenuto dalla BEI a dicembre 2024;
- gli interessi passivi su finanziamenti da leasing terzi e gruppo complessivamente pari a euro 7.544 migliaia (euro 4.925 migliaia al 31 dicembre 2023);
- gli interessi passivi su altri finanziamenti, pari a euro 263.215 migliaia (euro 247.117 migliaia nel 2023) relativi agli interessi verso la controllante Enel Italia S.p.A. maturati sui finanziamenti a medio lungo termine;
- gli interessi passivi sul c/c intersocietario e gli oneri su credito di firma, pari complessivamente a euro 99.372 migliaia (euro 90.884 migliaia nel 2023) di cui euro 6.871 migliaia verso la capogruppo ed euro 84.013 migliaia verso la controllante. Si segnala che sui saldi giornalieri a debito del conto corrente intersocietario è stato applicato, per ciascun mese dell'anno 2024, un tasso di interesse pari all'“Euribor ad un mese-media mensile”, maggiorato di uno spread pari allo 0,62% fino al 30 settembre 2024 e dello 0,76% dal 1° ottobre 2024, e sui saldi creditori un tasso che è variato mensilmente;
- gli interessi passivi sulla linea di credito revolving, rinnovata nel mese di luglio 2024 con la controllante, pari a euro 78.571 migliaia nell'esercizio 2024. L'incremento della voce, pari a euro 19.052 migliaia, è essenzialmente riconducibile al maggiore importo nominale richiesto (nel 2024 la linea di credito è pari a euro 2.000.000 migliaia mentre nel 2023 era pari a euro 1.500.000 migliaia);
- le commissioni passive sul factoring, pari a euro 23.656 migliaia (euro 65.925 migliaia nel 2023), si riferiscono alle commissioni pagate sulle cessioni credito pro-soluto effettuate nell'esercizio 2024.

Gli interessi passivi su piani a benefici definiti e altri benefici a lungo termine relativi al personale per euro 7.774 migliaia (euro 10.529 migliaia nel 2023) presentano un aumento pari a euro 2.755 migliaia, determinato principalmente dalla rivisitazione delle stime attuariali della Previdenza Integrativa Aziendale (PIA), pari a euro 2.212 migliaia, del Fondo Trattamento di fine rapporto (TFR), pari a euro 459 migliaia, e del Fondo assistenza sanitaria ASEM pari a euro 81 migliaia.

Gli altri oneri finanziari, pari a euro 15.788 migliaia, si riferiscono principalmente:

- agli interessi legali maturati sugli anticipi del 30% ricevuti dai produttori, pari a euro 5.120 migliaia (euro 7.476 migliaia nel 2023) il cui decremento, rispetto all'esercizio precedente, è dovuto alla riduzione del tasso di interesse legale preso a riferimento per il loro calcolo (passato da 5% del 2023 a 2,5% del 2024);
- agli interessi passivi di mora riconosciuti a fornitori e terzi pari a euro 5.987 migliaia (euro 4.449 migliaia nel 2023). L'incremento della voce, pari a euro 1.538 migliaia, è principalmente riconducibile alle maggiori richieste di dilazione su componente ASOS effettuate nel 2024;
- alle commissioni su fidejussioni rilasciate a favore del MISE per alcuni progetti finanziati e a favore di BEI e CDP su alcuni finanziamenti a medio e lungo termine, pari complessivamente a euro 2.624 migliaia (euro 1.871 migliaia nel 2023);

- gli oneri finanziari, pari a euro 719 migliaia (euro 1.459 migliaia nel 2023), accantonati al Fondo Vertenze e Contenzioso;
- agli oneri finanziari verso la capogruppo, pari a euro 492 migliaia (euro 442 migliaia nel 2023) per ARCA e FISDE.

La voce "Impairment e ripristini di valore di crediti finanziari" riflette, per effetto dell'applicazione dell'IFRS 9, il ripristino di valore dei crediti finanziari, pari a euro 50 migliaia, e delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti (pari a euro 50 migliaia) effettuato nell'esercizio 2024.

Nell'esercizio 2023 la voce accoglieva la svalutazione dei crediti finanziari, pari a euro 8.841 migliaia, e delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti (pari a euro 89 migliaia) effettuato nell'esercizio 2023, in parte mitigati dal ripristino di valore dei crediti finanziari non correnti (pari a euro 40 migliaia).

Per maggiori dettagli sull'impairment si rimanda alla nota n. 43 "Strumenti finanziari per categoria".

18. Imposte – Euro 601.561 migliaia

Di seguito si riporta la composizione delle imposte al 31 dicembre 2024 confrontata con l'esercizio precedente:

| Migliaia di euro | | | | | |
|---|-----------------|----------------|-----------------|-------------------|--|
| | 2024 | 2023 | 2024-2023 | | |
| Imposte Correnti | 548.017 | 405.701 | 142.316 | 35% | |
| IRES | 433.939 | 308.904 | 125.035 | 40% | |
| IRAP | 114.078 | 96.797 | 17.281 | 18% | |
| Rettifiche per imposte sul reddito relative ad esercizi precedenti | (40.903) | (3.652) | (37.251) | >100% | |
| Sopravvenienza IRES | (40.323) | (2.905) | (37.418) | >100% | |
| Sopravvenienza IRAP | (580) | (647) | 67 | (10%) | |
| Sopravvenienza imposte estere | - | (100) | 100 | (100%) | |
| Imposte differite | 544 | (1.614) | 2.158 | (>100%) | |
| Imposte anticipate | 93.903 | 103.440 | (9.537) | (9%) | |
| Totale Imposte | 601.561 | 503.875 | 97.686 | 19% | |

Al 31 dicembre 2024, le imposte sono costituite per euro 393.616 migliaia dall'IRES (24%) e per euro 113.498 migliaia dall'IRAP (stimata al 4,80%). Tali valori comprendono anche l'effetto positivo delle sopravvenienze IRES e IRAP rilevate nell'esercizio corrente (pari complessivamente a euro 40.903 migliaia).

L'aumento delle sopravvenienze attive IRES è principalmente riconducibile all'affinamento del calcolo di alcune poste avvenuta in dichiarazione.

Le imposte accolgono anche la fiscalità differita attiva e passiva, negativa per euro 94.447 migliaia.

Al 31 dicembre 2024 l'incidenza delle imposte complessive, pari a euro 601.561 migliaia, sul risultato ante imposte, pari a euro 2.983.535 migliaia, è pari al 20%.

Nel 2023 le imposte sul reddito sono state pari a euro 503.875 migliaia, a fronte di un risultato ante imposte di euro 1.554.737 migliaia, è pari al 32,41%.

La minore incidenza delle imposte sull'utile ante imposte rispetto all'anno precedente è principalmente riconducibile alla tassazione in regime PEX della plusvalenza realizzata nell'ambito della cessione della partecipazione detenuta in Duereti S.r.l.

La riduzione delle attività per imposte anticipate è principalmente collegata alla riduzione dei risconti passivi sui contributi alla clientela (stanziati in fase di prima applicazione del principio contabile IFRS 15) in misura superiore rispetto allo scorso esercizio e conseguente alla cessione del Ramo d'Azienda a Duereti S.r.l. oltre che alla movimentazione dei fondi rischi tassati avvenuta nel corso del 2024.

La variazione delle imposte rilevate direttamente a Patrimonio Netto è complessivamente pari a euro 10.370 migliaia (per euro 13.835 migliaia al 31 dicembre 2023) e si riferisce principalmente all'adeguamento dell'effetto fiscale sui *fair value* dei derivati CFH di copertura sul rischio tasso di interesse e sul rischio cambio e alle variazioni degli Utili e Perdite attuariali dei benefici ai dipendenti (IAS 19R).

Per il commento delle imposte differite attive e passive si rinvia alla nota di commento n. 23.

Nel seguente prospetto è esposta la riconciliazione tra onere fiscale effettivo e teorico, determinato applicando al risultato ante imposte l'aliquota fiscale vigente nell'esercizio.

Si precisa che l'analisi è riferita alle principali variazioni in diminuzione e in aumento riscontrate:

| Migliaia di euro | | |
|--|------------------|------------------|
| | 2024 | 2023 |
| Risultato ante imposte | 2.983.535 | 1.554.737 |
| Aliquota fiscale applicabile | 24% | 24% |
| Imposte teoriche IRES | 716.048 | 373.137 |
| Minori imposte: | (439.925) | (251.474) |
| plusvalenze da partecipazioni pex | (227.397) | - |
| utilizzo fondi | (101.526) | (156.483) |
| ammortamenti (e.s.reversal) | (27.068) | (21.033) |
| deduzione IRAP da IRES | - | - |
| deduzione oneri a Patrimonio Netto | | (68.149) |
| Altro | (83.934) | (5.808) |
| Maggiori imposte: | 157.816 | 187.241 |
| accantonamento ai fondi | 51.830 | 102.503 |
| Ammortamenti | 67.155 | 62.398 |
| telefonia e autoveicoli | 2.720 | 4.809 |
| Altro | 36.111 | 17.531 |
| Totale imposte correnti sul reddito (IRES) | 433.939 | 308.904 |
| IRAP | 114.078 | 96.797 |
| Totale fiscalità differita | 88.797 | 94.255 |
| Differenze su stime imposte anni precedenti | (35.253) | 3.919 |
| Imposte estere | - | - |
| Imposte sul reddito | 601.561 | 503.875 |

Informazioni sullo Stato Patrimoniale

Attivo

Attività non correnti

19. Immobili, impianti e macchinari – Euro 23.160.223 migliaia

La consistenza e la movimentazione degli immobili, impianti e macchinari (dell'esercizio 2024 e 2023) in esercizio e in costruzione, per singola categoria, sono evidenziate nel prospetto seguente:

| Migliaia di euro | | | | | | | | | |
|----------------------------------|----------------|------------------|------------------------|--|----------------|-------------------------------|--------------------------------|------------------------------------|-------------------|
| | Terreni | Fabbricati | Impianti e macchinario | Attrezzature industriali e commerciali | Altri beni | Attività materiali in leasing | Migliorie su immobili di terzi | Immobilitazioni in corso e acconti | Totale |
| Situazione al 31.12.2023 | | | | | | | | | |
| Costo originario | 124.667 | 1.711.144 | 49.513.393 | 198.823 | 263.178 | 411.981 | 200.737 | 1.693.768 | 54.117.691 |
| Rivalutazioni | 15.011 | 143.229 | 2.826.024 | 33 | (287) | - | - | - | 2.984.010 |
| Valore lordo di bilancio | 139.678 | 1.854.373 | 52.339.417 | 198.856 | 262.891 | 411.981 | 200.737 | 1.693.768 | 57.101.701 |
| Fondo ammortamento | - | (1.145.096) | (34.021.412) | (128.861) | (224.252) | (180.421) | (164.629) | - | (35.864.671) |
| Rivalutazione Legge n.350/03 | - | 30.872 | 685.320 | 334 | 2.993 | - | - | - | 719.519 |
| Consistenza al 31.12.2023 | 139.678 | 740.149 | 19.003.325 | 70.329 | 41.632 | 231.560 | 36.108 | 1.693.768 | 21.956.549 |
| Investimenti ordinari | 4.375 | 43.343 | 2.059.762 | 15.240 | 35.940 | 133.613 | 1.241 | 1.295.662 | 3.589.176 |
| Disinvestimenti ordinari: | (66) | (193) | (31.486) | (1.134) | (53) | (12.854) | (739) | 191 | (46.334) |
| Valore lordo | (66) | (479) | (431.567) | (5.792) | (9.462) | (42.005) | (3.647) | 191 | (492.827) |
| Fondo ammortamento | - | 283 | 397.403 | 4.658 | 9.409 | 29.151 | 2.908 | - | 443.812 |
| Rivalutazione Legge n.350/03 | - | 3 | 2.678 | - | - | - | - | - | 2.681 |
| Disinvestimenti straordinari: | (4.597) | (16.284) | (342.899) | (557) | (511) | (2.224) | - | (25.633) | (392.705) |
| Valore lordo | (4.597) | (35.296) | (887.852) | (1.705) | (2.099) | (3.062) | - | (25.633) | (960.244) |
| Fondo ammortamento | - | 19.175 | 538.112 | 1.148 | 1.588 | 838 | - | - | 560.861 |
| Rivalutazione Legge n.350/03 | - | (163) | 6.841 | - | - | - | - | - | 6.678 |
| Contributi pubblici: | (957) | (25.718) | (562.567) | - | - | - | - | - | (589.242) |
| Valore lordo | (957) | (25.883) | (569.288) | - | - | - | - | - | (596.128) |
| Fondo ammortamento | - | 165 | 6.721 | - | - | - | - | - | 6.886 |
| Riclassifiche altre: | (78) | (223) | 254 | (4) | 51 | - | - | - | - |
| Valore lordo | (78) | (254) | 278 | (130) | 183 | - | - | - | (1) |
| Fondo ammortamento | - | 31 | (25) | 126 | (132) | - | - | - | - |
| Rivalutazione Legge n.350/03 | - | - | 1 | - | - | - | - | - | 1 |
| Passaggi in esercizio | 3.579 | 57.468 | 860.775 | - | - | 8.784 | 9.851 | (940.457) | - |
| Ammortamenti | - | (36.212) | (1.203.371) | (13.338) | (22.435) | (71.153) | (10.790) | - | (1.357.299) |
| Altri movimenti: | - | - | - | 78 | - | - | - | - | 78 |
| Valore lordo | - | - | - | 177 | - | - | - | - | 177 |
| Fondo ammortamento | - | - | - | (99) | - | - | - | - | (99) |
| Totale variazioni | 2.256 | 22.181 | 780.468 | 285 | 12.992 | 56.166 | (437) | 329.763 | 1.203.674 |
| Situazione al 31.12.2024 | | | | | | | | | |
| Costo originario | 126.923 | 1.750.043 | 50.545.501 | 206.613 | 287.740 | 509.311 | 208.182 | 2.023.531 | 55.657.844 |
| Rivalutazioni | 15.011 | 143.229 | 2.826.024 | 33 | (287) | - | - | - | 2.984.010 |
| Valore lordo di bilancio | 141.934 | 1.893.272 | 53.371.525 | 206.646 | 287.453 | 509.311 | 208.182 | 2.023.531 | 58.641.854 |
| Fondo ammortamento | - | (1.161.654) | (34.282.572) | (136.366) | (235.822) | (221.585) | (172.511) | - | (36.210.510) |
| Rivalutazione Legge n.350/03 | - | 30.712 | 694.840 | 334 | 2.993 | - | - | - | 728.879 |
| Consistenza al 31.12.2024 | 141.934 | 762.330 | 19.783.793 | 70.614 | 54.624 | 287.726 | 35.671 | 2.023.531 | 23.160.223 |

Migliaia di euro

| | Terreni | Fabbricati | Impianti e macchinario | Attrezzature industriali e commerciali | Altri beni | Attività materiali in leasing | Migliorie su immobili di terzi | Immobilitazioni in corso e acconti | Totale |
|--|----------------|------------------|------------------------|--|-----------------|-------------------------------|--------------------------------|------------------------------------|-------------------|
| Situazione al 31.12.2022 | | | | | | | | | |
| Costo originario | 120.645 | 1.666.926 | 47.638.699 | 185.289 | 246.963 | 313.240 | 193.254 | 1.225.177 | 51.590.193 |
| Rivalutazioni | 15.011 | 143.229 | 2.826.024 | 33 | (287) | - | - | - | 2.984.010 |
| Valore lordo di bilancio | 135.656 | 1.810.155 | 50.464.723 | 185.322 | 246.676 | 313.240 | 193.254 | 1.225.177 | 54.574.203 |
| Fondo ammortamento | - | (1.110.389) | (33.340.069) | (120.842) | (216.535) | (136.412) | (156.695) | - | (35.080.942) |
| Rivalutazione Legge n.350/03 | - | 30.874 | 682.649 | 334 | 2.993 | - | - | - | 716.850 |
| Consistenza al 31.12.2022 | 135.656 | 730.640 | 17.807.303 | 64.814 | 33.134 | 176.828 | 36.559 | 1.225.177 | 20.210.111 |
| Investimenti ordinari | 1.417 | 19.334 | 1.824.641 | 18.578 | 32.868 | 117.826 | 1.584 | 1.068.972 | 3.085.220 |
| Investimenti straordinari: | 271 | 185 | 674 | - | - | - | - | - | 1.130 |
| Valore lordo | 271 | 185 | 674 | - | - | - | - | - | 1.130 |
| Fondo ammortamento | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Disinvestimenti ordinari: | (39) | 8 | (50.826) | (800) | (5.116) | (4.735) | (265) | (193) | (61.966) |
| Valore lordo | (39) | (304) | (512.344) | (5.427) | (16.658) | (17.914) | (5.226) | (193) | (558.105) |
| Fondo ammortamento | - | 311 | 458.850 | 4.627 | 11.542 | 13.179 | 4.961 | - | 493.470 |
| Rivalutazione Legge n.350/03 | - | 1 | 2.668 | - | - | - | - | - | 2.669 |
| Riclassifiche altre: | (61) | (620) | 311 | (5) | 5 | - | (74) | 444 | - |
| Valore lordo | (61) | (641) | 332 | (5) | 5 | (1.171) | (74) | 444 | (1.171,00) |
| Fondo ammortamento | - | 24 | (24) | - | - | 1.171 | - | - | 1.171,00 |
| Rivalutazione Legge n.350/03 | - | (3) | 3 | - | - | - | - | - | - |
| Passaggi in esercizio | 2.426 | 25.618 | 561.391 | - | - | - | 11.199 | (600.634) | - |
| Impairment rilevato a conto economico: | - | - | - | - | - | - | - | 2 | 2 |
| Valore lordo | - | - | - | - | - | - | - | 2 | 2 |
| Fondo ammortamento | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Ammortamenti | - | (35.039) | (1.140.159) | (12.594) | (19.259) | (58.359) | (12.895) | - | (1.278.305) |
| Altri movimenti: | 8 | 23 | (10) | 336 | - | - | - | - | 357 |
| Valore lordo | 8 | 26 | - | 388 | - | - | - | - | 422 |
| Fondo ammortamento | - | (3) | (10) | (52) | - | - | - | - | (65) |
| Totale variazioni | 4.022 | 9.509 | 1.196.022 | 5.515 | 8.498 | 54.732 | (451) | 468.591 | 1.746.438 |
| Situazione al 31.12.2023 | | | | | | | | | |
| Costo originario | 124.667 | 1.711.144 | 49.513.393 | 198.823 | 263.178 | 411.981 | 200.737 | 1.693.768 | 54.117.691 |
| Rivalutazioni | 15.011 | 143.229 | 2.826.024 | 33 | (287) | - | - | - | 2.984.010 |
| Valore lordo di bilancio | 139.678 | 1.854.373 | 52.339.417 | 198.856 | 262.891 | 411.981 | 200.737 | 1.693.768 | 57.101.701 |
| Fondo ammortamento | - | (1.145.096) | (34.021.412) | (128.861) | (224.252) | (180.421) | (164.629) | - | (35.864.671) |
| Rivalutazione Legge n.350/03 | - | 30.872 | 685.320 | 334 | 2.993 | - | - | - | 719.519 |
| Consistenza al 31.12.2023 | 139.678 | 740.149 | 19.003.325 | 70.329 | 41.632 | 231.560 | 36.108 | 1.693.768 | 21.956.549 |

Il valore al 31 dicembre 2024 delle rivalutazioni legge n.350/03 effettuate nell'esercizio 2003, al fine di eliminare gli effetti degli ammortamenti operati in applicazione di norme tributarie, alla data di transizione ai principi contabili internazionali è stato considerato quale "fair value as deemed cost" alla data di rivalutazione.

Le migliorie su immobili di terzi accolgono il valore residuo dei costi sostenuti per interventi di modifica o di adeguamento di immobili in locazione di proprietà di terzi.

Le "Attività materiali in leasing" sono commentate nella nota n. 20 "Leasing operativo" del Bilancio d'esercizio.

A partire dal 1° gennaio 2024, i contributi pubblici ricevuti per l'acquisto, la costruzione o l'acquisizione di attività immobilizzate 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.

La vita utile economico-tecnica stimata dei principali immobili, impianti e macchinari è la seguente:

| Immobili, impianti e macchinari | Vita utile |
|--|-------------------|
| Fabbricati strumentali | 40 anni |
| Linee di Alta Tensione | 40 anni |
| Cabine Primarie | 15-32-40 anni |
| Reti di Media e Bassa Tensione | 35 anni |
| Cabine Secondarie | 30 anni |
| Contatori elettromeccanici | 18 anni |
| Gruppi di misura bilancio energia | 10 anni |
| Contatori elettronici | <=15 anni |
| Attrezzature | 10 anni |
| Altri impianti e altri beni | 2-5-10-17-20 anni |

In aggiunta a quanto sopra riportato, si segnala che l'ammortamento inizia quando il bene è disponibile all'uso e che le revisioni periodiche relative alle varie categorie di immobili, impianti e macchinari, vengono ammortizzate in relazione all'intervallo di tempo intercorrente tra una verifica e l'altra, che solitamente è compreso tra tre e cinque anni.

La vita utile delle migliorie su fabbricati 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, sia liberi da costruzione sia annessi a fabbricati civili e industriali, non sono ammortizzati in quanto elementi a vita utile illimitata.

L'aumento della voce immobili, impianti e macchinari deriva dagli investimenti dell'esercizio 2024 di seguito dettagliati e confrontati con quelli dell'esercizio 2023:

| Migliaia di euro | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | 2024-2023 |
|--|------------------|------------------|-----------------|
| | TOTALE | TOTALE | |
| Terreni e fabbricati | 1.035 | 3.042 | (2.007) |
| Reti di distribuzione: | 2.657.606 | 2.753.996 | (96.390) |
| <i>Impianti di Alta Tensione</i> | 313.990 | 259.945 | 54.045 |
| <i>Impianti di Media Tensione</i> | 1.203.201 | 1.334.996 | (131.795) |
| <i>Impianti di Bassa Tensione</i> | 1.140.415 | 1.159.055 | (18.640) |
| Altri impianti e macchinari | 120.379 | 128.225 | (7.846) |
| Altri beni e attrezzature | 52.672 | 51.533 | 1.139 |
| Migliorie su beni di terzi | 38.345 | 19.195 | 19.150 |
| Attività materiali in leasing (incluso acconti) | 133.613 | 113.348 | 20.265 |
| Anticipi e acconti attività materiali di proprietà | (10.602) | 15.881 | (26.483) |
| Totale investimenti ordinari | 2.993.048 | 3.085.220 | (92.172) |
| Investimenti straordinari | - | 1.130 | (1.130) |
| Totale | 2.993.048 | 3.086.350 | (93.302) |

Come anticipato in precedenza, gli investimenti del 2024 risentono dalla rettifica dei contributi in conto impianti ricevuti da enti pubblici, per un importo complessivo pari a euro 596.128 migliaia, riferiti essenzialmente a PNRR

(euro 383.733 migliaia), a progetti finanziati PON/POR (euro 142.715 migliaia) a Decreto Aiuti (euro 68.105 migliaia) e progetti minori (euro 1.575 migliaia) ed hanno interessato principalmente impianti in media tensione (euro 434.792 migliaia), in alta tensione (euro 105.892 migliaia) e in bassa tensione (euro 43.246 migliaia).

Gli investimenti “lordi” (intesi al lordo dell’effetto della rettifica dei contributi in conto impianti), rispetto all’esercizio precedente, nel 2024 presentano in realtà un forte incremento, pari a euro 502.826 migliaia, principalmente per la crescita dei progetti di “qualità del servizio e altro” (per euro 481.514 migliaia), per le maggiori richieste di clienti o terzi (per euro 128.272 migliaia) e l’incremento delle attività materiali in leasing, incluso acconti (per euro 20.265 migliaia). Tali effetti sono stati in parte compensati dal decremento degli investimenti in contatori elettronici (per euro 98.931 migliaia), dalla riduzione degli anticipi a fornitori per forniture di attività materiali (per euro 26.483 migliaia) e dal decremento degli investimenti straordinari (per euro 1.130 migliaia).

L’incremento dei progetti di “qualità del servizio e altro” è sostanzialmente riconducibile all’aumento, pari ad euro 484.748 migliaia, dei progetti del PNRR, in parte mitigato dalla riduzione, di euro 3.234 migliaia, complessivamente riscontrata sugli altri progetti rientranti in tale tipologia.

Si segnala che gli investimenti in progetti di “qualità del servizio e altro” accolgono anche investimenti per il Progetto Resilienza, iniziativa posta in essere dalla Società per fronteggiare i rischi inerenti il *Climate Change* (manicotti di ghiaccio, tempeste di vento/caduta alberi fuori fascia, ondate di calore). Le principali leve di intervento utilizzate nel 2024, in continuità con i piani precedenti, sono state: l’aumento della cavizzazione della rete, mediante sostituzione di conduttori aerei nudi con cavo (aereo o interrato) e l’incremento del grado di magliatura della rete, mediante richiuse o trasversali in cavo tra linee esistenti.

Nell’ambito dell’attuale Piano Resilienza, nel 2024 sono stati realizzati importanti investimenti su tutto il territorio nazionale, per complessivi euro 77.394 migliaia circa (quasi euro 968.713 migliaia totali già investiti dal 2017 al 2024).

Si segnala, inoltre, che nel 2024 è stato avviato un Piano Transitorio nell’ambito del progetto “Resilienza Climatica”, in ottemperanza di quanto previsto dalla delibera n. 617/2023 con investimenti pari a circa euro 21.318 migliaia.

Al 31 dicembre 2024, tra gli investimenti in contatori elettronici, sono presenti rettifiche per euro 284 migliaia riferite ad esiti (proventi) di coperture da rischio cambio effettuate sugli acquisti in dollari di contatori e concentratori di seconda generazione installati nell’esercizio e che sono stati inclusi nel valore iniziale dell’attività coperta (cd. “*basis adjustment*”).

Per la variazione delle Attività materiali in leasing (incluso acconti) si rimanda al commento del paragrafo successivo.

Nella Relazione sulla gestione è riportata un’analisi di maggior dettaglio degli investimenti.

Si evidenzia di seguito il dettaglio degli Immobili, impianti e macchinari in corso:

| Migliaia di euro | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | 2024-2023 |
|---|------------------|------------------|----------------|
| Terreni | 19.490 | 10.412 | 9.078 |
| Fabbricati | 163.347 | 124.734 | 38.613 |
| Impianti e macchinari | 1.688.017 | 1.426.447 | 261.570 |
| Attrezzature industriali e commerciali | - | - | - |
| Altri beni | 853 | - | 853 |
| Migliorie su immobili di terzi | 66.540 | 39.293 | 27.247 |
| Attività materiali in leasing | 18.477 | 77.001 | (58.524) |
| Acconti | 66.806 | 15.881 | 50.925 |
| Totale immobilizzazioni in corso e acconti | 2.023.530 | 1.693.768 | 329.762 |

Al 31 dicembre 2024 e al 31 dicembre 2023 non sono presenti beni gratuitamente devolvibili iscritti tra i Fabbricati strumentali.

Nella tabella seguente viene riportato il dettaglio degli immobili, impianti e macchinari al 31 dicembre 2024 classificati per tipologia d'impianto.

| Migliaia di euro | | | | | |
|---|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| | al 31.12.2024 | | | al 31.12.2023 | 2024-2023 |
| | Valore lordo | Ammortamento | Totale | Totale | Scostamento |
| Terreni | 141.934 | - | 141.934 | 139.677 | (139.677) |
| Fabbricati civili | 7.714 | 6.079 | 1.635 | 1.826 | 4.253 |
| Fabbricati strumentali | 1.885.558 | 1.124.863 | 760.695 | 738.323 | 386.540 |
| Reti di distribuzione | | | | | |
| Linee di alta tensione | 21.700 | 4.996 | 16.704 | 17.247 | (12.251) |
| Cabine primarie | 4.540.906 | 3.186.409 | 1.354.497 | 1.308.179 | 1.878.230 |
| Cabine secondarie e trasformatori delle cabine secondarie | 6.767.340 | 3.466.442 | 3.300.898 | 3.210.247 | 256.195 |
| Linee di media tensione | 16.070.680 | 10.303.079 | 5.767.601 | 5.494.215 | 4.808.864 |
| Linee di bassa tensione | 16.010.366 | 10.785.067 | 5.225.299 | 4.875.719 | 5.909.348 |
| Prese | 4.581.273 | 2.971.456 | 1.609.817 | 1.573.225 | 1.398.231 |
| Contatori | 3.618.190 | 1.532.899 | 2.085.291 | 2.139.197 | (606.298) |
| Altri impianti | 1.761.070 | 1.337.384 | 423.686 | 385.296 | 952.088 |
| Totale reti di distribuzione | 53.371.525 | 33.587.732 | 19.783.793 | 19.003.325 | 14.584.407 |
| Attrezzature | 206.646 | 136.032 | 70.614 | 70.329 | 65.703 |
| Altri beni | 287.453 | 232.829 | 54.624 | 41.632 | 191.197 |
| Attività materiali in leasing | 509.311 | 221.585 | 287.726 | 231.560 | (9.975) |
| Migliori su beni di terzi | 208.182 | 172.511 | 35.671 | 36.109 | 136.402 |
| Immobilizzazioni in corso e acconti | 2.023.531 | - | 2.023.531 | 1.693.768 | (1.693.768) |
| Totale | 58.641.854 | 35.481.631 | 23.160.223 | 21.956.549 | 13.525.082 |

Per le informazioni relative alle modalità di recupero del valore degli impianti di distribuzione alla scadenza della concessione e per le informazioni in merito all'IFRIC 12 si rinvia a quanto esposto nella Nota di commento n. 2 "Principi contabili".

20. Leasing operativo

Società operante come locatario – Euro 287.726 migliaia

La Società, in veste di locatario, ha stipulato contratti di *leasing* operativo, con Enel Italia S.p.A. e società terze, aventi ad oggetto essenzialmente fabbricati, autoveicoli ed altri mezzi di trasporto e diritti d'uso della fibra ottica utilizzata per il rilegamento delle proprie cabine. Ha inoltre in essere contratti di leasing operativo con Enel Produzione S.p.A. aventi ad oggetto siti logistici per lo stoccaggio dei materiali.

Per informazioni sui giudizi utilizzati per l'applicazione dell'IFRS 16, si rimanda alla Nota 2.1 "Uso delle stime e giudizi del management".

Riconciliazione del valore contabile

Il valore contabile del diritto d'uso e la relativa movimentazione dell'anno sono dettagliati nella tabella seguente:

| Migliaia di euro | | | | |
|---------------------------------------|-----------------------|---|-----------------------|-----------------|
| | Fabbricati in leasing | Veicoli e altri mezzi di trasporto in leasing | Altri beni in leasing | TOTALE |
| Saldo al 31.12.2023 | 130.160 | 68.831 | 32.569 | 231.560 |
| Incrementi | 30.520 | 102.854 | 9.023 | 142.397 |
| Ammortamenti | (34.025) | (35.067) | (2.061) | (71.153) |
| Impairment rilevato a Conto Economico | - | - | - | - |
| Altri movimenti | (670) | (1.356) | (198) | (2.224) |
| Dismissioni | (6.640) | (6.214) | - | (12.854) |
| Saldo al 31.12.2024 | 119.345 | 129.048 | 39.333 | 287.726 |

Si segnala che la voce "Altri beni in leasing" accoglie, al 31 dicembre 2024, i diritti di uso della fibra ottica utilizzata per il rilegamento delle cabine, acquistati in modalità IRU, e regolati finanziariamente in via anticipata.

Inoltre, tra gli altri movimenti è riportato il valore dei contratti di leasing conferiti alla società Duereti S.r.l. con data efficacia 31 dicembre 2024.

Si riporta di seguito la stima delle vite utili dei diritti d'uso:

| | Vita utile |
|---|-------------|
| Fabbricati in leasing uso ufficio | ≤ 15 anni |
| Fabbricati in leasing uso cabine | 6 - 18 anni |
| Piattaforme logistiche | 6 anni |
| Veicoli e altri mezzi di trasporto in leasing | 3 - 8 anni |
| IRU su fibra ottica per rilegamento cabine | 20 anni |

Passività per leasing

Di seguito si riporta il valore della passività per leasing (inclusa, a seconda della data di scadenza, tra i finanziamenti a lungo termine o tra la quota corrente dei finanziamenti a lungo termine) e la relativa movimentazione del periodo:

| Migliaia di euro | |
|--|----------------|
| | al 31.12.2024 |
| Saldo al 01.01.2023 | 201.336 |
| Incrementi | 133.613 |
| Rimborsi | (73.932) |
| Altri movimenti | (6.934) |
| Totale al 31 dicembre 2024 | 254.083 |
| <i>di cui non corrente (si veda nota 35 "Finanziamenti")</i> | 190.499 |
| <i>di cui corrente (si veda nota 35 "Finanziamenti")</i> | 63.584 |

I rimborsi totali per leasing nel 2024 sono stati pari a euro 73.932 migliaia (euro 59.959 migliaia nel 2023), mentre le nuove integrazioni delle passività per leasing sono state pari a euro 133.613 migliaia nel 2024 (euro 133.348 migliaia nel 2023). Si segnalano inoltre nel 2024 altri movimenti in riduzione per euro 6.934 migliaia (in aumento di euro 223 migliaia nel 2023) di cui euro 1.389 migliaia riferiti alle passività per leasing afferenti ai contratti conferiti alla società Duereti S.r.l.

Spese di locazione

La Società ha scelto di avvalersi delle fattispecie di esclusione consentite dal principio relative ai contratti di leasing con durata inferiore ai 12 mesi dalla data di prima applicazione e ai contratti di modico valore. Per esempio, la Società detiene in leasing alcune attrezzature per ufficio (quali PC, stampanti e fotocopiatrici) considerate di modico valore.

Di seguito sono riportati gli importi rilevati a conto economico nel periodo:

| Migliaia di euro | al 31.12.2024 |
|---|---------------|
| Ammortamenti beni in leasing | 71.153 |
| Interessi passivi su passività finanziarie per leasing | 7.544 |
| Costi short-term leasing (inclusi tra i costi per servizi) | 946 |
| Costi per leasing di asset di modico valore (inclusi tra i costi per servizi) | - |
| Costi per leasing variabili (inclusi tra i costi per servizi) | 33 |
| Totale | 79.676 |

Informazioni aggiuntive

La tabella seguente riporta un'analisi della scadenza delle passività per leasing, evidenziando i pagamenti da effettuare dopo la data di riferimento del bilancio:

| Migliaia di euro | al 31.12.2024 |
|-----------------------|----------------|
| entro un anno | 70.938 |
| tra uno e cinque anni | 185.075 |
| oltre 5 anni | 20.364 |
| Totale | 276.377 |

Società operante come locatore – Euro 9.556 migliaia

La Società, invece, in veste di locatore, è titolare di alcuni contratti di *leasing* operativo relativi essenzialmente all'affitto spazi e di parti di impianto a Open Fiber SpA, Wind e altri operatori di telecomunicazioni per l'appoggio di proprie apparecchiature. Tali canoni sono contabilizzati alla voce "Ricavi" e sono stati pari a euro 9.556 migliaia nel 2024 (euro 9.055 al 31 dicembre 2023).

I pagamenti minimi futuri che la società ha il diritto di ricevere in base al contratto di *leasing* sono dettagliati nella seguente tabella:

| Migliaia di euro | al 31.12.2024 |
|-----------------------|---------------|
| entro un anno | 10.183 |
| tra uno e cinque anni | 25.972 |
| oltre 5 anni | - |
| Totale | 36.155 |

21. Attività immateriali – Euro 498.159 migliaia

Il dettaglio e la movimentazione delle attività immateriali (dell'esercizio 2024 e 2023) sono esposti di seguito:

| Migliaia di euro | | | | | | |
|---|-------------------|--|----------------|-----------------------|-------------------------------------|-----------------|
| | Costi di sviluppo | Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione opere ingegno | Licenze | Software non tutelato | Immobilizzazioni in corso e acconti | Totale |
| Costo | 4.808 | 1.157.903 | 188.993 | 260.879 | 125.950 | 1.738.533 |
| Fondo ammortamento e perdite di valore accumulate | (4.808) | (900.509) | (44.659) | (260.879) | - | (1.210.855) |
| Consistenza al 31 dicembre 2023 | - | 257.394 | 144.334 | - | 125.950 | 527.678 |
| Investimenti | - | 23.167 | 40.233 | - | 11.257 | 74.657 |
| Attività sviluppate internamente | - | - | - | - | - | - |
| Attività acquisite tramite business combination | - | - | - | - | - | - |
| Passaggi in esercizio | - | 63.144 | 4.308 | - | (67.452) | - |
| Dismissioni | - | (454) | - | - | - | (454) |
| Ammortamento | - | (73.634) | (30.088) | - | - | (103.722) |
| Altre Riclassifiche - Costo | - | - | - | - | - | - |
| Altre Riclassifiche - Fondo Amm.to | - | - | - | - | - | - |
| Totale variazioni | - | 12.223 | 14.453 | - | (56.195) | (29.519) |
| Costo | 4.808 | 1.243.760 | 233.534 | 260.879 | 69.755 | 1.812.736 |
| Fondo ammortamento e perdite di valore accumulate | (4.808) | (974.143) | (74.747) | (260.879) | - | (1.314.577) |
| Consistenza al 31 dicembre 2024 | - | 269.617 | 158.787 | - | 69.755 | 498.159 |

Migliaia di euro

| | Costi di sviluppo | Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione opere ingegno | Licenze | Software non tutelato | Immobilizzazioni in corso e acconti | Totale |
|--|-------------------|--|----------------|-----------------------|-------------------------------------|----------------|
| Costo | 4.808 | 1.055.068 | 145.855 | 260.879 | 160.841 | 1.627.451 |
| Fondo ammortamento e perdite di valore accumulate | (4.808) | (829.458) | (19.025) | (260.879) | - | (1.114.170) |
| Consistenza al 31 dicembre 2022 | - | 225.610 | 126.830 | - | 160.841 | 513.281 |
| Investimenti | - | 6.072 | 43.138 | - | 61.890 | 111.100 |
| Attività sviluppate internamente | - | - | - | - | - | - |
| Attività acquisite tramite business combination | - | - | - | - | - | - |
| Passaggi in esercizio | - | 96.781 | - | - | (96.781) | - |
| Dismissioni | - | (18) | - | - | - | (18) |
| Ammortamento | - | (71.051) | (25.634) | - | - | (96.685) |
| Impairment rilevato a conto economico | - | - | - | - | - | - |
| Ripristini di valore rilevati a conto economico | - | - | - | - | - | - |
| Riclassifiche a/da attività classificate come possedute per la vendita | - | - | - | - | - | - |
| Altre Riclassifiche - Costo | - | - | - | - | - | - |
| Altre Riclassifiche - Fondo Amm.to | - | - | - | - | - | - |
| Operazioni straordinarie - Costo | - | - | - | - | - | - |
| Operazioni straordinarie - Fondo Amm.to | - | - | - | - | - | - |
| Altre variazioni | - | - | - | - | - | - |
| Totale variazioni | - | 31.784 | 17.504 | - | (34.891) | 14.397 |
| Costo | 4.808 | 1.157.903 | 188.993 | 260.879 | 125.950 | 1.738.533 |
| Fondo ammortamento e perdite di valore accumulate | (4.808) | (900.509) | (44.659) | (260.879) | - | (1.210.855) |
| Consistenza al 31 dicembre 2023 | - | 257.394 | 144.334 | - | 125.950 | 527.678 |

I diritti di brevetto industriale, pari a euro 269.617 migliaia, sono costituiti dal valore residuo dei software e/o delle licenze d'uso software illimitate detenute dalla Società, relativi ai sistemi della rete, della misura e dei servizi commerciali.

Gli investimenti dei Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione delle opere dell'ingegno, relativi all'esercizio 2024, sono principalmente riferiti ad evolutive relative essenzialmente ad applicazioni dei sistemi commerciali e di esercizio/manutenzione della rete.

Le Licenze, pari a euro 158.787 migliaia, accolgono il valore della licenza d'uso esclusiva per l'utilizzo delle soluzioni e sotto-soluzioni tecnologiche della piattaforma Grid Blue Sky. Tale piattaforma, basata su una combinazione di soluzioni digitali, tecnologie avanzate e nuovi processi integrati, è improntata su un modello operativo articolato in tre dimensioni (Organizzazione, Processi e Sistemi) e quattro livelli (Asset Owner, Asset Operator, Customer Engagement e System Operator) ed ha l'obiettivo di migliorare la resilienza e la flessibilità delle reti nonché di garantire interazioni più rapide tra tutti gli stakeholders. Gli investimenti del 2024 sono da ricondursi alle nuove soluzioni rilasciate nell'esercizio, secondo quanto definito dalla Road Map di progetto.

Il software non tutelato si riferisce alla cartografia informatizzata.

La vita utile stimata delle principali attività immateriali, distinte fra generate internamente e acquistate, è di seguito dettagliata:

| Attività immateriali | Vita utile |
|--|-------------------|
| Diritti di brevetto industriale | 3 anni |
| Licenze d'uso software | 3-11 anni |
| Licenze d'uso SAP | 5 anni |
| Sistema di gestione cartografica informatizzata reti | 5 anni |
| Licenze Grid Blue Sky | ≤ 8 anni |

Per quanto riguarda, infine, le Attività immateriali in corso, si riporta di seguito il dettaglio distinto per tipologia di investimento:

| Migliaia di euro | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 |
|--|---------------|----------------|
| Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione opere ingegno | 56.289 | 117.950 |
| Licenze | 13.466 | 8.000 |
| Totale | 69.755 | 125.950 |

Il decremento delle Attività immateriali in corso, pari a complessivi euro 56.195 migliaia, è da ricondursi principalmente al passaggio in esercizio, nel corso del 2024, degli investimenti agli applicativi evolutivi di software relativi ai sistemi dell'area Rete, Misura e Servizi Commerciali Rete (pari a euro 95.135 migliaia). Tale effetto è stato parzialmente compensato dall'aumento, pari a euro 38.940 migliaia, degli investimenti riferiti ad evolutive software ancora in corso di realizzazione al 31 dicembre 2024.

Di seguito è esposto il valore dei diritti di brevetto industriale e di utilizzazione delle opere di ingegno al 31 dicembre 2024, stratificato in base alla vita utile complessiva e residua:

Migliaia di euro

| al 31.12.2024 | | | | |
|---------------|--------------------|------------------|-----------------------|----------------|
| Vita Utile | Vita Utile residua | Costo originario | Ammortamenti cumulati | Totale |
| 1 | 0 | 3.291 | (3.291) | - |
| 2 | 0 | 2.452 | (2.452) | - |
| 3 | 0 | 506.112 | (506.112) | - |
| 3 | 2 mesi | 1 | (1) | - |
| 3 | 9 mesi | 11.671 | (8.694) | 2.977 |
| 3 | 10 mesi | 3.655 | (2.640) | 1.015 |
| 3 | 1 anno e 5 mesi | 12 | (6) | 6 |
| 3 | 1 anno e 10 mesi | 5.859 | (2.279) | 3.580 |
| 3 | 2 anni e 7 mesi | 12 | (2) | 10 |
| 3 | 2 anni e 9 mesi | 3.191 | (266) | 2.925 |
| 3 | 2 anni e 11 mesi | 520 | (14) | 506 |
| 4 | 0 | 21.689 | (21.689) | - |
| 4 | 7 mesi | 6 | (5) | 1 |
| 4 | 1 anno e 2 mesi | 1 | - | 1 |
| 5 | 0 | 297.286 | (297.285) | 1 |
| 5 | 5 mesi | 1717 | -1574 | 143 |
| 5 | 7 mesi | 2.557 | (2.259) | 298 |
| 5 | 9 mesi | 1.694 | (1.440) | 254 |
| 5 | 10 mesi | 147 | (122) | 25 |
| 5 | 11 mesi | 17.024 | (13.903) | 3.121 |
| 5 | 1 anno e 1 mese | 121 | (93) | 28 |
| 5 | 1 anno e 2 mesi | 1.122 | (863) | 259 |
| 5 | 1 anno e 3 mesi | 260 | (195) | 65 |
| 5 | 1 anno e 11 mesi | 70.409 | (43.419) | 26.990 |
| 5 | 2 anni e 7 mesi | 4 | (2) | 2 |
| 5 | 2 anni e 9 mesi | 10.641 | (4.765) | 5.876 |
| 5 | 2 anni e 10 mesi | 5.696 | (2.468) | 3.228 |
| 5 | 2 anni e 11 mesi | 61 | (26) | 35 |
| 5 | 3 anni | 963 | (412) | 551 |
| 5 | 3 anni e 10 mesi | 52.780 | (12.315) | 40.465 |
| 5 | 3 anni e 11 mesi | 8.293 | (1.797) | 6.496 |
| 5 | 4 anni e 1 mesi | 199 | (26) | 173 |
| 5 | 4 anni e 9 mesi | 30.561 | (1.525) | 29.036 |
| 5 | 4 anni e 10 mesi | 106 | (4) | 102 |
| 5 | 4 anni e 11 mesi | 5.184 | (86) | 5.098 |
| 8 | 4 anni e 10 mesi | - | - | - |
| 8 | 6 anni e 11 mesi | 36 | (4) | 32 |
| 10 | 4 anni e 10 mesi | 12.557 | (6.627) | 5.930 |
| 10 | 4 anni e 11 mesi | 880 | (452) | 428 |
| 10 | 5 anni e 11 mesi | 5.988 | (2.445) | 3.543 |
| 10 | 6 anni e 11 mesi | 21.976 | (6.776) | 15.200 |
| 10 | 7 anni e 9 mesi | 32.749 | (7.332) | 25.417 |
| 10 | 7 anni e 10 mesi | 539 | (117) | 422 |
| 10 | 7 anni e 11 mesi | 2.801 | (583) | 2.218 |
| 10 | 8 anni e 1 mese | 1 | - | 1 |
| 10 | 8 anni e 5 mesi | - | - | - |
| 10 | 8 anni e 10 mesi | 33.920 | (3.957) | 29.963 |
| 10 | 8 anni e 11 mesi | 1.501 | (163) | 1.338 |
| 10 | 9 anni e 9 mesi | 22.026 | (551) | 21.475 |
| 10 | 9 anni e 11 mesi | 24.511 | (204) | 24.307 |
| 11 | 4 anni e 11 mesi | 19.021 | (12.945) | 6.076 |
| 11 | 5 anni | 1 | (1) | - |
| Totale | | 1.243.804 | (974.187) | 269.617 |

22. Attività per imposte differite – Euro 1.215.989 migliaia - Passività per imposte differite – Euro 10.150 migliaia

Separatamente, per il 2024 e il 2023, le seguenti tabelle dettagliano le variazioni delle “Attività per imposte differite” e delle “Passività per imposte differite”, per tipologia di differenza temporanea e determinate sulla base delle aliquote fiscali stimate nel relativo periodo d’imposta.

Per informazioni sulle stime utilizzate per il recupero delle imposte anticipate si rimanda alla Nota 2.1 “Uso delle stime e giudizi del management”.

| Migliaia di euro | Incrementi / (Decrementi) con imputazione a Conto economico | Incrementi / (Decrementi) con imputazione a Patrimonio Netto | Altre variazioni con imputazione a Conto Economico | Altre movimentazioni | | |
|--|---|--|--|----------------------|---------------------|------------------|
| | | | | | | |
| | al 1 gennaio 2024 | | | | al 31 dicembre 2024 | |
| Attività per imposte sul reddito differite: | | | | | | |
| accantonamenti per rischi e oneri a deducibilità differita | 112.108 | (13.074) | - | (70) | (1.461) | 97.503 |
| perdite di valore a deducibilità differita | 113.420 | (21.589) | - | - | - | 91.831 |
| ammortamenti attività materiali e immateriali a deducibilità differita | 464.972 | 48.362 | - | - | (11.623) | 501.711 |
| Piani pensionistici e altri piani per benefici post-pensionamento | 45.118 | 1.489 | (467) | - | (311) | 45.829 |
| imposte e tasse deducibili per cassa | 812 | 29 | - | - | - | 841 |
| contributi in conto impianti correlati ad ammortamenti eccedenti | 85 | - | - | - | - | 85 |
| altre partite a deducibilità differita | 847 | (81) | - | - | - | 766 |
| strumenti finanziari derivati | 58 | - | (58) | - | - | - |
| applicazione principi contabili IFRS 15 e IFRS 9 | 586.393 | (108.970) | - | - | - | 477.423 |
| Totale attività per imposte sul reddito differite | 1.323.813 | (93.834) | (525) | (70) | (13.395) | 1.215.989 |
| Passività per imposte sul reddito differite: | | | | | | |
| differenze relative ad attività materiali ed immateriali | 3.119 | (2) | - | - | - | 3.117 |
| plusvalenza a tassazione differita | - | - | - | - | - | - |
| altre partite | 5.358 | 545 | - | - | - | 5.903 |
| strumenti finanziari derivati | 10.975 | - | (9.845) | - | - | 1.130 |
| applicazione principi contabili IFRS 15 e IFRS 9 | - | - | - | - | - | - |
| Totale passività per imposte sul reddito differite | 19.452 | 543 | (9.845) | - | - | 10.150 |

| Migliaia di euro | | Incrementi / (Decrementi) con imputazione a Conto economico | Incrementi / (Decrementi) con imputazione a Patrimonio Netto | Altre variazioni con imputazione a Conto Economico | Altre variazioni con imputazione a Patrimonio Netto | |
|--|-------------------------|--|---|---|--|---------------------------|
| | al 1 gennaio 2023 | | | | | al 31 dicembre 2023 |
| Attività per imposte sul reddito differite: | | | | | | |
| accantonamenti per rischi e oneri a deducibilità differita | 111.955 | 185 | - | (32) | - | 112.108 |
| perdite di valore a deducibilità differita | 204.731 | (91.311) | - | - | - | 113.420 |
| ammortamenti attività materiali e immateriali a deducibilità differita | 417.798 | 47.176 | - | (2) | - | 464.972 |
| Piani pensionistici e altri piani per benefici post-pensionamento | 36.120 | 8.780 | 224 | (9) | 3 | 45.118 |
| imposte e tasse deducibili per cassa | 918 | (106) | - | - | - | 812 |
| contributi in conto impianti correlati ad ammortamenti eccedenti | 85 | - | - | - | - | 85 |
| altre partite a deducibilità differita | 962 | (115) | - | - | - | 847 |
| strumenti finanziari derivati | - | - | 58 | - | - | 58 |
| applicazione principi contabili IFRS 15 e IFRS 9 | 654.769 | (68.149) | - | 143 | (370) | 586.393 |
| Totale attività per imposte sul reddito differite | 1.427.338 | (103.540) | 282 | 100 | (367) | 1.323.813 |
| Passività per imposte sul reddito differite: | | | | | | |
| differenze relative ad attività materiali ed immateriali | 3.121 | (2) | - | - | - | 3.119 |
| altre partite | 6.970 | (1.608) | - | (4) | - | 5.358 |
| strumenti finanziari derivati | 24.725 | - | (13.750) | - | - | 10.975 |
| Totale passività per imposte sul reddito differite | 34.816 | (1.610) | (13.750) | (4) | - | 19.452 |

Il valore delle "Attività per imposte differite" e delle "Passività per imposte differite" al 31 dicembre 2024 è stato determinato applicando le aliquote del 24% per l'IRES e del 4,80% per l'IRAP (come aliquota media determinata per effetto del federalismo fiscale e comprensiva della maggiorazione dello 0,30% prevista a partire dal 2011 per i soggetti che esercitano attività di imprese concessionarie diverse da quelle di costruzione e gestione di autostrade e trafori).

Le "Attività per imposte anticipate" iscritte in bilancio al 31 dicembre 2024, in quanto sussiste la ragionevole certezza della loro recuperabilità, sono pari a euro 1.215.989 migliaia (euro 1.323.813 migliaia al 31 dicembre 2023).

Esse sono state rilevate sulle differenze tra i valori iscritti in bilancio con i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali. In particolare, gli incrementi (decrementi) dell'anno con imputazione a Conto Economico, si riferiscono essenzialmente alla movimentazione dei risconti passivi sui contributi alla clientela stanziati in fase di prima applicazione del principio contabile IFRS 15, del Fondo svalutazione crediti, dei Fondi rischi e oneri e dei Fondi del personale (principalmente Fondi incentivi all'esodo e MBO) e alla differenza tra gli ammortamenti civilistici e quelli riconosciuti ai fini fiscali.

Gli incrementi (decrementi) con imputazione a Patrimonio Netto rilevati nell'esercizio, si riferiscono principalmente all'effetto fiscale relativo ai derivati di copertura sui tassi di interesse e su rischio cambio (CFH) nonché all'effetto fiscale sulle variazioni degli Utili e Perdite attuariali dei benefici ai dipendenti (IAS 19R).

I decrementi riportati nella colonna "Altre movimentazioni", pari a euro 13.395 migliaia, sono riferiti alla quota di crediti per imposte anticipate afferenti al Ramo d'Azienda conferito a Duereti S.r.l.

Le “Passività per imposte differite”, pari a euro 10.150 migliaia al 31 dicembre 2024 (euro 19.452 migliaia al 31 dicembre 2023), accolgono essenzialmente la fiscalità differita sui derivati attivi di copertura sui tassi di interesse (CFH) e sulle differenze tra gli ammortamenti calcolati in base alle aliquote fiscali e quelli determinati in base alla vita utile stimata dei beni.

Si precisa che le imposte anticipate rilevate al 31 dicembre 2024 non possono essere compensate con le imposte differite passive.

23. Partecipazioni – Euro 136.560 migliaia

Al 31 dicembre 2024, e-distribuzione S.p.A. detiene una partecipazione di minoranza in Duereti S.r.l., pari al 10%, designata irrevocabilmente a *fair value through other comprehensive income* (“FVOCI”).

Per maggiori dettagli si rimanda alle note n. 6 “Principali acquisizioni e disinvestimenti del periodo” e n. 46 “Attività e passività misurate al fair value”.

24. Derivati – Euro 42.403 migliaia - Euro 0 migliaia – Euro (35.718) migliaia – Euro (0) migliaia

Di seguito si riporta una tabella che riepiloga le attività e le passività per derivati, correnti e non correnti, in essere al 31 dicembre 2024, confrontate con i valori dell’esercizio precedente:

| Migliaia di euro | Non correnti | | Correnti | |
|--------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 |
| Attività finanziarie-derivati | 42.403 | 58.563 | - | - |
| Passività finanziarie derivati | (35.718) | (13.210) | - | (259) |
| Totale | 6.685 | 45.353 | - | (259) |

In particolare, al 31 dicembre 2024:

- le attività finanziarie non correnti, pari a euro 42.403 migliaia, sono riferite a coperture da rischio tasso di interesse di CFH sull’indebitamento finanziario a medio/lungo termine per un ammontare pari a euro 40.090 migliaia. La parte restante, pari a euro 2.313 migliaia, riguarda la valutazione dell’opzione di acquisto/vendita del 10% del capitale sociale di Duereti S.r.l. Al 31 dicembre 2023 esse erano invece esclusivamente riferite, per euro 58.563 migliaia, a coperture di CFH da rischio tasso di interesse;
- le passività finanziarie non correnti, pari a euro 35.718 migliaia, sono riferite a coperture da rischio tasso di interesse di CFH sull’indebitamento finanziario a medio/lungo termine (euro 13.210 migliaia al 31 dicembre 2023);
- le passività finanziarie correnti sono pari a euro 0 migliaia mentre al 31 dicembre 2023 erano pari a euro 259 migliaia ed erano riferite a coperture da rischio cambio di CFH per l’acquisto di contatori e concentratori 2G in dollari.

La variazione in riduzione del *fair value* delle attività non correnti, pari complessivamente a euro 16.160 migliaia, risente di due effetti contrapposti:

- una diminuzione del *fair value*, pari a euro 18.473 migliaia, riconducibile alla variazione delle curve dei tassi nell'area euro dei derivati di CFH su tasso di interesse;
- una variazione in aumento del *fair value* per un importo pari a euro 2.313 migliaia, conseguente alla valutazione dell'opzione su *equity* sopramenzionata.

La variazione in aumento del *fair value* delle passività non correnti dei derivati su tasso di interesse di CFH, pari a euro 22.508 migliaia, è imputabile pressoché integralmente alla negoziazione di nuovi contratti *Interest Rate Swap* nel corso dell'esercizio 2024. Tali contratti sono stati stipulati a copertura di finanziamenti a medio/lungo termine, con l'obiettivo di mitigare il rischio di tasso di interesse associato a tali finanziamenti.

La riduzione del *fair value* delle passività correnti (pari a euro 259 migliaia) è dovuta alla naturale scadenza di derivati su cambio a copertura degli acquisti in dollari statunitensi di contatori e concentratori 2G.

Per maggiori dettagli sulla natura dei derivati, che sono inclusi nelle attività e passività finanziarie, si rimanda alle Note Esplicative n. 43 "Strumenti finanziari per categoria" e n. 45 "Derivati e hedge accounting".

25. Altre attività finanziarie – Euro 72.731 migliaia - Euro 945.947 migliaia - Euro 4.045 migliaia

25.1 Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine – Euro 72.731 migliaia

La composizione della voce è la seguente:

| Migliaia di euro | Note | | | |
|--|--------|---------------|----------------|-----------------|
| | | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | 2024-2023 |
| Crediti rimborso oneri straordinari sostituzione misuratori elettromeccanici | 43.1.1 | 52.172 | 80.881 | (28.709) |
| Prestiti ai dipendenti | 43.1.1 | 18.956 | 20.957 | (2.001) |
| Crediti rimborso oneri colonne montanti vetuste | 43.1.1 | 1.668 | 708 | 960 |
| Fondo perdite attese - crediti finanziari m/l termine | 43.1.1 | (65) | (108) | 43 |
| Totale | | 72.731 | 102.438 | (29.707) |

I crediti finanziari e titoli a medio – lungo termine si riferiscono essenzialmente alla quota a medio/lungo termine derivante dall'iscrizione, in un'unica soluzione, del credito finanziario relativo al rimborso dei costi sostenuti dalle imprese distributrici a copertura delle dismissioni dei contatori elettromeccanici, sostituiti, ai sensi della delibera ARERA n 292/06, con i misuratori di prima generazione, pari al 31 dicembre 2024, a euro 52.172 migliaia.

La voce accoglie anche i prestiti ai dipendenti, remunerati ad un tasso di interesse a scalare annuo pari al Tasso Ufficiale di riferimento determinato dalla Banca Centrale Europea, erogati principalmente a fronte dell'acquisto della prima casa o per gravi necessità familiari e rimborsati dai dipendenti in base a prestabiliti piani di ammortamento.

Il decremento della voce, pari a complessivi euro 29.707 migliaia rispetto al 31 dicembre 2023, è la conseguenza della riclassifica, nei "Crediti finanziari e titoli a breve termine", della quota a breve termine del credito per il rimborso degli oneri straordinari connessi alla dismissione anticipata dei misuratori elettromeccanici, sostituiti con contatori elettronici (per euro 28.709 migliaia) e della riduzione dei Prestiti ai dipendenti (per euro 2.001 migliaia).

Tali effetti sono stati parzialmente mitigati dall'iscrizione di crediti per rimborso ai condomini degli oneri per il rifacimento delle colonne montanti vetuste (per euro 960 migliaia) e dalla riduzione del Fondo perdite attese sui crediti finanziari a m/l termine, pari a euro 43 migliaia.

Il Fondo perdite attese, pari al 31 dicembre 2024 a euro (65) migliaia, riflette l'impairment effettuato in base all'IFRS 9 sui crediti finanziari della Società, calcolato in base alle perdite attese previste per i successivi 12 mesi (ECL a 12 mesi) in considerazione del fatto che gli stessi non hanno subito un incremento significativo del rischio di credito rispetto alla rilevazione iniziale.

Per ulteriori informazioni si rimanda al paragrafo n. 43 "Strumenti Finanziari per categoria".

I crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine sono interamente inclusi nell'indebitamento finanziario.

25.2 Crediti finanziari e titoli a breve termine - Euro 945.947 migliaia

Il dettaglio dei crediti finanziari e titoli a breve termine è di seguito esposto:

| Migliaia di euro | Note | | | |
|--|--------|----------------|---------------|----------------|
| | | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | 2024-2023 |
| Conto corrente intersocietario | 43.1.1 | 904.131 | - | 904.131 |
| Depositi liquidità non disponibili - Terzi | 43.1.1 | 10.996 | 9.927 | 1.069 |
| Credito per accise e addizionali sul consumo di E.E. | 43.1.1 | 10.751 | 10.751 | - |
| Prestiti ai dipendenti | 43.1.1 | 1.802 | 1.854 | (52) |
| Crediti rimborso oneri straordinari sostituzione misuratori elettromeccanici | 43.1.1 | 28.709 | 30.625 | (1.916) |
| Fondo perdite attese - crediti finanziari a breve termine | 43.1.1 | (10.442) | (10.450) | 8 |
| Totale | | 945.947 | 42.707 | 903.240 |

I crediti finanziari e titoli a breve termine sono costituiti prevalentemente dal conto corrente intersocietario (pari a euro 904.131 migliaia), dai depositi di liquidità non disponibili (pari a euro 10.996 migliaia), dalla quota a breve del credito finanziario iscritto per il rimborso dei costi sostenuti dalle imprese distributrici a copertura delle dismissioni dei contatori elettromeccanici, sostituiti, ai sensi della delibera ARERA n 292/06, con contatori elettronici di prima generazione (pari a euro 28.709 migliaia) e dal credito per accise e addizionali sul consumo di energia elettrica (pari a euro 10.751 migliaia).

I depositi non disponibili verso terzi, pari al 31 dicembre 2024 a euro 10.996 migliaia, accolgono i crediti a breve termine derivanti da depositi di liquidità vincolati.

Il credito per accise e addizionali sul consumo di energia elettrica si riferisce alle posizioni di credito emergenti dalle dichiarazioni fiscali presentate per l'anno d'imposta 2007 in relazione alle quali e-distribuzione S.p.A., secondo la vigente normativa, ha presentato istanza di rimborso chiedendo, tra l'altro, di accreditare i relativi importi in favore di Servizio Elettrico Nazionale S.p.A. (ex art. 6, comma 5, D.M. 12/12/1996 n. 689) subentrata a e-

distribuzione S.p.A. nell'attività di vendita di elettricità cui è correlata la soggettività passiva tributaria ai fini delle accise sull'energia elettrica.

I prestiti ai dipendenti, si riferiscono alla quota dei prestiti erogati ai dipendenti a fronte dell'acquisto della prima casa, per gravi necessità familiari o per riscatto auto aziendale, esigibile entro i dodici mesi in base ai prestabiliti piani di ammortamento.

Il Fondo perdite attese, pari al 31 dicembre 2024 a euro (10.442) migliaia, riflette l'impairment effettuato in base all'IFRS 9 sui crediti finanziari a breve della Società, calcolato in base alle perdite attese previste per i successivi 12 mesi (ECL a 12 mesi) in considerazione del fatto che gli stessi non hanno subito un incremento significativo del rischio di credito rispetto alla rilevazione iniziale.

Per ulteriori informazioni si rimanda al paragrafo n. 43 "Strumenti Finanziari per categoria".

L'aumento della voce, pari complessivamente ad euro 903.240 migliaia, è quasi del tutto riconducibile:

- al saldo a credito del conto corrente intersocietario intrattenuto con la controllante (per euro 904.131 migliaia);
- all'incremento dei depositi di liquidità non disponibili (per euro 1.069 migliaia);
- alle minori svalutazioni dei crediti finanziari a breve termine effettuate nell'esercizio 2024, pari a euro 8 migliaia.

Tale effetto è compensato:

- dai minori prestiti al personale, pari a euro 52 migliaia;
- dalla riduzione dei crediti per rimborso oneri straordinari sostituzione misuratori elettromeccanici, pari a euro 1.916 migliaia, per il recupero dal fatturato del 2024 di euro 30.625 migliaia, in parte compensato dalla quota esigibile entro i dodici mesi successivi, riclassificata dai crediti a medio e lungo termine, pari a euro 28.709 migliaia.

I crediti finanziari e titoli a breve termine sono interamente inclusi nell'indebitamento finanziario.

25.3 Altre attività finanziarie correnti – Euro 4.045 migliaia

Al 31 dicembre 2024 la voce accoglie i ratei attivi dei derivati CFH su tassi.

Le altre attività finanziarie correnti non sono incluse nell'indebitamento finanziario.

26. Altre attività – Euro 20.737 migliaia - Euro 84.369 migliaia

26.1 Altre attività non correnti – Euro 20.737 migliaia

La composizione della voce al 31 dicembre 2024 e 2023 è la seguente:

| Migliaia di euro | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | 2024-2023 |
|---|---------------|---------------|-----------------|
| Crediti verso la CSEA | - | - | - |
| Crediti verso CSEA > 12 - impairment | - | - | - |
| Altri crediti a lungo termine: | 20.737 | 60.095 | (39.358) |
| <i>Depositi cauzionali presso terzi</i> | 3.443 | 3.180 | 263 |
| <i>Risconti attivi Titoli Efficienza Energetica</i> | - | - | - |
| <i>Altri crediti diversi</i> | 17.315 | 56.936 | (39.621) |
| <i>Fondo perdite attese - Altri crediti</i> | (21) | (21) | - |
| Totale | 20.737 | 60.095 | (39.358) |

Esse presentano complessivamente un decremento di euro 39.358 migliaia rispetto all'esercizio precedente, principalmente per effetto della riduzione degli Altri crediti diversi pari, al 31 dicembre 2024, a euro 17.315 migliaia (euro 56.936 migliaia al 31 dicembre 2023), che accolgono essenzialmente:

- per euro 8.028 migliaia, il credito per IRES (rispettivamente euro 4.740 migliaia verso la Capogruppo Enel S.p.A. per il periodo 2004 – 2011 in cui la società ha aderito al consolidato fiscale e euro 3.288 migliaia verso l'erario per il 2003, anno precedente all'adesione al consolidato fiscale) determinato, per le annualità pregresse, in applicazione del decreto legge n. 201 del 6 dicembre 2011 che ha previsto la deducibilità dall'IRES dell'IRAP relativa alla quota imponibile del costo del personale. La voce, rispetto al 31 dicembre 2023, presenta un decremento di euro 39.216 migliaia per effetto dell'incasso di pari importo pervenuto nell'esercizio 2024, riferito all'IRPEG dell'anno d'imposta 2003 e relativi interessi;
- per euro 1.698 migliaia, l'iscrizione nel 2009 del credito per IRES (rispettivamente euro 984 migliaia verso la Capogruppo Enel S.p.A. per il periodo 2004/2007 in cui la società ha aderito al consolidato fiscale e euro 714 migliaia verso l'Erario per il 2003, anno precedente all'adesione al consolidato fiscale) determinato per le annualità pregresse in applicazione del D.L. 29 novembre 2008 n. 185 (art. 6) che ha previsto la deducibilità dell'IRAP dall'IRES nella misura forfetaria massima del 10% dell'IRAP di competenza, relativa al costo del lavoro e agli interessi. La voce, rispetto al 31 dicembre 2023, presenta un incremento di euro 12 migliaia in seguito all'iscrizione degli interessi attivi maturati nell'esercizio;
- per euro 6.654 migliaia, il credito oltre i 12 mesi, maturato in seguito all'accesso ai finanziamenti agevolati "Sisma Emilia" (pari a euro 6.564 migliaia) e "Alluvione Livorno" (pari a euro 90 migliaia).

Il Fondo perdite attese, pari al 31 dicembre 2024 a euro (21) migliaia, riflette l'impairment effettuato in base all'IFRS9 sulle Altre Attività non correnti, calcolato in base alle perdite attese previste per i successivi 12 mesi (ECL a 12 mesi) in considerazione del fatto che gli stessi non hanno subito un incremento significativo del rischio di credito rispetto alla rilevazione iniziale.

Per ulteriori informazioni si rimanda al paragrafo n. 43 "Strumenti Finanziari per categoria".

26.2 Altre attività correnti - Euro 84.369 migliaia

Si riporta di seguito il dettaglio delle altre attività correnti al 31 dicembre 2024 confrontato con il 2023:

| Migliaia di euro | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | 2024-2023 |
|---|---------------|---------------|---------------|
| Crediti verso il personale | 697 | 798 | (101) |
| Depositi cauzionali presso terzi < 12 | 794 | 488 | 306 |
| Anticipi a fornitori e a terzi | 7.079 | 8.304 | (1.225) |
| Crediti verso istituti previdenziali e assicurativi | 1.779 | 1.603 | 176 |
| Noto credito da ricevere: | 7.789 | 8.202 | (413) |
| <i>Noto credito da ricevere (terzi)</i> | 7.612 | 8.025 | (413) |
| <i>Noto credito da ricevere (Controllante)</i> | 177 | 177 | - |
| Crediti diversi: | 63.953 | 24.345 | 39.608 |
| <i>Crediti diversi (terzi)</i> | 63.820 | 24.332 | 39.488 |
| <i>Crediti diversi (gruppo)</i> | 119 | - | 119 |
| <i>Crediti diversi (Controllante)</i> | 14 | 13 | 1 |
| Risconti attivi: | 2.278 | 2.373 | (95) |
| <i>Risconti attivi (terzi)</i> | 2.278 | 2.373 | (95) |
| Totale | 84.369 | 46.113 | 38.256 |

L'incremento delle Altre attività correnti, pari complessivamente ad euro 38.256 migliaia, è sostanzialmente la conseguenza dell'aumento dei crediti diversi sia verso terzi, pari ad euro 39.488 migliaia, che verso gruppo, pari a euro 119 migliaia, in parte compensati dalla riduzione degli anticipi a fornitori e a terzi, pari a euro 1.225 migliaia.

In particolare, l'incremento dei crediti diversi verso terzi, è stato sostanzialmente determinato da:

- l'iscrizione del credito verso Duereti S.r.l., pari a euro 24.409 migliaia, per il conguaglio di conferimento derivante dalla differenza tra il valore del Ramo d'Azienda alla data di efficacia del conferimento (31 dicembre 2024) e quello alla data di valutazione dello stesso (31 agosto 2024);
- la rilevazione di un credito verso le compagnie assicurative, pari a euro 7.441 migliaia, per rimborsi danni autorizzati a favore della Società;
- l'aumento dei crediti per partite diverse da regolare con i fornitori, pari a euro 5.306 migliaia.

Si evidenzia che le altre attività correnti sono esposte al netto delle svalutazioni operate sia ai fini IFRS9 che non, pari a complessivi euro 107.783 migliaia.

Per ulteriori informazioni si rimanda al paragrafo n. 43 "Strumenti finanziari per categoria".

27. Rimanenze – Euro 756.633 migliaia

Il dettaglio delle rimanenze è evidenziato nella tabella seguente:

| Migliaia di euro | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | 2024-2023 |
|---|----------------|----------------|-----------------|
| Materie prime, sussidiarie e di consumo: | | | |
| Acconti per magazzino | 24.231 | 30.000 | (5.769) |
| Materiali, apparecchi e altre giacenze | 734.930 | 748.352 | (13.422) |
| Fondo obsolescenza magazzino | (2.528) | (2.503) | (25) |
| Totale | 756.633 | 775.849 | (19.216) |

I materiali ed apparecchi esposti nelle attività correnti sono destinati alle attività di manutenzione e funzionamento.

La voce presenta una riduzione complessiva di euro 19.216 migliaia dovuta:

- per euro 7.077 migliaia, al decremento delle giacenze di magazzino del materiale destinato alla misura, in seguito alla conclusione della campagna di sostituzione massiva dei contatori, in parte compensato dalle maggiori giacenze del materiale destinato alla rete, anche in conseguenza dei forti investimenti futuri programmati;
- per euro 6.370 migliaia, alla riduzione determinata dal conferimento alla società Duereti, del valore delle giacenze afferenti al ramo di distribuzione energia elettrica di alcuni comuni della Lombardia;
- per euro 5.769 migliaia, al decremento degli anticipi a fornitori per acquisti a magazzino.

Il Fondo obsolescenza magazzino, pari a euro 2.528 migliaia, fronteggia il presumibile minor valore di realizzo di materiali ed apparecchiature divenute obsolete anche a seguito di evoluzioni tecnologiche e di scelte gestionali volte all'impiego di apparecchiature a più alta efficienza ed in linea con le più moderne opportunità offerte dall'industria elettromeccanica.

28. Crediti commerciali – Euro 4.317.158 migliaia

Si riferiscono essenzialmente ai crediti verso clienti per trasporto di energia elettrica, prestazioni di servizi e vendita di beni, sono comprensivi anche di quelli dell'energia distribuita e di prestazioni ancora da fatturare; sono esposti al netto di una svalutazione, pari a euro 1.092.820 migliaia.

| Migliaia di euro | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | 2024-2023 |
|---|--------------------|--------------------|----------------|
| Crediti commerciali verso Terzi | 4.547.879 | 4.053.972 | 493.907 |
| - Crediti commerciali derivanti da contratti con i clienti | 1.815.418 | 1.989.883 | (174.465) |
| - Altri crediti commerciali | 2.732.461 | 2.064.089 | 668.372 |
| Crediti commerciali verso società controllante | 1.194 | 146 | 1.048 |
| - Crediti commerciali derivanti da contratti con i clienti | 656 | (392) | 1.048 |
| - Altri crediti commerciali | 538 | 538 | - |
| Crediti commerciali verso altre società del gruppo | 860.905 | 768.092 | 92.813 |
| - Crediti commerciali derivanti da contratti con i clienti | 860.655 | 767.544 | 93.111 |
| - Altri crediti commerciali | 250 | 548 | (298) |
| Svalutazione Crediti: | (1.092.820) | (1.106.094) | 13.274 |
| - Svalutazione crediti commerciali derivanti da contratti con i clienti | (1.058.338) | (1.073.163) | 14.825 |
| - Svalutazione crediti per interessi di mora | (18.061) | (19.328) | 1.267 |
| - Svalutazione altri crediti commerciali | (16.421) | (13.603) | (2.818) |
| - Svalutazione crediti gruppo | - | - | - |
| Totale | 4.317.158 | 3.716.116 | 601.042 |

In particolare, i crediti commerciali derivanti da contratti con clienti accolgono prevalentemente crediti per trasporto energia, per servizi di misura e connessioni, per vendita di beni e prestazioni di servizi connessi con il business elettrico nonché per locazioni di beni strumentali.

Gli altri crediti commerciali accolgono essenzialmente crediti da abolizione lag regolatorio, crediti per personale distaccato, per vendite occasionali di beni e per locazioni di beni non strumentali.

L'incremento dei crediti commerciali, pari complessivamente ad euro 601.042 migliaia, è sostanzialmente riconducibile:

- per euro 93.861 migliaia all'aumento dei crediti verso società del gruppo;
- per euro 673.752 migliaia all'incremento dei crediti per ricavi da abolizione *regulatory lag*.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati dal decremento per euro 126.348 migliaia dei crediti verso terzi, in parte mitigato dall'incremento delle tariffe obbligatorie fissate per l'anno 2024, previsto dalle deliberazioni n. 630/23 e 632/23 ARERA, della componente Arim a partire dal primo trimestre 2024 e della componente Asos a partire dal secondo trimestre del 2024, determinate con le delibere trimestrali ARERA n. 633/23, 113/24, 263/24 e 384/24.

Il decremento dei crediti commerciali verso terzi è principalmente riconducibile:

- al maggior volume delle operazioni di cessione pro-soluto dei crediti commerciali, pari a euro 761.278 migliaia;
- al minor impatto delle svalutazioni operate sui crediti commerciali al 31 dicembre 2024, pari complessivamente a euro 13.274 migliaia.

Infine, l'incremento dei crediti per ricavi da abolizione *regulatory lag* pari a euro 673.752 migliaia, è sostanzialmente riconducibile all'aumento del credito riferito alla remunerazione degli investimenti in conseguenza degli investimenti effettuati dalla Società nell'esercizio 2024.

La svalutazione dei crediti ha avuto la seguente movimentazione:

Migliaia di euro

| | Svalutazione crediti commerciali | Svalutazione per interessi di mora | Totale |
|----------------------------------|----------------------------------|------------------------------------|------------------|
| Totale al 01.01.2023 | 1.178.681 | 20.819 | 1.199.500 |
| Accantonamenti | 34.744 | 9.826 | 44.570 |
| Utilizzi | (114.684) | (11.317) | (126.001) |
| Ammontare inutilizzato riversato | (11.975) | - | (11.975) |
| Altre variazioni | - | - | - |
| Totale al 31.12.2023 | 1.086.766 | 19.328 | 1.106.094 |
| Accantonamenti | 24.512 | - | 24.512 |
| Utilizzi | (34) | - | (34) |
| Ammontare inutilizzato riversato | (36.485) | (1.267) | (37.752) |
| Altre variazioni | - | - | - |
| Totale al 31.12.2024 | 1.074.759 | 18.061 | 1.092.820 |

Per ulteriori dettagli sulla rilevazione, classificazione, svalutazione e *derecognition* dei crediti commerciali si rinvia alla Nota di Commento n. 43 relativa agli "Strumenti Finanziari per categoria".

I crediti commerciali per area geografica sono di seguito esposti:

Migliaia di euro

| | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | 2024-2023 |
|---------------|------------------|------------------|----------------|
| Italia | 4.303.825 | 3.710.005 | 593.820 |
| Spagna | 550 | 531 | 19 |
| Romania | 154 | 237 | (83) |
| Svizzera | (3) | - | (3) |
| Gran Bretagna | 9.763 | 4.145 | 5.618 |
| Slovacchia | 153 | 153 | - |
| Germania | 94 | 94 | - |
| USA | 80 | 80 | - |
| Altri | 2.542 | 871 | 1.671 |
| Totale | 4.317.158 | 3.716.116 | 601.042 |

Di seguito sono riportati i crediti commerciali per grado temporale di esigibilità al 31 dicembre 2024 e al 31 dicembre 2023:

Migliaia di euro

| | al 31.12.2024 | Entro l'anno successivo | Dal 2° al 5° anno | Oltre il 5° anno |
|---------------------|---------------|-------------------------|-------------------|------------------|
| Crediti commerciali | 4.317.158 | 3.104.534 | 1.209.183 | 3.441 |

Migliaia di euro

| | al 31.12.2023 | Entro l'anno successivo | Dal 2° al 5° anno | Oltre il 5° anno |
|---------------------|---------------|-------------------------|-------------------|------------------|
| Crediti commerciali | 3.716.116 | 2.893.164 | 820.226 | 2.726 |

I crediti commerciali verso la capogruppo, la società controllante e le altre società del gruppo (al lordo del fondo svalutazione) sono così dettagliati.

Migliaia di euro

| | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | 2024-2023 |
|---|----------------|----------------|---------------|
| Crediti verso società controllante | 1.194 | 146 | 1.048 |
| Crediti verso altre società del gruppo | 860.905 | 768.092 | 92.813 |
| Servizio Elettrico Nazionale SpA | 79.911 | 141.060 | (61.149) |
| Enel Energia Spa | 775.542 | 622.401 | 153.141 |
| Enel Grids Srl | 29 | 287 | (258) |
| Enel Produzione Spa | 611 | 644 | (33) |
| Enel X Way Italia | 3.871 | - | 3.871 |
| Enel Sole Srl | 687 | 1.512 | (825) |
| Enel Green Power Italia | (309) | 1.245 | (1.554) |
| Enel Global Services Srl | 217 | 217 | - |
| Enel Green Power Spa | 240 | 130 | 110 |
| Altre società del gruppo | 106 | 596 | (490) |
| Totale | 862.099 | 768.238 | 93.861 |

I crediti verso Enel Energia S.p.A. e verso Servizio Elettrico Nazionale S.p.A. si riferiscono rispettivamente al credito relativo al servizio di trasporto e connessione dei clienti della Salvaguardia e del Mercato Libero e al servizio di trasporto e connessione dei clienti della Maggior Tutela.

Per ulteriori informazioni in merito alla natura dei rapporti con le società del gruppo si rinvia alla Nota di commento n. 47 relativa alle “Operazioni con le parti correlate”.

29. Crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali – Euro 212.201 migliaia

Il dettaglio dei crediti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali è di seguito esposto:

Migliaia di euro

| | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | 2023-2022 |
|--|----------------|----------------|------------------|
| Perequazioni | 72.027 | 71.218 | 809 |
| Premi e altre partite recupero continuità del servizio | 61.070 | 79.802 | (18.732) |
| Titoli efficienza energetica | 12.956 | 23.230 | (10.274) |
| Premi resilienza | 7.014 | 7.099 | (85) |
| Reintegro OdS versati e non riscossi | - | 8.405 | (8.405) |
| Reintegro OdR non riscossi | - | - | - |
| Altri crediti verso CSEA | 78.956 | 200.813 | (121.857) |
| Impariment crediti verso CSEA | (19.822) | (515) | (19.307) |
| Totale | 212.201 | 390.052 | (177.851) |

L'incremento dei crediti per perequazioni al 31 dicembre 2024, pari a euro 809 migliaia, deriva:

- dalla definizione dei saldi a credito determinati dalla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per i meccanismi di perequazione in essere al 31 dicembre 2023, che ha comportato incassi complessivi pari a euro 71.650 migliaia e la registrazione di un impatto complessivo positivo a Conto Economico pari a euro 676 migliaia;

- dall'iscrizione della stima dei meccanismi di perequazione del 2024 relativi agli usi propri di distribuzione (per euro 36.232 migliaia), alla perequazione riferita al sisma centro Italia (euro 1.163 migliaia) e ai costi di trasmissione (per euro 243 migliaia).

Il credito relativo ai premi e alle altre partite sulla continuità del servizio (così come regolati dal TIQD), pari a euro 61.070 migliaia, si riferisce:

- per euro 44.110 migliaia, all'iscrizione della stima del premio per l'anno 2024 ai sensi del Titolo III della deliberazione n. 617/2023 ARERA (ex Titolo IV deliberazione n. 566/19 ARERA), (euro 32.600 migliaia al 31 dicembre 2023);
- per euro 16.960 migliaia il credito accoglie la stima della rivalsa nei confronti della Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per gli indennizzi erogati ai clienti per interruzioni di responsabilità non di e-distribuzione S.p.A. (euro 47.200 migliaia al 31 dicembre 2023).

Il credito relativo ai Titoli di Efficienza Energetica, pari a euro 12.956 migliaia (euro 23.230 migliaia al 31 dicembre 2023), si riferisce al contributo tariffario relativo ai titoli e ai progetti acquistati dalla società, incassabile entro l'anno successivo. La sua riduzione, pari a euro 10.274 migliaia, deriva dall'incasso del credito per l'anno d'obbligo 2023 e dall'iscrizione del credito per i titoli acquistati per l'anno 2024, pari a euro 107.572 migliaia, parzialmente mitigato dall'anticipo, pari euro 94.616 migliaia, ottenuto da CSEA ai sensi della delibera n. 270/2020, Allegato A, art. 5.

I crediti per Premi Resilienza, pari ad euro 7.014 migliaia, si riferiscono alla stima dei premi relativi agli interventi di incremento della resilienza del servizio di distribuzione dell'energia elettrica completati nel 2024.

Il credito per Reintegro OdS versati e non riscossi presenta un decremento di euro 8.405 migliaia derivante dalla definizione dei risultati dell'esercizio 2023 che, a valle della presentazione dell'istanza ha comportato nell'esercizio 2024 un incasso di euro 9.265 migliaia e la rilevazione di una sopravvenienza attiva di euro 860 migliaia. Si segnala che, al 31 dicembre 2024, non sono maturati proventi per reintegro OdS e OdR ai sensi della deliberazione n. 119/22 ARERA.

Il decremento degli Altri crediti verso CSEA, pari a complessivi euro 121.857 migliaia, è sostanzialmente riconducibile:

- al minor credito per bonus sociale in essere al 31 dicembre 2024, rispetto al 31 dicembre 2023, per circa euro 120.735 migliaia in seguito alla cessione pro-soluto del credito per bonus sociale dei mesi di novembre e dicembre 2024;
- al minor credito verso CSEA per i contributi erogati ai produttori ai sensi della delibera ARERA n. 540/2021, per euro 1.838 migliaia per effetto degli incassi ricevuti nell'esercizio 2024;
- al minor credito verso CSEA connessioni attive, per circa euro 682 migliaia, a causa degli incassi ricevuti nel corso dell'esercizio.

Tali effetti sono stati in parte compensati dall'aumento del credito verso CSEA per il fatturato CMOR contabilizzato nel 2024 (pari a euro 2.677 migliaia).

Il Fondo perdite attese, pari al 31 dicembre 2024 a euro (19.822) migliaia, riflette l'impairment effettuato in base all'IFRS9 sulla voce in oggetto, calcolato in base alle perdite attese previste per i successivi 12 mesi (ECL a 12

mesi) in seguito alla svalutazione di alcune partite riferite a crediti per connessioni a produttori effettuate in esercizi precedenti.

Per ulteriori informazioni si rimanda al paragrafo n. 43 “Strumenti Finanziari per categoria”.

30. Crediti e debiti per imposte sul reddito – Euro 4.190 migliaia, Euro (173.749) migliaia

I Crediti per imposte sul reddito sono così composti:

| Migliaia di euro | | | |
|--------------------------|---------------|----------------|------------------|
| | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | 2024-2023 |
| Crediti IRAP | 668 | 667 | 1 |
| Crediti IRES | 3.248 | 112.556 | (109.308) |
| Crediti addizionale IRES | 94 | 94 | - |
| Altri crediti tributari | 180 | 93 | 87 |
| Totale | 4.190 | 113.410 | (109.220) |

Il decremento complessivo della voce, pari a euro 109.220 migliaia, è essenzialmente determinato dal fatto che, nell'esercizio 2023, la Società presentava un credito IRES di euro 112.556 migliaia mentre nell'esercizio 2024 risulta a debito sia per IRAP che per IRES.

Tali impatti sono stati in parte compensati:

- dall'incremento del credito IRAP relativo all'esercizio precedente, pari a euro 1 migliaia;
- dall'aumento di euro 87 migliaia degli altri crediti tributari.

I Debiti per imposte sul reddito sono così composti:

| Migliaia di euro | | | |
|------------------|----------------|---------------|----------------|
| | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | 2024-2023 |
| Debiti IRAP | 17.875 | 620 | 17.255 |
| Debiti IRES | 150.218 | - | 150.218 |
| Totale | 168.093 | 620 | 167.473 |

Al 31 dicembre 2024 la voce accoglie il saldo, a debito, della stima dell'IRES e dell'IRAP per l'esercizio in chiusura al netto degli acconti versati nell'anno, pari complessivamente a euro 168.093 migliaia.

Al 31 dicembre 2023 la Società non presentava debiti per imposte sul reddito.

31. Altri crediti e debiti tributari – Euro 18.546 migliaia – Euro (37.287) migliaia

31.1 Altri crediti tributari

Gli altri crediti tributari, pari a euro 18.546 migliaia, si riferiscono ad imposte e tasse da recuperare dall'Amministrazione Finanziaria.

Di seguito si riporta il relativo dettaglio con i saldi al 31 dicembre 2024 e 2023:

| Migliaia di euro | | | |
|----------------------------------|---------------|---------------|--------------|
| | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | 2024-2023 |
| Crediti verso l'Erario per Iva | 17.554 | 7.630 | 9.924 |
| Crediti verso Capogruppo per IVA | - | - | - |
| Crediti tributari diversi | 992 | 1.975 | (983) |
| Totale | 18.546 | 9.605 | 8.941 |

La voce presenta un incremento complessivo di euro 8.941 migliaia, quasi del tutto riconducibile a fatture ricevute in anni precedenti.

31.2 Altri debiti tributari

Il dettaglio degli altri debiti tributari è di seguito esposto:

| Migliaia di euro | | | |
|---------------------------------|---------------|---------------|------------|
| | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | 2024-2023 |
| Debiti verso l'Erario per IVA | 226 | 269 | (43) |
| Debiti verso Capogruppo per IVA | 5.119 | 6.078 | (959) |
| Debiti per ritenuta di imposta | 31.715 | 29.633 | 2.082 |
| Debiti tributari diversi | 226 | 591 | (365) |
| Totale | 37.286 | 36.571 | 715 |

I debiti verso l'Erario per IVA si riferiscono all'IVA in sospensione d'imposta.

Al 31 dicembre 2024 la Società risulta a debito verso la Capogruppo Enel S.p.A. per l'IVA di Gruppo, per euro 5.119 migliaia; al 31 dicembre 2023 la Società risultava invece a debito per IVA per euro 6.078 migliaia.

I debiti per ritenuta d'imposta, pari a euro 31.715 migliaia, al 31 dicembre 2024, si riferiscono all'IRPEF da versare da parte di e-distribuzione S.p.A. in qualità di sostituto d'imposta.

32. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti - Euro 113.104 migliaia

Il dettaglio della voce è di seguito esposto:

| Migliaia di euro | | | |
|--|----------------|----------------|-----------------|
| | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | 2024-2023 |
| Depositi bancari | 105.756 | 134.458 | (28.702) |
| Depositi postali | 7.275 | 3.048 | 4.227 |
| Cassa | 210 | 228 | (18) |
| Fondo perdite attese - disponibilità liquide e mezzi equivalenti | (137) | (187) | 50 |
| Totale | 113.104 | 137.547 | (24.443) |

I depositi bancari si riferiscono per euro 77.835 migliaia ad importi ricevuti da organismi comunitari ed enti pubblici, destinati a specifici progetti di investimento (euro 78.174 migliaia al 31 dicembre 2023) e per euro 27.921 migliaia a giacenze liquide, in attesa di trasferimento sul conto corrente intersocietario (euro 56.284 migliaia al 31 dicembre 2023).

Il decremento della voce è sostanzialmente riconducibile alla presenza, al 31 dicembre 2023, di disponibilità liquide per euro 55.476 migliaia, tenute a disposizione per l'acquisto di crediti fiscali perfezionato i primi di gennaio 2024.

Il Fondo perdite attese, pari al 31 dicembre 2024 a euro (137) migliaia, riflette l'impairment effettuato in base all'IFRS 9 sulle disponibilità liquide e mezzi equivalenti della Società, calcolato in base alle perdite attese previste per i successivi 12 mesi (ECL a 12 mesi) in considerazione del fatto che non hanno subito un incremento significativo del rischio di credito rispetto alla rilevazione iniziale.

Per ulteriori informazioni si rimanda al paragrafo n. 43 "Strumenti finanziari per categoria".

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti sono interamente inclusi nell'indebitamento finanziario.

Passivo

Patrimonio netto

33. Patrimonio netto – Euro 6.889.070 migliaia

Capitale sociale - Euro 2.600.000 migliaia

Il capitale sociale è rappresentato da 2.600.000.000 azioni autorizzate, emesse e interamente versate, e possedute dalla controllante Enel Italia S.p.A.

Altre riserve – Euro 1.087.490 migliaia

Riserva legale – Euro 520.000 migliaia

La Riserva legale accoglie euro 318.595 migliaia ad essa assegnati in sede di destinazione dell'utile degli esercizi precedenti come previsto dall'art. 2430 del cod. civ., nonché euro 201.405 migliaia a seguito della conversione e ridenominazione in euro del capitale sociale operata nel 2001.

Al 31 dicembre 2024 la Riserva legale risulta pari al 20% del capitale sociale.

Riserva di rivalutazione - Euro 599.097 migliaia

La riserva di rivalutazione rappresenta l'ammontare, al netto dell'imposta sostitutiva del 19%, della rivalutazione eseguita nell'esercizio 2003 in conformità alla Legge n.350/2003. Tale riserva è in sospensione d'imposta (in caso di distribuzione l'ammontare lordo della riserva è assoggettata all'imposta ordinaria con riconoscimento di un credito d'imposta del 19%). Non prevedendo nel breve periodo la distribuzione di tale riserva, non è stato rilevato il relativo effetto di fiscalità differita.

Riserva disponibile – Euro 150.383 migliaia

La riserva è stata costituita per ripristinare ad un valore adeguato il patrimonio di e-distribuzione S.p.A. drasticamente ridotto dagli impatti contabili conseguenti l'applicazione retrospettica di due nuovi principi contabili internazionali (IFRS 15 – IFRS 9), entrati in vigore dal 1° gennaio 2018. L'integrazione è avvenuta mediante determina dell'Amministratore delegato, datata al 8 marzo 2018, con la quale il socio unico Enel S.p.A. ha rinunciato a Euro 2.275.000.000,00 del credito finanziario vantato sul c/c intercompany intrattenuto con la stessa e-distribuzione S.p.A. Nel corso del 2020, quota parte di tale riserva (pari a euro 2.124.617 migliaia) unitamente all'intera "Riserva da riduzione di capitale sociale" (pari a euro 648.193 migliaia) è stata destinata a copertura delle

Perdite accumulate Nette (pari a complessivi euro -2.772.810 migliaia) relative rispettivamente al cambiamento del trattamento contabile dei certificati bianchi, all'introduzione dei principi contabili IFRS 15 e 9 e alle correzioni errori pregressi.

Riserva da riduzione del capitale sociale – Euro 0 migliaia

Nel corso del 2020, l'intera "Riserva da riduzione di capitale sociale" (pari a euro 648.193 migliaia) unitamente a parte della "Riserva disponibile" (pari a euro 2.124.617 migliaia) è stata destinata a copertura delle Perdite accumulate Nette (pari a complessivi euro -2.772.810 migliaia) relative rispettivamente al cambiamento del trattamento contabile dei certificati bianchi, all'introduzione dei principi contabili IFRS 15 e 9 e all'iscrizione degli effetti derivanti dal riallineamento della fiscalità differita sullo Sconto Energia.

Altre riserve – Euro 483 migliaia

Le Altre riserve, pari a euro 483 migliaia, si riferiscono all'iscrizione del costo di competenza di e-distribuzione S.p.A. derivante dalla partecipazione dei propri dipendenti ai piani di incentivazione e di *stock option* emessi dalla Capogruppo.

Riserva da valutazione di strumenti finanziari di *cash flow hedge* – Euro 3.525 migliaia

La riserva da valutazione di strumenti finanziari di *cash flow hedge* (CFH), pari a euro 3.525 migliaia (euro 34.555 migliaia al 31 dicembre 2023) comprende utili e perdite rilevate direttamente a patrimonio netto derivanti dalla valutazione (quota efficace) dei derivati di *cash flow hedge*.

I rilasci a Conto economico di utili (perdite) relativi a derivati di CFH su tasso di interesse sono rilevati nella voce dei "Proventi finanziari da contratti derivati" o degli "Oneri finanziari da contratti derivati".

I rilasci di utili (perdite) relativi a derivati di CFH su tasso di cambio sono rilevati a rettifica del costo iniziale dei contatori e concentratori 2G oggetto di copertura nella voce "Immobili, impianti e macchinari".

Riserva di rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti – Euro (185.998) migliaia

La Riserva di rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti, pari a euro (185.998) migliaia (euro (189.694) migliaia al 31 dicembre 2023) accoglie tutti gli utili e le perdite attuariali delle passività per benefici definiti.

Di seguito è evidenziata la movimentazione della Riserva da valutazione di strumenti finanziari di *cash flow hedge* e della Riserva di rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti.

| Migliaia di euro | | | | | | |
|---|--|----------------|--------------|---------------------------------|--------------|------------------|
| | Utili (perdite) rilevate a patrimonio netto nell'esercizio | | Imposte | Rilasci a conto economico lordi | Imposte | |
| | al 31.12.2023 | | | | | al 31.12.2024 |
| Riserva da valutazione strumenti finanziari di CFH | 34.555 | (10.060) | 2.402 | (30.756) | 7.384 | 3.525 |
| Rimisurazioni delle passività nette per benefici definiti | (189.694) | 4.163 | (467) | - | - | (185.998) |
| Totale | (155.139) | (5.897) | 1.935 | (30.756) | 7.384 | (182.473) |

Migliaia di euro

| | Utili (perdite) rilevate a patrimonio netto nell'esercizio | | Imposte | Rilasci a conto economico lordi | Imposte | |
|---|--|-----------------|--------------|---------------------------------|--------------|------------------|
| | al 31.12.2022 | | | | | al 31.12.2023 |
| Riserva da valutazione strumenti finanziari di CFH | 78.297 | (37.169) | 8.919 | (20.381) | 4.889 | 34.555 |
| Rimisurazioni delle passività nette per benefici definiti | (183.489) | (6.432) | 227 | - | - | (189.694) |
| Totale | (105.192) | (43.601) | 9.146 | (20.381) | 4.889 | (155.139) |

Utili/(perdite) accumulate – Euro 819.606 migliaia

Gli utili e perdite accumulate (euro (231.256) migliaia al 31 dicembre 2023) si riferiscono:

- per euro (342.615) migliaia, in applicazione della nuova versione del principio contabile IAS 19 – Benefici per i dipendenti, alla quota del past service cost non rilevata nei periodi precedenti, al netto dell'effetto fiscale;
- per euro (584.240) migliaia, all'iscrizione degli effetti dell'FTA, a seguito del passaggio della società nel 2006 ai principi contabili internazionali;
- per euro 1.746.162 migliaia agli utili portati a nuovo derivante dalla destinazione degli utili 2023 ed esercizi precedenti;
- per euro 299 migliaia a utili accumulati riferiti a riserve diverse.

Nel corso del 2020, le perdite accumulate nette di seguito riportate, sono state compensate con una quota parte della "Riserva disponibile" (pari a euro 2.124.617 migliaia) e con l'intera "Riserva da riduzione di capitale sociale" (pari a euro 648.193 migliaia):

- della riserva stanziata al 1° gennaio 2018, in sede di prima applicazione del principio contabile IFRS 15 ai "Contributi di Connessione alla rete e altri diritti accessori". In tale occasione, la Società ha optato per l'adozione dell'IFRS 15 con l'utilizzo del metodo retrospettico modificato a tutti i contratti in essere alla data di prima applicazione, rilevando l'effetto cumulato dell'applicazione iniziale del nuovo principio, al netto dell'effetto fiscale, come adeguamento del saldo di apertura delle riserve di patrimonio netto (pari a euro (2.628.656) migliaia);
- della riserva stanziata al 1° gennaio 2018 per accogliere gli effetti cumulativi dell'applicazione iniziale del principio contabile IFRS 9 "Strumenti finanziari", determinata con metodo retrospettivo, rilevando l'effetto cumulato, al netto dell'effetto fiscale, associato all' "impairment" basato sulle "Expected Credit Loss" (ECL) sugli strumenti finanziari in essere alla data di prima applicazione, come adeguamento del saldo di apertura delle riserve di patrimonio netto (pari a euro (16.867) migliaia);
- della riserva rilevata in seguito all'iscrizione degli effetti del cambiamento nel 2012 del trattamento contabile dei Titoli di Efficienza Energetica (pari a euro (140.320) migliaia);
- della riserva stanziata in seguito all'iscrizione degli effetti derivanti dal riallineamento della fiscalità differita sullo Sconto Energia (per euro 13.033 migliaia).

Utile/(perdita) dell'esercizio – Euro 2.381.974 migliaia

La Società al 31 dicembre 2024 presenta un utile dell'esercizio pari a euro 2.381.974 migliaia (euro 1.050.862 migliaia nell'esercizio 2023).

Di seguito viene riportata l'analisi della disponibilità e distribuibilità delle riserve del Patrimonio Netto:

| Migliaia di euro | Importo | Possibilità di utilizzare | Quota disponibile | Quote indisponibili |
|--|------------------|---------------------------|-------------------|---------------------|
| Riserve di capitale | 749.480 | | 749.480 | - |
| Riserva disponibile | 150.383 | B | 150.383 | - |
| Riserve di capitale | 599.097 | A,B,C | 599.097 | - |
| Riserve di utili | 338.010 | | 520.483 | (182.473) |
| <i>Riserva legale</i> | 520.000 | B | 520.000 | - |
| <i>Riserva da valutazione di strumenti finanziari</i> | 3.525 | | - | 3.525 |
| <i>Riserva rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti</i> | (185.998) | | - | (185.998) |
| <i>Riserva Stock option RSU</i> | 483 | | 483 | - |
| | | | | - |
| Utili/(perdite) accumulate | 819.606 | | - | 819.606 |
| Totale | 1.907.096 | | 1.269.963 | 637.133 |

A: aumenti di capitale
 B: per copertura di perdite
 C: per distribuzione ai soci

33.1 Gestione del capitale

Gli obiettivi identificati dalla Società nella gestione del capitale sono la salvaguardia della continuità aziendale, la creazione di valore per gli *stakeholders* ed il supporto allo sviluppo del Gruppo. In particolare, la Società 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 tal contesto, la Società gestisce la propria struttura di capitale ed effettua degli aggiustamenti alla stessa, qualora i cambiamenti delle condizioni economiche lo richiedano.

A tal fine, la Società monitora costantemente l'evoluzione del livello di indebitamento in rapporto al Patrimonio Netto, la cui situazione al 31 dicembre 2024 e 2023 è sintetizzata nella seguente tabella.

| Migliaia di euro | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | 2023-2022 |
|--|-------------------|-------------------|--------------------|
| Posizione finanziaria non corrente | 10.318.187 | 10.147.526 | 170.661 |
| Posizione finanziaria corrente netta | 1.388.083 | 2.849.517 | (1.461.434) |
| Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine | (72.731) | (134.017) | 61.286 |
| Indebitamento finanziario netto | 11.633.539 | 12.863.026 | (1.229.487) |
| Patrimonio netto | 6.889.070 | 4.934.029 | 1.955.041 |
| Indice debt/equity | 1,69 | 2,61 | (1) |

34. Finanziamenti – Euro 10.318.187 migliaia, euro 447.010 migliaia, 0 migliaia, 2.000.124 migliaia

Di seguito si riporta il dettaglio dei finanziamenti a medio lungo termine e a breve, distinto tra la quota corrente e non corrente:

| Migliaia di euro | Non corrente | | Corrente | |
|-------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 |
| Finanziamenti a lungo termine | 10.318.187 | 10.412.080 | 447.010 | 325.395 |
| Finanziamenti a breve termine | - | - | 2.000.124 | 2.886.666 |

Per maggiori dettagli sulla natura dei finanziamenti si rimanda alla Nota di commento n. 43 “Strumenti finanziari per categoria”.

35. Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine

La tabella seguente mostra l'indebitamento finanziario netto e i crediti finanziari e titoli a breve e a lungo termine sulla base delle voci dello Stato Patrimoniale:

| Migliaia di euro | Note | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | Variazione |
|--|------|---------------------|---------------------|------------------|
| | | | | |
| Finanziamenti a medio/lungo termine | 43 | (10.318.187) | (10.412.080) | 93.893 |
| Finanziamenti a breve termine | 43 | (2.000.124) | (2.886.666) | 886.542 |
| Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine | 43 | (447.010) | (325.395) | (121.615) |
| Attività finanziarie nette non correnti | 25 | 72.731 | 102.438 | (29.707) |
| Attività finanziarie nette correnti | 25 | 949.992 | 46.037 | 903.955 |
| Disponibilità liquide e mezzi equivalenti | 32 | 113.104 | 137.547 | (24.443) |
| Indebitamento finanziario netto | | (11.629.494) | (13.338.119) | 1.708.625 |

36. Benefici ai dipendenti – Euro 213.797 migliaia

La Società riconosce ai dipendenti (inclusi i pensionati) sia benefici dovuti dopo la cessazione del rapporto di lavoro che altri benefici.

Questi benefici includono le prestazioni connesse a “trattamento di fine rapporto”, mensilità aggiuntive per raggiunti limiti di età o per maturazione del diritto alla pensione di anzianità, premi di fedeltà per il raggiungimento di determinati requisiti di anzianità in azienda, previdenza e assistenza sanitaria integrativa e altre prestazioni simili.

In maggior dettaglio, i principali piani a benefici definiti dovuti dopo la cessazione del rapporto di lavoro sono:

- il TFR: a seguito dell'approvazione della legge 27 dicembre 2006 n. 296 (legge finanziaria 2007) e dei successivi decreti e regolamenti attuativi, solo le quote di TFR che rimangono nella disponibilità dell'azienda si configurano come un piano a benefici definiti, mentre le quote maturate destinate alla previdenza complementare e al Fondo di Tesoreria presso l'INPS si configurano come un piano a contribuzione definita;
- le Indennità per mensilità aggiuntive (IMA) e altre simili: in base al CCNL elettrici, i dipendenti assunti fino a luglio 2001 e i dirigenti assunti o nominati fino al 1999, in caso di cessazione del rapporto di lavoro per aver raggiunto i limiti di età o per aver maturato il diritto alla pensione di anzianità, hanno diritto a ricevere alcune mensilità aggiuntive da erogare cumulativamente al trattamento di fine rapporto. Tale beneficio è determinato in misura fissa e non rivalutabile;
- l'Indennità aggiuntiva contributi Fopen (detta anche Accordo sconti attivi): sulla base dei verbali di accordo con le organizzazioni sindacali del 17 maggio 2011 e del 1° dicembre 2011, il personale assunto prima del 1° luglio 1996, in caso di risoluzione consensuale del rapporto di lavoro, nella determinazione delle competenze di fine rapporto ha diritto a ricevere i contributi al Fopen che gli sarebbero stati riconosciuti negli anni residui fino al compimento del 65° anno di età;
- l'“Assistenza sanitaria ASEM”, che accoglie le prestazioni garantite ai dirigenti, in base al CCNL dei dirigenti industriali, sia in costanza di rapporto di lavoro che nel periodo di pensione. Il rimborso delle prestazioni sanitarie, per i dirigenti del Gruppo Enel, è erogato dall'ASEM, apposito fondo di assistenza sanitaria, costituito tra i dipendenti delle aziende del settore elettrico in Italia;
- la “Previdenza Integrativa Aziendale” (PIA), che accoglie un beneficio spettante in base a contratto ad alcuni dirigenti andati in quiescenza prima del 31 marzo 1998 e consiste nel diritto a ricevere una pensione integrativa rispetto a quella di legge. La passività si movimentata esclusivamente per l'erogazione della prestazione e per effetto dell'aggiornamento dei parametri attuariali di riferimento. Tale voce rappresenta un debito verso la società controllante;
- le Indennità Sostitutive del Preavviso (ISP): si tratta di indennità sostitutive del preavviso che spettano ai dirigenti - assunti o nominati fino alla data del 28 febbraio 1999 - al momento di cessazione del rapporto di lavoro, cumulativamente al trattamento di fine rapporto, in costanza di determinati requisiti (raggiungimento di requisiti minimi in termini di età e/o di anzianità contributiva), in applicazione dell'accordo ENEL/Fndai-Cordenel dell'8 marzo 1999.

I principali altri benefici a lungo termine sono:

- il “Premio di fedeltà”: è un beneficio che spetta ai dipendenti, cui viene applicato il CCNL elettrici, al raggiungimento di determinati requisiti di anzianità in azienda (25° e 35° anno di servizio). L'ammontare del premio è commisurato alla retribuzione lorda mensile percepita al momento della maturazione ed è pari a 1/3 della mensilità al raggiungimento del 25° anno e ad una mensilità intera al raggiungimento del 35° anno;
- i “Piani di incentivazione al personale”, che prevedono l'assegnazione, in favore di alcuni dirigenti della società, del diritto ad un controvalore monetario a titolo di premio, previa verifica di determinate condizioni.

Il saldo dei benefici in esame al 31 dicembre 2024 è riportato nella seguente tabella:

| Migliaia di euro | | | |
|---|----------------|----------------|-----------------|
| | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | 2024-2023 |
| Trattamento di fine rapporto | 104.466 | 118.532 | (14.066) |
| Indennità mensilità aggiuntive (IMA) | 21.307 | 20.442 | 865 |
| Indennità sostitutive del preavviso (ISP) | 1.139 | 969 | 170 |
| Premio fedeltà | 20.286 | 20.758 | (472) |
| Indennità sostitutive sconto energia | 4 | 3 | 1 |
| Assistenza sanitaria ASEM | 30.305 | 28.751 | 1.554 |
| Previdenza Integrativa Aziendale (PIA) | 34.902 | 40.149 | (5.247) |
| Piano accompagnamento graduale alla pensione | - | - | - |
| Accordo sconto attivi | 447 | 329 | 118 |
| Contributi Fopen superiori al limite fiscalmente deducibile | 1 | - | 1 |
| Piani di incentivazione al personale | 940 | 1.610 | (670) |
| Totale | 213.797 | 231.543 | (17.746) |

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 al 31 dicembre 2024 e 2023 nonché la riconciliazione tra il saldo di apertura e quello di chiusura:

Migliaia di euro

2024

| | Trattamento di fine rapporto | ISEE | Indennità mensilità aggiuntive (IMA) | Indennità sostitutive del preavviso (ISP) | Premio di fedeltà | Indennità sostitutive sconto energia | Assistenza sanitaria ASEM | Previdenza integrativa aziendale | Piano accompagnamento graduale alla pensione | Accordo sconto attivi | Contributo FOPEN superiore al limite fiscalmente deducibile | Piani di incentivazione al personale | Totale |
|--|------------------------------|----------|--------------------------------------|---|-------------------|--------------------------------------|---------------------------|----------------------------------|--|-----------------------|---|--------------------------------------|-----------------|
| Passività attuariale al 1 gennaio | 118.532 | 3 | 20.442 | 969 | 20.758 | - | 28.751 | 40.149 | - | 329 | - | 1.610 | 231.543 |
| Costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro corrente | - | - | 586 | 40 | 1.308 | - | 440 | - | - | 9 | - | 606 | 2.989 |
| Interessi passivi | 3.622 | - | 659 | 32 | 674 | - | 940 | 1.245 | - | 11 | - | - | 7.183 |
| Perdite (utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Perdite (utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie | (183) | - | 157 | (6) | (242) | - | (690) | 193 | - | 3 | - | - | (768) |
| Rettifiche basate sull'esperienza passata | (2.358) | 1 | 328 | (50) | 423 | - | (1.463) | 398 | - | 97 | - | - | (2.624) |
| Pagamenti per estinzioni | (15.068) | - | (785) | - | (3.065) | - | (1.821) | (7.083) | - | - | - | (611) | (28.433) |
| Altre Variazioni | (79) | - | (80) | 154 | 430 | - | 4.148 | - | - | (2) | 1 | (665) | 3.907 |
| Passività attuariale al 31 dicembre | 104.466 | 4 | 21.307 | 1.139 | 20.286 | - | 30.305 | 34.902 | - | 447 | 1 | 940 | 213.797 |

Migliaia di euro

2023

| | Trattamento di fine rapporto | ISEE | Indennità mensilità aggiuntive (IMA) | Indennità sostitutive del preavviso (ISP) | Premio di fedeltà | Indennità sostitutive sconto energia | Assistenza sanitaria ASEM | Previdenza integrativa aziendale | Piano accompagnamento graduale alla pensione | Accordo sconto attivi | Contributo FOPEN superiore al limite fiscalmente deducibile | Piani di incentivazione al personale | Totale |
|---|------------------------------|----------|--------------------------------------|---|-------------------|--------------------------------------|---------------------------|----------------------------------|--|-----------------------|---|--------------------------------------|-----------------|
| Passività attuariale al 1° gennaio | 120.858 | - | 19.510 | 761 | 18.457 | - | 28.641 | 43.649 | - | 322 | - | 1.580 | 233.778 |
| Costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro corrente | - | - | 580 | 34 | 1.035 | - | 382 | - | - | 10 | - | 933 | 2.974 |
| Interessi passivi | 4.080 | - | 689 | 28 | 652 | - | 1.021 | 1.475 | - | 12 | - | - | 7.957 |
| Perdite (utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie | 2.098 | - | 426 | 22 | 586 | - | 800 | 491 | - | 5 | - | - | 4.428 |
| Rettifiche basate sull'esperienza passata | 3.602 | 3 | (385) | 76 | 198 | - | (218) | 2.081 | - | (21) | - | - | 5.336 |
| Pagamenti per estinzioni | (12.401) | - | (478) | - | (1.274) | - | (1.980) | (7.547) | - | - | - | (800) | (24.480) |
| Altre Variazioni | 341 | - | 69 | 32 | 57 | - | 83 | - | - | 1 | - | (103) | 480 |
| Passività attuariale al 31 dicembre | 118.532 | 3 | 20.442 | 969 | 20.758 | - | 28.751 | 40.149 | - | 329 | - | 1.610 | 231.543 |

| Migliaia di euro | 2024 | 2023 |
|--|---------------|---------------|
| Perdite (utili) rilevate a Conto Economico | | |
| Costo previdenziale | 2.989 | 2.974 |
| Interessi passivi netti | 7.183 | 7.957 |
| Perdite (utili) al momento dell'estinzione | - | - |
| Perdite (utili) attuariali su altri benefici a lungo termine | 772 | 4.403 |
| Altre variazioni (Costo relativo alle prestazioni di lavoro passate) | - | - |
| Altre variazioni | - | - |
| Totale | 10.944 | 15.334 |

| Migliaia di euro | 2024 | 2023 |
|---|--------------|--------------|
| Perdite (utili) rilevate nelle OCI | | |
| Perdite (utili) attuariali su piani a benefici definiti | 4.163 | 6.432 |
| Altre variazioni | - | - |
| Totale | 4.163 | 6.432 |

Il costo normale per benefici ai dipendenti rilevati nel 2024 è pari a euro 606 migliaia rilevato tra i costi del personale (euro 933 migliaia al 31 dicembre 2023), mentre i costi per oneri di attualizzazione, rilevati tra gli oneri finanziari, sono pari a euro 7.183 migliaia (euro migliaia 0 al 31 dicembre 2023).

Le principali assunzioni utilizzate nella stima attuariale delle passività per benefici ai dipendenti, in parte ridotte rispetto al 2023, sono evidenziate nella seguente tabella:

| | 2024 | 2023 |
|--|-------|-------|
| Tasso di attualizzazione | 3,20% | 3,40% |
| Tasso di attualizzazione - art. 4 | 2,75% | 3,30% |
| Tasso di inflazione | 2,00% | 2,30% |
| Tasso di incremento delle retribuzioni - età < 40 anni | 4,00% | 4,30% |
| Tasso di incremento delle retribuzioni - età >40 e <55 | 3,00% | 3,30% |
| Tasso di incremento delle retribuzioni - età >55 anni | 2,00% | 2,30% |

Per ulteriori dettagli sulle principali assunzioni utilizzate nella stima attuariale delle passività per benefici ai dipendenti, si veda la Nota n. 2.1 "Uso delle stime e giudizi del management".

Di seguito si riporta un'analisi di sensitività che illustra gli effetti sulla passività per benefici definiti a seguito di variazioni, ragionevolmente possibili alla fine dell'esercizio, delle singole ipotesi attuariali rilevanti adottate nella stima della già menzionata passività.

| Migliaia di euro | al 31 dicembre 2024 | | | | al 31 dicembre 2023 | | | |
|--|------------------------|-----------------------------|-------------------|----------------|------------------------|-----------------------------|-------------------|----------------|
| | Benefici pensionistici | Assistenza sanitaria (ASEM) | Premio di Fedeltà | Altri benefici | Benefici pensionistici | Assistenza sanitaria (ASEM) | Premio di Fedeltà | Altri benefici |
| Una riduzione del 0,5% del tasso di attualizzazione | (412) | (712) | (7) | (2.882) | (4.262) | (1.381) | (1.012) | (841) |
| Un incremento del 0,5% del tasso di attualizzazione | 397 | 684 | 7 | 2.614 | 4.029 | 1.267 | 930 | 806 |
| Un incremento del 0,5% del tasso di inflazione | - | - | - | (2.922) | (2.294) | (1.303) | (1.115) | - |
| Un incremento del 0,5% delle retribuzioni | - | - | - | (1.181) | (42) | - | (1.115) | - |
| Un incremento del 0,5% delle pensioni | - | (729) | - | - | - | - | - | (960) |
| Un incremento del 1,0% del costo delle spese sanitarie | 21.758 | 34.902 | - | 48.084 | 139.942 | 26.040 | - | 40.481 |
| Un incremento di 1 anno nell'aspettativa di vita dei dipendenti e dei pensionati | - | (2.537) | - | (1.363) | - | (1.273) | - | (2.731) |

L'analisi di sensitività sopra indicata è stata determinata applicando una metodologia che estrapola l'effetto sulla passività netta per benefici definiti, a seguito della variazione ragionevole di una singola assunzione, lasciando invariate le altre. In pratica, è improbabile che questo scenario potrebbe verificarsi, anche considerando che le variazioni in alcune assunzioni potrebbero essere correlate.

Le metodologie e le assunzioni utilizzate per l'analisi di sensitività non sono state modificate rispetto al precedente esercizio.

37. Fondo rischi ed oneri (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) – Euro 329.679 migliaia

Il dettaglio dei Fondi rischi ed oneri non correnti e correnti iscritti nel bilancio della Società al 31 dicembre 2024 e 2023 è il seguente:

| Migliaia di euro | al 31 dicembre 2024 | | al 31 dicembre 2023 | |
|---|---------------------|----------------|---------------------|----------------|
| | Non corrente | Corrente | Non corrente | Corrente |
| Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi: | | | | |
| - Vertenze e contenzioso | 34.331 | 6.222 | 36.982 | 5.274 |
| - Altri | 84.440 | 71.160 | 71.646 | 77.248 |
| Totale | 118.771 | 77.382 | 108.628 | 82.522 |
| Fondo oneri per incentivi all'esodo | 691 | 883 | 1.311 | 8.147 |
| Fondo per programmi di ristrutturazione | 71.334 | 60.618 | 128.016 | 61.036 |
| Totale complessivo | 190.796 | 138.883 | 237.955 | 151.705 |

Di seguito si riporta anche la movimentazione complessiva dei fondi rischi e oneri intervenuta nell'esercizio 2024:

| Migliaia di euro | Accantonamenti | Utilizzi e altri movimenti | Rilasci a Conto economico | |
|---|----------------|----------------------------|---------------------------|-------------------|
| | | | | al |
| | | | | 31.12.2024 |
| | al 31.12.2023 | | | |
| Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi: | | | | |
| - Vertenze e contenzioso | 42.256 | 7.417 | (5.001) | (4.119) |
| - Altri | 148.894 | 72.112 | (64.037) | (1.370) |
| Totale | 191.150 | 79.529 | (69.038) | (5.489) |
| Fondo oneri per incentivi all'esodo | 9.458 | 6.644 | (13.564) | (964) |
| Fondo per programmi di ristrutturazione | 189.052 | 5.232 | (53.170) | (9.161) |
| Totale fondi rischi e oneri | 389.660 | 91.405 | (135.772) | (15.614) |
| | | | | 40.553 |
| | | | | 155.599 |
| | | | | 1.574 |
| | | | | 131.953 |
| | | | | 329.679 |

Per ulteriori dettagli sulle stime utilizzate per le ipotesi sottostanti, si veda la Nota n. 2.1 "Uso delle stime e giudizi del management".

Allo stato attuale, considerata la numerosità e la complessità delle fattispecie contemplate nei fondi rischi ed oneri, stante l'incertezza relativa alla tempistica degli esborsi, si precisa che l'effetto del valore attuale del denaro non risulta significativo per quanto concerne tutti i fondi rischi e oneri e i relativi accantonamenti e, pertanto, non si è proceduto all'attualizzazione dei fondi rischi e oneri a lungo termine.

Fondo contenzioso, rischi ed oneri diversi – Euro 196.152 migliaia

Il Fondo contenzioso e rischi ed oneri diversi è destinato a coprire le probabili passività che potrebbero derivare da vertenze giudiziarie in corso (principalmente connesse ad appalti, personale e all'esercizio degli impianti) o da contenziosi, sorti in capo alla Società o in cui la stessa è intervenuta a seguito del conferimento del ramo d'azienda da Enel S.p.A. (complessivamente pari a euro 40.553 migliaia) e da rischi di varia natura (euro 155.599 migliaia).

Fondo contenzioso e rischi diversi – Vertenze e contenzioso

Nel determinare l'entità dell'accantonamento (euro 7.417 migliaia) e degli utilizzi e rilasci (euro -9.120 migliaia) relativi al Fondo vertenze e contenzioso, sono considerati sia gli oneri presunti che potrebbero derivare da vertenze giudiziali e da altro contenzioso intervenuto nell'esercizio, sia l'aggiornamento delle stime sulle posizioni sorte in esercizi precedenti, alcune delle quali risolte nell'esercizio. Il saldo netto degli accantonamenti ed i rilasci del Fondo Vertenze e contenzioso (pari a euro 3.298 migliaia) è stato contabilizzato, per euro 826 migliaia nella voce di Conto Economico "Costi del personale – Accantonamenti e rilasci al fondo rischi e oneri", per euro 309 migliaia nella voce "Costi per servizi – Accantonamenti e rilasci al fondo rischi e oneri", per euro 1.444 migliaia nella voce "Altri costi operativi - Accantonamenti e rilasci al fondo rischi e oneri" per la parte non direttamente attribuibile per natura e per euro 719 migliaia nella voce "Altri oneri finanziari".

Gli utilizzi e altri movimenti dell'esercizio, pari a euro 5.001 migliaia si riferiscono alla definizione, entro il 31 dicembre 2024, di alcune vertenze giudiziali e stragiudiziali, oltre che alla quota di fondo vertenze conferita al Ramo d'Azienda con data efficacia 31 dicembre 2024 (pari a euro 32 migliaia).

Fondo contenzioso e rischi diversi – Altri rischi

Il Fondo contenzioso e rischi diversi al 31 dicembre 2024 (euro 155.599 migliaia), si riferisce a rischi di varia natura, quali essenzialmente la stima degli oneri a fronte di eventuali danni causati a terzi, al di sotto delle franchigie assicurative previste dalla polizza assicurativa RC in essere, riferiti a sinistri di responsabilità civile avvenuti entro il 31 dicembre 2024, degli oneri associati a danni ad impianti in seguito ad eventi atmosferici eccezionali o a guasti,

degli oneri derivanti dal contenzioso fiscale, dei canoni o indennizzi per occupazioni e/o interferenze degli impianti di distribuzione con il demanio idrico regionale, delle penalità derivanti dal fallimento degli esperimenti regolatori, delle penalità sui progetti resilienza e degli oneri probabili residui da sostenere in seguito agli impegni assunti nell'ambito del contratto per la vendita della partecipazione in ELAT.

L'accantonamento dell'esercizio (euro 72.112 migliaia) riguarda principalmente:

- la stima degli oneri per le richieste di risarcimento danni al di sotto delle franchigie assicurative pervenute entro il 31 dicembre 2023, quella dei costi delle attività di manutenzione relative a guasti ad impianti effettuate ma non ancora definite nell'ammontare, presenti nella voce di Conto economico "Costi per servizi – Accantonamenti e rilasci al fondo per rischi e oneri" (per complessivi euro 36.065 migliaia);
- la stima delle penalità per progetti resilienza, degli oneri relativi a danni ad impianti conseguenti ad eventi atmosferici straordinari e degli oneri connessi ad iniziative a favore degli appaltatori in materia di salute e sicurezza sul lavoro, presenti nella voce di Conto economico "Altri costi operativi – Accantonamenti e rilasci al fondo per rischi e oneri" (per complessivi euro 34.197 migliaia);
- la stima degli oneri connessi alle probabili richieste di restituzione dei contributi già versati dalla clientela afferente al Ramo d'Azienda, nel caso in cui i lavori da essi richiesti non vengano più eseguiti, presenti nella voce di Conto economico "Ricavi – Accantonamenti per rischi ed oneri (Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori)" (per complessivi euro 1.850 migliaia).

Gli utilizzi e altri movimenti (euro 64.037 migliaia) si riferiscono, per euro 5.333 migliaia, alla quota trasferita al Ramo d'Azienda conferito a Duereti S.r.l. e per la restante parte al fondo franchigie assicurative (euro 20.365 migliaia), al fondo guasti (euro 23.590 migliaia), al fondo penalità connesse al fallimento degli esperimenti regolatori (euro 9.583 migliaia), al fondo eventi atmosferici eccezionali (euro 3.261 migliaia) e al fondo salute e sicurezza sul lavoro (euro 1.905 migliaia).

I rilasci (euro 1.370 migliaia) sono principalmente riconducibili ai rilasci del fondo penalità connesse al fallimento degli esperimenti regolatori (pari a euro 1.067 migliaia).

Fondo oneri per incentivo all'esodo – Euro 1.574 migliaia

Il "Fondo oneri per incentivi all'esodo" accoglie la stima degli oneri connessi alle offerte per risoluzioni consensuali anticipate del rapporto di lavoro derivanti da esigenze organizzative.

In particolare, nel mese di dicembre 2015, la Società, insieme ad altre società italiane del Gruppo Enel, ha siglato con le rappresentanze delle principali Organizzazioni Sindacali un ulteriore accordo per l'attivazione delle misure previste dall'art. 4, commi 1-7 ter della Legge 92/2012 al fine di conseguire il corretto dimensionamento degli organici e consentire un'operazione di ricambio generazionale e di riequilibrio occupazionale tra giovani e anziani. Tale accordo ricalca esattamente quanto sottoscritto già nel mese di settembre 2013 relativamente al personale dipendente mentre, in questa occasione, è stato siglato anche un accordo relativamente ai dirigenti che presenta caratteristiche del tutto analoghe a quelle riservate ai dipendenti.

La Società nel 2024 ha accantonato complessivamente al Fondo esodo euro 6.644 migliaia ed effettuato utilizzi per euro 13.564 migliaia e rilasci per euro 964 migliaia.

Si evidenzia che gli accantonamenti al Fondo esodo sono stati effettuati nella voce di Conto economico "Costo del personale - Altri costi".

Fondo oneri per programmi di ristrutturazione – Euro 131.953 migliaia

Il "Fondo oneri per programmi di ristrutturazione" accoglie la stima degli oneri connessi ai seguenti accordi, siglati nel 2021 da e-distribuzione S.p.A. insieme ad altre società italiane del Gruppo Enel, e le rappresentanze delle principali Organizzazioni Sindacali:

- accordo di ristrutturazione (cd. Piano per la Digitalizzazione) per accompagnare alla pensione, nel periodo 2021-2024, i potenziali dipendenti che matureranno i requisiti pensionistici nei quattro anni successivi alla cessazione del rapporto;
- accordo per accompagnare alla pensione (cd. Piano per la Digitalizzazione Dirigenti), nel periodo 2021-2023, i potenziali dirigenti beneficiari che matureranno i requisiti pensionistici entro i sette anni successivi alla cessazione del rapporto;
- piano di incentivi all'esodo per coloro che maturano i requisiti pensionistici per "Quota 100" entro il 31 dicembre 2021.

Nel corso del 2024 i piani di ristrutturazioni sono stati interessati da accantonamenti per euro 5.232 migliaia, utilizzi ed altri movimenti per euro 53.170 migliaia e rilasci per euro 9.161 migliaia.

Si evidenzia che i rilasci del Fondo oneri per programmi di ristrutturazione sono stati effettuati nella voce di Conto economico "Costo del personale - Altri costi".

38. Passività contrattuali – Euro 2.810.442 migliaia – euro 1.432.148 migliaia

La voce accoglie le passività derivanti da contratti con i clienti e risulta così composta:

- passività contrattuali non correnti per euro 2.810.442 migliaia (euro 3.013.779 migliaia al 31 dicembre 2023);
- passività contrattuali correnti per euro 1.432.148 migliaia (euro 1.296.210 migliaia al 31 dicembre 2023).

Per maggiori dettagli sul contenuto e sulla movimentazione delle passività contrattuali si rimanda alla nota n. 7 "Ricavi".

39. Altre passività finanziarie – Euro 0 migliaia - Euro 62.785 migliaia

39.1 Altre passività finanziarie non correnti – Euro 0 migliaia

Al 31 dicembre 2024 la Società non presenta altre passività finanziarie non correnti.

39.2 Altre passività finanziarie correnti – Euro 62.785 migliaia

Nella tabella di seguito è esposto il dettaglio delle altre passività finanziarie correnti al 31 dicembre 2024 confrontate con l'esercizio precedente:

| Migliaia di euro | | | |
|---|---------------|---------------|----------------|
| | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | 2024-2023 |
| Interessi passivi su mutuo BEI | 17.702 | 22.090 | (4.388) |
| Interessi passivi verso controllante | 43.625 | 48.745 | (5.120) |
| Interessi passivi su mutuo CDP | 44 | 215 | (171) |
| Interessi su c/c intersocietario | - | - | - |
| Interessi passivi verso terzi su attività in leasing | 345 | 201 | 144 |
| Interessi passivi verso controllante su attività in leasing | 1.068 | 985 | 83 |
| Interessi passivi verso società del gruppo su attività in leasing | 1 | 1 | - |
| Totale | 62.785 | 72.237 | (9.452) |

Gli interessi passivi su mutui BEI e CDP accolgono i ratei per la quota di interessi di competenza dell'esercizio, che verranno pagati nell'esercizio successivo, relativi ai finanziamenti dettagliati nella nota n. 43 "Strumenti finanziari per categoria".

Gli interessi passivi verso controllante si riferiscono all'iscrizione dei ratei per gli interessi passivi che verranno liquidati nell'esercizio successivo, maturati sui finanziamenti a breve e a medio lungo termine intrattenuti con la controllante Enel Italia.

Gli interessi passivi per attività in leasing si riferiscono ai ratei passivi per gli interessi maturati sui finanziamenti da leasing operativo, dettagliati nella nota n. 43 "Strumenti finanziari per categoria".

Si segnala che gli interessi passivi verso società del gruppo su attività in leasing sono riferiti alla società Enel Produzione S.p.A., per la locazione di siti logistici.

La riduzione complessiva, pari a euro 9.452 migliaia, delle altre passività finanziarie correnti, deriva principalmente dalla riduzione dei ratei passivi sui finanziamenti BEI e CDP (pari a euro 4.559 migliaia) e sui finanziamenti a medio e lungo termine verso la controllante (pari a euro 5.120 migliaia) in seguito alla riduzione dell'Euribor che si è registrato nel 2024 e che ha comportato un corrispondente decremento dei tassi d'interesse.

40. Altre passività – Euro 561.964 migliaia - Euro 1.066.131 migliaia

40.1 Altre passività non correnti – Euro 561.964 migliaia

Il dettaglio delle altre passività non correnti al 31 dicembre 2024 e al 31 dicembre 2023 è di seguito esposto:

| Migliaia di euro | | | |
|---|----------------|----------------|-----------------|
| | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | 2024-2023 |
| Acconti su contributi da enti e organismi nazionali e comunitari > 12 | 347.794 | 347.794 | - |
| Risconti passivi su contributi (gruppo) | 145 | 162 | (17) |
| Risconti passivi su contributi (terzi) | 204.358 | 223.131 | (18.773) |
| Altre passività non correnti | 9.667 | 14.903 | (5.236) |
| Totale | 561.964 | 585.990 | (24.026) |

Gli acconti su contributi ed enti e organismi nazionali e comunitari, pari a euro 347.794 migliaia, accolgono l'incasso dell'anticipo del 10% del contributo concesso sui 24 progetti della Società ammessi alle agevolazioni del PNRR che verrà recuperato nell'ultima rendicontazione.

I risconti passivi per contributi ricevuti da terzi, al 31 dicembre 2024 si riferiscono a contributi per elettrificazione rurale e ad altri contributi in conto capitale ricevuti da enti pubblici o da organismi comunitari.

Le altre passività non correnti si riferiscono essenzialmente al valore dei pagamenti da effettuare oltre i successivi 12 mesi, a titolo di incentivo all'esodo, ai dipendenti che hanno cessato la propria posizione lavorativa in applicazione dell'art.4 della legge 92/2012 e dei piani di ristrutturazione (cd. Digitalizzazione) in essere al 31 dicembre 2024.

La riduzione di tale voce, pari a euro 5.236 migliaia, è la conseguenza della riclassifica della quota riferita ai pagamenti che saranno effettuati entro i prossimi 12 mesi a titolo di esodo incentivato ai sensi dell'art. 4 della legge 92/2012 (per euro 163 migliaia) e a titolo di esodo in seguito all'adesione ai piani di ristrutturazione (per euro 5.073 migliaia).

Per maggiori dettagli si rimanda alla nota n. 37 "Fondi rischi ed oneri".

40.2 Altre passività correnti – Euro 1.066.131 migliaia

Il dettaglio delle altre passività correnti al 31 dicembre 2024 e al 31 dicembre 2023 è di seguito esposto:

| Migliaia di euro | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | 2024-2023 |
|---|------------------|----------------|----------------|
| Debiti diversi verso il personale | 96.172 | 86.478 | 9.694 |
| Depositi cauzionali da clienti | 98.001 | 72.582 | 25.419 |
| Debiti diversi verso clienti | 153.416 | 145.430 | 7.986 |
| Debiti verso istituti previdenziali e assicurativi | 86.356 | 80.988 | 5.368 |
| Acconti Diversi | 591.195 | 106.060 | 485.135 |
| <i>Acconti su contributi da enti e organismi nazionali e comunitari</i> | 590.233 | 105.098 | 485.135 |
| <i>Acconti diversi</i> | 962 | 962 | - |
| Ratei passivi | 7.651 | 7.265 | 386 |
| Risconti passivi | 55 | 64 | (9) |
| <i>Risconti passivi (terzi)</i> | 55 | 64 | (9) |
| Debiti diversi: | 33.285 | 42.158 | (8.873) |
| <i>Debiti diversi (terzi)</i> | 30.139 | 27.169 | 2.970 |
| <i>Debiti diversi (gruppo)</i> | 3.108 | 14.423 | (11.315) |
| <i>Debiti diversi (capogruppo)</i> | 1 | 507 | (506) |
| <i>Debiti diversi (controllante)</i> | 37 | 59 | (22) |
| Totale | 1.066.131 | 541.025 | 525.106 |

I debiti verso il personale, pari a euro 96.172 migliaia (euro 86.478 migliaia al 31 dicembre 2023), accolgono essenzialmente:

- il debito per incentivazioni riconosciute al personale pari a euro 61.581 migliaia (euro 59.190 migliaia al 31 dicembre 2023);
- il debito per competenze maturate dal personale, quali principalmente trattamento di fine rapporto, ferie maturate e non godute e straordinari pari a euro 28.201 migliaia (euro 20.226 migliaia al 31 dicembre 2023);
- i pagamenti da effettuare a titolo di incentivo all'esodo per la quota parte che si prevede di pagare nei successivi 12 mesi, nei confronti dei dipendenti che hanno cessato la propria posizione lavorativa in applicazione dei piani di esodo in essere al 31 dicembre 2024, pari a euro 6.390 migliaia (euro 7.062 migliaia).

I depositi cauzionali da clienti sono ricevuti dai clienti al momento della stipula dei contratti di trasporto. Al 31 dicembre 2024 presentano un aumento di euro 25.419 migliaia, generato dall'incremento dei crediti commerciali in seguito all'incremento delle tariffe obbligatorie fissate per l'anno 2024 menzionato in precedenza.

I debiti diversi verso clienti accolgono debiti per rimborsi vari da evadere verso i clienti. Al 31 dicembre 2024 ammontano ad euro 153.416 migliaia e presentano un incremento di euro 7.986 migliaia rispetto all'esercizio precedente. Tale aumento è sostanzialmente riferito, per euro 13.864 migliaia ad incassi pervenuti ed in corso di lavorazione e per euro 2.092 migliaia, alla riduzione dei debiti verso clienti riferiti ad errati pagamenti. Tali impatti risultano in parte mitigati, per euro 7.970 migliaia dai minori debiti verso clienti per indennizzi da erogare.

I debiti verso istituti previdenziali e assicurativi accolgono i contributi (obbligatori o relativi alla previdenza complementare) a carico della Società o del personale, aventi scadenza entro dodici mesi. Si riferiscono in particolare a debiti verso i Fondi pensione del personale di e-distribuzione S.p.A. (FONDENEL e FOPEN) e agli oneri relativi ad altre competenze maturate dal personale, quali principalmente ferie maturate, e non godute, e straordinari.

Gli acconti diversi da terzi, pari a euro 591.195 migliaia (euro 106.060 migliaia al 31 dicembre 2023), presentano un incremento pari a euro 485.135 migliaia sostanzialmente per effetto della variazione intervenuta negli acconti su contributi da enti e organismi nazionali e comunitari in seguito agli incassi ricevuti nel 2024 (pari a euro 1.081.277 migliaia), in parte mitigati dalla quota di contributi portata a riduzione delle attività materiali, in quanto riferita a cespiti entrati in esercizio (pari a euro 596.128 migliaia) e della quota di contributi eccedenti il valore netto degli impianti oggetto di contributo (pari a euro 14 migliaia).

I ratei passivi, pari complessivamente a euro 7.651 migliaia (euro 7.265 migliaia al 31 dicembre 2023) si riferiscono alla rilevazione degli oneri di competenza dell'esercizio che avranno manifestazione finanziaria futura, riferiti essenzialmente a premi di assicurazioni (euro 4.061 migliaia) e ad imposte e tasse (euro 2.271 migliaia).

I debiti diversi pari complessivamente a euro 33.285 migliaia (euro 42.158 migliaia al 31 dicembre 2023) accolgono partite diverse, di varia natura, ancora da regolarizzare. Essi si riferiscono per euro 30.139 migliaia (euro 27.169 migliaia al 31 dicembre 2023) a debiti diversi verso terzi e per euro 3.146 migliaia (euro 14.989 migliaia al 31 dicembre 2023) a debiti verso società del gruppo (compresa controllante e capogruppo).

La riduzione dei debiti verso società del gruppo (compresa controllante e capogruppo) è sostanzialmente conseguenza dei minori debiti per indennizzi da erogare verso Enel Energia (euro 6.420 migliaia) e Servizio Elettrico Nazionale (euro 4.859 migliaia).

41. Debiti commerciali – Euro 1.593.344 migliaia

La voce accoglie i debiti relativi al trasporto di energia, appalti, materiali, apparecchi e prestazioni diverse a fronte di attività svolte e consegne effettuate entro il 31 dicembre 2024.

| Migliaia di euro | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | 2024-2023 |
|---|------------------|------------------|------------------|
| Debiti commerciali verso terzi | 1.393.952 | 1.580.891 | (186.939) |
| Debiti commerciali verso società capogruppo | 16.341 | 17.339 | (998) |
| Debiti commerciali verso società controllante | 63.344 | 41.109 | 22.235 |
| Debiti commerciali verso altre società del gruppo | 119.707 | 136.517 | (16.810) |
| Totale | 1.593.344 | 1.775.856 | (182.512) |

Il decremento dei debiti commerciali, pari a euro 182.512 migliaia, è quasi esclusivamente riconducibile alla riduzione dei debiti verso terzi, pari a euro 186.939 migliaia, dei debiti verso altre società del gruppo, pari a euro 16.810 migliaia e verso la capogruppo Enel SpA, per euro 998 migliaia. Tali impatti sono stati in parte mitigati dall'aumento dei debiti verso la controllante Enel Italia, pari a euro 22.235 migliaia.

La ripartizione dei debiti commerciali con indicazione di quelli residenti al di fuori dell'Italia è di seguito esposta:

| Migliaia di euro | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | 2024-2023 |
|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Italia | 1.566.843 | 1.759.078 | (192.235) |
| Spagna | 2.744 | 5.051 | (2.307) |
| Cina | 8.671 | 789 | 7.882 |
| Francia | 24 | 43 | (19) |
| Romania | 2.742 | 2.682 | 60 |
| Germania | 3.867 | 2.763 | 1.104 |
| Altri | 8.454 | 5.450 | 3.004 |
| Totale | 1.593.344 | 1.775.856 | (182.512) |

I debiti commerciali suddivisi per grado temporale di esigibilità al 31 dicembre 2024 e al 31 dicembre 2023 sono di seguito esposti:

| Migliaia di euro | 31.12.2024 | da 1.1.2025 a 31.12.2028 | oltre 2028 | |
|--------------------|---------------|--------------------------|-------------------|------------------|
| | al 31.12.2024 | Entro l'anno successivo | Dal 2° al 5° anno | Oltre il 5° anno |
| Debiti commerciali | (1.593.344) | (1.593.331) | (2) | (11) |

| Migliaia di euro | al 31.12.2023 | Entro l'anno successivo | Dal 2° al 5° anno | Oltre il 5° anno |
|--------------------|---------------|-------------------------|-------------------|------------------|
| Debiti commerciali | (1.775.856) | (1.775.845) | - | (11) |

Nello specifico, i debiti commerciali con scadenza inferiore a 12 mesi ammontano a euro 1.593.333 migliaia (1.775.845 migliaia nel 2023) mentre quelli con scadenza superiore a 12 mesi sono pari a euro 11 migliaia (euro 11 migliaia nel 2023).

I debiti commerciali verso la capogruppo, la società controllante e le altre società del gruppo al 31 dicembre 2024 e 2023 sono così dettagliati:

| Migliaia di euro | | | |
|--|----------------|----------------|-----------------|
| | al 31.12.2023 | al 31.12.2022 | 2023-2022 |
| Debiti verso società capogruppo | 17.339 | 16.448 | 891 |
| Debiti verso società controllante | 41.109 | 44.683 | (3.574) |
| Debiti verso altre società del gruppo | 136.517 | 188.755 | (52.238) |
| Servizio Elettrico Nazionale Spa | 42.722 | 93.472 | (50.750) |
| Enel Grids Srl | 88.465 | 90.502 | (2.037) |
| Enel Global Services Srl | 493 | (361) | 854 |
| Enel Iberia Srl | 419 | 436 | (17) |
| E-Distributie Muntenia SA | - | 530 | (530) |
| Enel Produzione Spa | 794 | 586 | 208 |
| Enel Energia Spa | 842 | 472 | 370 |
| Enel Green Power Italia | 1.160 | 1.061 | 99 |
| Enel Green Power Spa | 487 | 481 | 6 |
| Enel X Way Italia | 217 | 396 | (179) |
| Enel Sole Srl | 90 | 74 | 16 |
| Altre società del gruppo | 828 | 1.106 | (278) |
| Totale | 194.965 | 249.886 | (54.921) |

Per la natura dei principali rapporti con le società del gruppo si rinvia alla Nota di commento n. 47 " Operazioni con le parti correlate".

41.1 Accordi di finanziamento con i fornitori

La Società partecipa ad accordi con i fornitori con lo scopo principale di facilitare l'elaborazione efficiente dei pagamenti delle fatture dei fornitori.

Gli accordi stipulati da e-distribuzione presentano i seguenti termini e condizioni principali:

- i fornitori possono scegliere di ricevere il pagamento anticipato delle loro fatture dalle banche; in base agli accordi, le banche accettano di pagare gli importi dovuti ai fornitori partecipanti in relazione alle fatture dovute da e-distribuzione prima della data di scadenza della fattura;
- in base agli accordi, le banche accettano di pagare gli importi dovuti ai fornitori in relazione alle fatture dovute dalla Società alla data di scadenza della fattura e la Società rimborsa le banche.

L'accordo non estende significativamente i termini di pagamento oltre i normali termini concordati con altri fornitori che non partecipano. Inoltre, e-distribuzione non incorre in alcun interesse aggiuntivo nei confronti della banca sugli importi dovuti ai fornitori.

Considerando che non è stata ottenuta alcuna liberatoria legale, né che le passività originali sono state sostanzialmente modificate al momento della stipula degli accordi, i debiti commerciali originali relativi agli accordi non sono stati cancellati o riclassificati diversamente dalla Società. Pertanto, e-distribuzione include gli importi soggetti all'accordo tra i debiti commerciali perché la natura e la funzione di questi debiti rimangono le stesse di quelle degli altri debiti commerciali.

Ulteriori informazioni sui debiti commerciali della Società sono fornite nella tabella seguente:

Migliaia di euro

| | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 |
|--|---------------|---------------|
| Valore dei debiti parte degli accordi | | |
| Presentato nella linea dei debiti commerciali: | 63.671 | 42.830 |
| di cui fornitori pagati da istituti finanziari | 63.671 | 42.830 |
| per i quali l'acquirente ha ottenuto un posticipo di pagamento | - | - |
| Presentato nella linea dei debiti finanziari: | - | - |
| di cui fornitori pagati da istituti finanziari | - | - |
| per i quali l'acquirente ha ottenuto un posticipo di pagamento | - | - |

42. Debiti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali – Euro 3.627.066 migliaia

Il dettaglio dei Debiti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali è di seguito esposto:

| Migliaia di euro | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | 2023-2022 |
|---|------------------|------------------|----------------|
| Perequazioni | 254.559 | 374.793 | (120.234) |
| Penali e Indennizzi sulla continuità del servizio | 270.225 | 194.702 | 75.523 |
| Componenti e oneri di sistema | 3.073.551 | 2.549.509 | 524.042 |
| Penali Resilienza | 7.853 | 4.835 | 3.018 |
| Altri debiti verso CSEA | 20.878 | 5.040 | 15.838 |
| Totale | 3.627.066 | 3.128.879 | 498.187 |

L'incremento dei debiti per Perequazioni, pari a euro 120.234 migliaia, deriva essenzialmente:

- dall'iscrizione della stima del debito dell'anno 2024 relativo ai meccanismi di perequazione ricavi distribuzione (pari a euro 55.557 migliaia), misura (pari a euro 48.332 migliaia) e delta perdite (pari a euro 28.570 migliaia);
- dal pagamento dei saldi a debito determinati dalla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per i meccanismi di perequazione di esercizi precedenti previsti dal TIT, per complessivi euro 275.593 migliaia, e la registrazione di un impatto complessivo negativo a conto economico pari a euro 18.304 migliaia.

L'incremento del debito verso CSEA per Penali e indennità sulla continuità del servizio, pari a euro 75.523 migliaia è essenzialmente riconducibile:

- per euro 58.449 migliaia alla rilevazione della stima al 31 dicembre 2024 del debito per le penalità sulla continuità del servizio ai sensi del titolo III della delibera n. 617/2023 ARERA e per euro 1.818 migliaia all'adeguamento della stima penalità sulla continuità del servizio di anni precedenti, definito a valle delle risultanze istruttorie dell'ARERA;

- per euro 50.728 migliaia alla rilevazione del debito verso il Fondo Eventi Eccezionali relativo all'esercizio 2024;
- per euro 20.821 migliaia alla quota di corrispettivo tariffario specifico (CTS) fatturato a partite dal secondo bimestre 2024 ai clienti MT ai sensi dell'art. 38.1 della delibera n. 617/2023 ARERA e non ancora regolata finanziariamente;
- per euro 11.818 migliaia alla rilevazione della stima, al 31 dicembre 2024, del debito verso CSEA per penalità ai sensi del titolo IV della delibera n. 617/2023 ARERA (ex titolo V della Delibera ARERA n. 566/2019/R/eel).

Tali effetti sono stati parzialmente compensati:

- per euro 44.281 migliaia dalla riduzione del debito per Fondo Eventi Eccezionali relativo all'anno 2023, in seguito alla presentazione ad ARERA dei risultati definitivi della qualità del servizio dell'anno 2023 che ha comportato un pagamento pari a euro 41.683 migliaia e la rilevazione di una sopravvenienza attiva pari a euro 2.598 migliaia;
- per euro 22.957 migliaia dal pagamento del corrispettivo tariffario specifico (CTS) fatturato nel 2023 (pari a euro 21.100 migliaia) oltre che di quello fatturato nel primo bimestre del 2024, riferito a competenze di anni precedenti (pari a euro 1.857 migliaia), effettuato in seguito alla definizione dei valori avvenuta con la presentazione a CSEA della dichiarazione annuale;
- per euro 2.730 migliaia dalla riduzione del debito per titolo V relativo all'anno 2023 che ha comportato un pagamento pari a euro 2.488 migliaia e la rilevazione di una sopravvenienza attiva pari a euro 241 migliaia.

L'incremento del debito per Componenti e oneri di sistema, pari a euro 524.042 migliaia, è sostanzialmente connesso all'aumento delle tariffe della componente Arim ed Asos per tutte le categorie di utenza intervenuto nell'esercizio 2024 e previsto dalle delibere ARERA n. 633/23, n. 113/2024, n. 263/24 e 384/24.

Il debito per penali resilienza, pari al 31 dicembre 2024 ad euro 7.853 migliaia, accoglie la stima delle penalità resilienza riferita ai lavori conclusi nell'esercizio 2024.

Gli Altri debiti, pari a euro 20.878 migliaia (euro 5.040 migliaia al 31 dicembre 2023), presentano un incremento pari a euro 15.838 migliaia determinato sostanzialmente per euro 7.205 migliaia dall'accertamento degli oneri per prescrizione biennale a carico delle imprese distributrici, introdotti dall'art. 8 della delibera ARERA n. 604/2021, e per euro 8.671 migliaia dall'accertamento della stima dei reintegri OdS e OdR da restituire ai sensi della delibera ARERA n. 119/22.

Strumenti finanziari

43. 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 della Società.

Attività finanziarie per categoria

La tabella seguente indica il valore contabile di ciascuna categoria delle attività finanziarie previste dall'IFRS 9, al 31 dicembre 2024 e al 31 dicembre 2023, distinte tra attività finanziarie correnti e non correnti, esponendo separatamente i derivati di copertura.

| Migliaia di euro | Note | Non corrente | | Corrente | |
|---|------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| | | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 |
| Attività finanziarie valutate al costo ammortizzato | 43.1 | 77.043 | 106.586 | 5.604.968 | 4.304.412 |
| Attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico complessivo (FVOCI) | 43.2 | 136.560 | - | - | - |
| Attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico | 43.3 | 2.312 | - | - | - |
| Strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura | 45 | 42.403 | 58.563 | - | - |
| TOTALE | | 258.318 | 165.149 | 5.604.968 | 4.304.412 |

Per maggiori informazioni sulla valutazione dei derivati attivi, correnti e non correnti, si prega di far riferimento alla Nota Esplicativa n. 45 "Derivati e Hedge Accounting".

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value, si prega di far riferimento alla Nota Esplicativa n. 46 "Attività e Passività misurate al fair value".

43.1 Attività finanziarie valutate al costo ammortizzato

La tabella seguente espone le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato per natura, confrontate con l'esercizio precedente, suddivise in attività finanziarie correnti e non correnti:

| Migliaia di euro | Note | Non corrente | | Note | Corrente | |
|---|------|---------------|----------------|------|------------------|------------------|
| | | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 |
| Disponibilità liquide e mezzi equivalenti | | - | - | 32 | 113.104 | 137.547 |
| Crediti commerciali | | - | - | 28 | 4.317.158 | 3.716.116 |
| Attività derivanti da contratti con i clienti | | - | - | 7 | - | - |
| Crediti finanziari e titoli a breve termine | | - | - | 25 | 945.947 | 42.707 |
| Altre attività correnti | | - | - | 26 | 16.359 | 17.792 |
| - Depositi cauzionali presso terzi | | - | - | | 794 | 488 |
| - Anticipi a fornitori e a terzi | | - | - | | 7.079 | 8.304 |
| - Note credito da ricevere | | - | - | | 7.789 | 8.202 |
| - Crediti verso il personale | | - | - | | 697 | 798 |
| Crediti verso CSEA | 29 | - | - | 29 | 212.201 | 390.052 |
| Altre attività | 26 | 4.312 | 4.148 | 26 | 198 | 198 |
| Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine | 25 | 72.731 | 102.438 | | - | - |
| TOTALE | | 77.043 | 106.586 | | 5.604.967 | 4.304.412 |

I crediti commerciali verso i clienti al 31 dicembre 2024 ammontano a euro 4.317.158 migliaia (euro 3.716.116 migliaia al 31 dicembre 2023) e sono rilevati al netto del fondo svalutazione crediti, che ammonta a euro 1.092.820 migliaia alla fine dell'anno 2024 (euro 1.106.094 migliaia al 31 dicembre 2023).

Impairment delle attività finanziarie valutate al costo ammortizzato

Le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato al 31 dicembre 2024 sono pari complessivamente a euro 5.682.010 migliaia (euro 4.410.998 migliaia al 31 dicembre 2023) e sono rilevate al netto del fondo perdite attese, pari complessivamente a euro 1.124.703 migliaia a fine esercizio (euro 1.118.770 migliaia al 31 dicembre 2023).

e-distribuzione S.p.A. 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 contratto;
- crediti finanziari;
- altre attività finanziarie.

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, la Società applica due diversi approcci:

- > l'approccio generale, per le attività finanziarie diverse dai crediti commerciali. Tale metodo si applica verificando se vi è stato un incremento significativo del rischio di credito rispetto all'iscrizione iniziale, mediante confronto tra la probabilità di *default* all'*origination* e la probabilità di *default* alla data di riferimento del bilancio.

In base ai risultati di tale verifica, si rileva un fondo perdite attese, calcolato in base alle perdite attese previste per i successivi 12 mesi (ECL a 12 mesi) o per la vita residua dell'attività (ECL *Lifetime*) (cd. "*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 (i.e. in default sulla base di informazioni relative allo scaduto).
- > l'approccio semplificato, per i crediti commerciali, 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 ad 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 (i.e. *write-off*) costituisce un evento di *derecognition* (per es. estinzione, trasferimento o scadenza del diritto a incassare dei flussi finanziari).

La tabella che segue indica le perdite attese rilevate per le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato in base all'approccio generale e semplificato:

| Migliaia di euro | al 31.12.2024 | | | al 31.12.2023 | | |
|---|------------------|----------------------|------------------|------------------|----------------------|------------------|
| | Importo lordo | Fondo perdite attese | Totale | Importo lordo | Fondo perdite attese | Totale |
| Crediti Commerciali | 5.409.978 | 1.092.820 | 4.317.158 | 4.822.210 | 1.106.094 | 3.716.116 |
| Crediti finanziari | 1.029.185 | 10.507 | 1.018.678 | 155.703 | 10.558 | 145.145 |
| Altre attività finanziarie al costo ammortizzato* | 367.551 | 21.376 | 346.175 | 551.855 | 2.118 | 549.737 |
| Totale | 6.806.714 | 1.124.703 | 5.682.011 | 5.529.768 | 1.118.770 | 4.410.998 |

* la voce comprende anche le disponibilità liquide e mezzi equivalenti

Per misurare le perdite attese, e-distribuzione S.p.A. valuta i crediti commerciali e le attività derivanti da contratto con il metodo semplificato, sia su base individuale sia collettiva sulla base della tipologia (cluster) di cliente (trader, produttori, clienti finali, ecc.) e tenendo conto di soglie di immaterialità, differenziate per cluster.

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 ed informazioni sullo scaduto, considerando una specifica definizione di *default*.

e-distribuzione S.p.A. per i traders, utilizza una PD pari al 100% se il credito scaduto superiore ai 90 giorni ha un'incidenza maggiore del 10% del credito totale (pertanto, oltre tali termini, si presume che i crediti commerciali verso traders siano deteriorati); per le altre controparti, applica principalmente una definizione di default basata su uno scaduto di 90 giorni.

Le attività derivanti da contratto 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, la Società generalmente considera le seguenti assunzioni riguardo i parametri di ECL:

- la PD ipotizzata è pari a quella della Country Italia (se lo scaduto è <90 giorni) o al 100% (se lo scaduto è superiore a 90 giorni);
- la LGD è funzione dei tassi di recupero di ciascun cluster;
- l'EAD è stimata pari al valore contabile alla data di riferimento del bilancio, comprese le fatture emesse ma non scadute e le fatture da emettere.

La tabella seguente indica la movimentazione del fondo perdite attese sui crediti finanziari (in base all'approccio generale):

Migliaia di euro

| | ECL 12 months | | | ECL Lifetime | | |
|-----------------------------------|---------------|------------|---------------|--------------|------------|--------|
| | Individuale | Collettiva | Totale | Individuale | Collettiva | Totale |
| 1° gennaio 2023 | 1.757 | - | 1.757 | - | - | - |
| Svalutazioni | 8.841 | - | 8.841 | - | - | - |
| Utilizzi | - | - | - | - | - | - |
| Rilasci | - | 40 | - | - | - | - |
| Write-off | - | - | - | - | - | - |
| Altre movimentazioni | - | - | - | - | - | - |
| Totale al 31 dicembre 2023 | 10.558 | - | 10.558 | - | - | - |
| Svalutazioni | - | - | - | - | - | - |
| Utilizzi | - | - | - | - | - | - |
| Rilasci | - | 51 | - | - | - | - |
| Write-off | - | - | - | - | - | - |
| Altre movimentazioni | - | - | - | - | - | - |
| Totale al 31 dicembre 2024 | 10.507 | - | 10.507 | - | - | - |

Il fondo perdite attese relativo ai crediti finanziari è pari al 31 dicembre 2024 ad euro 10.507 migliaia (euro 10.558 migliaia al 31 dicembre 2023) e si riferisce all'impairment:

- dei crediti finanziari e titoli a medio e lungo termine per euro 65 migliaia (euro 108 migliaia al 31 dicembre 2023);
- dei crediti finanziari e titoli a breve termine per euro 10.442 migliaia (euro 10.450 migliaia al 31 dicembre 2023).

La tabella seguente indica la movimentazione del fondo perdite attese su crediti commerciali (in base all'approccio semplificato):

Migliaia di euro

| | ECL Lifetime | | |
|-----------------------------------|------------------|---------------|------------------|
| | Individuale | Collettiva | Totale |
| 1° gennaio 2023 | 1.161.171 | 38.329 | 1.199.500 |
| Svalutazioni | 44.570 | - | 44.570 |
| Utilizzi | (126.001) | - | (126.001) |
| Rilasci | (11.975) | - | (11.975) |
| Write-off | - | - | - |
| Altre movimentazioni | (5.069) | 5.069 | - |
| Totale al 31 dicembre 2023 | 1.062.696 | 43.398 | 1.106.094 |
| Svalutazioni | 24.512 | - | 24.512 |
| Utilizzi | (34) | - | (34) |
| Rilasci | (37.752) | - | (37.752) |
| Write-off | - | - | - |
| Altre movimentazioni | 3.691 | (3.691) | - |
| Totale al 31 dicembre 2024 | 1.053.113 | 39.707 | 1.092.820 |

Il fondo perdite attese relativo ai crediti commerciali, pari al 31 dicembre 2024 ad euro 1.092.820 migliaia (euro 1.106.094 migliaia al 31 dicembre 2023), si riferisce all'*impairment*:

- dei crediti trasporto energia per euro 1.023.523 migliaia (euro 1.039.304 migliaia al 31 dicembre 2023), di cui euro 18.061 migliaia per interessi di mora
- dei crediti servizi di misura e connessioni per euro 52.876 migliaia (euro 53.187 migliaia al 31 dicembre 2023);
- degli altri crediti commerciali per euro 16.421 migliaia (euro 13.603 migliaia al 31 dicembre 2023).

La tabella seguente indica la movimentazione del fondo perdite attese su altre attività finanziarie al costo ammortizzato (in base all'approccio semplificato). Nella tabella è stata ricompresa anche la perdita attesa relativa delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti:

Migliaia di euro

| | ECL Lifetime | | |
|-----------------------------------|---------------|------------|---------------|
| | Individuale | Collettiva | Totale |
| 1° gennaio 2023 | 2.069 | 17 | 2.086 |
| Svalutazioni | 89 | - | 89 |
| Utilizzi | - | - | - |
| Rilasci | (58) | - | (58) |
| Write-off | - | - | - |
| Altre movimentazioni | (2) | 3 | 1 |
| Totale al 31 dicembre 2023 | 2.098 | 20 | 2.118 |
| Svalutazioni | 19.307 | 1 | 19.308 |
| Utilizzi | - | - | - |
| Rilasci | (50) | - | (50) |
| Write-off | - | - | - |
| Altre movimentazioni | - | - | - |
| Totale al 31 dicembre 2024 | 21.355 | 21 | 21.376 |

Si precisa che nella nota n. 44 "Risk Management" sono fornite informazioni aggiuntive relativamente all'esposizione al rischio di credito e alle perdite attese.

43.2 Attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico complessivo (FVOCI) – strumenti di capitale

La tabella seguente espone le attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico complessivo (FVOCI) al 31 dicembre 2024 per natura, confrontate con l'esercizio precedente, suddivise in attività finanziarie correnti e non correnti:

| Migliaia di euro | Note | Non correnti | | Correnti | |
|---------------------------------|------|------------------|------------------|---------------|---------------|
| | | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 |
| Partecipazioni in altre imprese | 23 | 136.560 | - | - | - |
| Totale | | 136.560 | - | - | - |

Al 31 dicembre 2024, tra le attività non correnti al FVOCI, si riscontra la partecipazione in Duereti S.r.l. per un valore di euro 136.560 migliaia.

43.3 Attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico

Al 31 dicembre 2024 la Società presenta un derivato attivo non corrente, designato a *fair value* rilevato a conto economico, pari a euro 2.312 migliaia, riferito alle opzioni put/call sulla partecipazione residua del 10% in Duereti S.r.l.

43.4 Derivati attivi designati come strumenti di copertura

Per maggiori dettagli sui derivati attivi si prega di far riferimento alla nota n. 45 "Derivati e hedge accounting".

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.

| Migliaia di euro | Note | Non correnti | | Correnti | |
|--|------|-------------------|-------------------|------------------|------------------|
| | | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 |
| Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato | 43.5 | 10.318.187 | 10.412.080 | 8.000.290 | 8.423.885 |
| Passività finanziarie al fair value rilevato a conto economico | | - | - | - | - |
| Derivati di cash flow hedge | 45 | 35.718 | 13.210 | - | 259 |
| Totale | | 10.353.905 | 10.425.290 | 8.000.290 | 8.424.144 |

Per maggiori informazioni sulla rilevazione e classificazione dei derivati passivi correnti e non correnti si prega di far riferimento alla Nota Esplicativa n. 45 "Derivati e Hedge Accounting".

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 46 "Attività e Passività misurate al *fair value*".

43.5 Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato

La tabella seguente espone le passività finanziarie valutate al costo ammortizzato, suddivise in correnti e non correnti:

| Migliaia di euro | Note | Non correnti | | Note | Correnti | |
|---|------|-------------------|-------------------|------|------------------|------------------|
| | | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 |
| Finanziamenti a lungo termine | 34 | 10.318.187 | 10.412.080 | 34 | 447.010 | 325.395 |
| Finanziamenti a breve termine | | - | - | 34 | 2.000.124 | 2.886.666 |
| Debiti commerciali | | - | - | 41 | 1.593.344 | 1.775.856 |
| Debiti verso CSEA | | - | - | 42 | 3.627.066 | 3.128.879 |
| Altre passività finanziarie correnti | | - | - | 39 | 62.785 | 72.237 |
| Passività contrattuali - lavori in corso su ordinazione | | - | - | 38 | 18.544 | 16.839 |
| Altre passività correnti: | | - | - | 40 | 251.417 | 218.012 |
| - Depositi cauzionali da clienti | | - | - | | 98.001 | 72.582 |
| - Debiti diversi verso clienti | | - | - | | 153.416 | 145.430 |
| Totale | | 10.318.187 | 10.412.080 | | 8.000.290 | 8.423.884 |

Per il contenuto delle voci si rinvia alle specifiche Note Esplicative.

Finanziamenti

Finanziamenti a lungo termine (inclusa la quota corrente in scadenza nei 12 mesi successivi) – 10.765.198 migliaia di euro

Tali voci riflettono il debito a lungo termine relativo a finanziamenti bancari e ad altri finanziamenti in euro incluse le quote in scadenza entro i 12 mesi.

In particolare, tali voci accolgono per euro 1.000.000 migliaia due finanziamenti concessi da Enel Italia S.p.A. nel 2021 entrambi a tasso fisso e di durata decennale, per euro 6.350.000 migliaia tre finanziamenti concessi da Enel Italia S.p.A. nel corso del 2022 così dettagliati:

- nel mese di aprile, per euro 3.500.000 migliaia, ad un tasso fisso del 2,52 % e durata pari a 10 anni;
- nel mese di ottobre, per euro 2.000.000 migliaia, ad un tasso variabile Euribor di 6 mesi più un margine del 1,80% e durata pari a 7 anni;
- nel mese di novembre, per euro 850.000 migliaia, ad un tasso variabile Euribor 6 mesi più un margine del 2,69% e durata pari a 10 anni.

I finanziamenti a lungo termine accolgono, per complessivi euro 2.798.185 migliaia, nove prestiti concessi dalla Banca Europea per gli Investimenti (BEI) per finanziare alcuni investimenti realizzati dalla Società.

Il primo, di importo originario pari a euro 600.000 migliaia (erogato in due tranches: la prima per euro 400.000 migliaia e la seconda per euro 200.000 migliaia), è stato concesso nel 2006, per finanziare il programma di investimenti di e-distribuzione S.p.A. relativo al triennio 2006-2008, denominato "Efficienza Rete"; tale prestito, di durata ventennale e contratto ad un tasso variabile pari all'EURIBOR a sei mesi incrementato dello 0,17% (per la sola seconda tranche), è rimborsabile in rate costanti semestrali a partire dal 2012 ed è garantito da fidejussioni rilasciate da Istituti di credito.

Il secondo, di importo originario pari a euro 350.000 migliaia e denominato "Efficienza Rete III", è stato concesso nel 2011, ed è finalizzato a coprire parte degli investimenti connessi agli interventi di efficientamento della rete elettrica nazionale, previsti nel piano industriale di e-distribuzione S.p.A. per il periodo 2012-2014; tale prestito di durata ventennale e stato contratto ad un tasso variabile pari all'EURIBOR a sei mesi incrementato dello 0,74%, è rimborsabile in rate costanti semestrali a partire dal 2016 ed è garantito da una parent company guarantee rilasciata da Enel S.p.A.

Nel corso del 2012 è stata concessa un'estensione del finanziamento "Efficienza Rete III", denominato "Efficienza Rete III B", per complessivi euro 380.000 migliaia, sempre di durata ventennale e contratto ad un tasso variabile pari all'EURIBOR a sei mesi incrementato del 1,55%; tale finanziamento è rimborsabile in rate costanti semestrali a partire dal 2018 ed è garantito da una parent company guarantee rilasciata da Enel S.p.A.

A novembre 2013 è stata concessa un'ulteriore estensione del finanziamento "Efficienza Rete III", denominato "Efficienza Rete III C", per un importo di euro 270.000 migliaia, di durata ventennale remunerato al tasso variabile pari all'EURIBOR a sei mesi maggiorato del 0,88%, garantito da una parent company guarantee rilasciata da Enel S.p.A.; tale finanziamento è rimborsabile in rate costanti semestrali a partire dal 2019.

A luglio 2017 la BEI ha messo a disposizione della Società, per il progetto OPEN METER relativo alla sostituzione in Italia dei contatori elettronici di prima generazione con quelli digitali di seconda generazione, una linea di credito per un importo complessivo di euro 1.000.000 migliaia.

La prima tranche di euro 500.000 migliaia è stata interamente erogata: una prima parte, pari a euro 100.000 migliaia è stata erogata il 21 settembre 2017 ad un tasso variabile pari al massimo all'EURIBOR a sei mesi incrementato del 0,391%. Si evidenzia che le spese di istruttoria, pari a euro 150 migliaia, sono state portate a rettifica del valore del finanziamento ricevuto e che al 31 dicembre 2024 il loro costo ammortizzato risulta essere pari a euro 48 migliaia. Una seconda parte, pari a euro 200.000 migliaia, è stata erogata il 3 maggio 2018 ad un tasso variabile

pari al massimo all'EURIBOR a sei mesi maggiorato del 0,429%. L'ultima parte della prima tranche, pari a euro 200.000 migliaia, è stata erogata il 19 ottobre 2018 ad un tasso variabile pari al massimo all'EURIBOR a sei mesi maggiorato del 0,346%. Tale finanziamento ha una durata quindicinale, è rimborsabile in rate costanti semestrali ed è garantito da parent company guarantee rilasciate da Enel S.p.A.

Il 20 giugno 2019, è stata totalmente erogata anche la seconda tranche, pari a euro 250.000 migliaia, del finanziamento complessivo di euro 1.000.000 migliaia approvato dalla BEI per il progetto OPEN METER. Tale prestito è stato concesso ad un tasso variabile pari al massimo all'EURIBOR a sei mesi maggiorato del 0,41%, per una durata quindicinale, rimborsabile in rate costanti semestrali, garantito anch'esso da parent company guarantee rilasciate da Enel S.p.A.

Il 30 marzo 2020, è stata totalmente erogata anche la terza ed ultima tranche, pari a euro 250.000 migliaia, del finanziamento complessivo di euro 1.000.000 migliaia approvato dalla BEI per il progetto OPEN METER. Tale prestito è stato concesso ad un tasso variabile pari al massimo all'EURIBOR a sei mesi maggiorato del 0,417%, per una durata quindicinale, rimborsabile in rate costanti semestrali, garantito anch'esso da parent company guarantee rilasciate da Enel S.p.A.

Nel mese di giugno 2021, la Società ha stipulato una linea di credito con la BEI per il Progetto e-grid per un importo massimo complessivo fino a euro 600.000 migliaia e contestualmente ha attivato il primo contratto di finanziamento, pari a euro 300.000 migliaia, che è stato interamente erogato in due tranches.

La prima tranche, di euro 150.000 migliaia, è stata erogata il 30 luglio 2021 ad un tasso variabile pari al massimo all'EURIBOR a sei mesi incrementato del 0,257%. Si evidenzia che le spese di istruttoria, pari a euro 150 migliaia, sono state portate a rettifica del valore del finanziamento ricevuto e che al 31 dicembre 2024 il loro costo ammortizzato risulta essere pari a euro 17 migliaia.

La seconda tranche, pari a euro 150.000 migliaia, è stata erogata il 22 dicembre 2021 ad un tasso variabile pari al massimo all'EURIBOR a sei mesi maggiorato del 0,275%. Tale finanziamento ha una durata quindicinale, è rimborsabile in rate costanti semestrali ed è garantito da parent company guarantee rilasciate da Enel S.p.A.

Nel mese di agosto 2022 è stata erogata l'ultima tranche della linea di credito con la BEI per il Progetto e-grid per un importo di euro 300.000 migliaia, ad un tasso variabile pari al massimo all'EURIBOR a sei mesi maggiorato del 0,473%. Tale finanziamento ha una durata quindicinale, è rimborsabile in rate costanti semestrali ed è, anch'esso, garantito da parent company guarantee rilasciate da Enel S.p.A.

Ad ottobre 2023 è stata erogata la prima e unica tranche del finanziamento BEI ENEL OPEN METER II per un importo di euro 500.000 migliaia, ad un tasso variabile pari all'EURIBOR a sei mesi maggiorato del 0,548%. Tale finanziamento ha una durata quindicinale, è rimborsabile in rate costanti semestrali ed è, anch'esso, garantito da parent company guarantee rilasciate da Enel S.p.A. Si evidenzia che le spese di istruttoria, pari a euro 150 migliaia, sono state portate a rettifica del valore del finanziamento ricevuto e che al 31 dicembre 2024 il loro costo ammortizzato risulta essere pari a euro 152 migliaia.

A dicembre 2024 è stato erogato un ulteriore finanziamento BEI denominato "Enel Electricity Distribution Network Upgrade" per un importo di euro 250.000 migliaia, ad un tasso fisso del 2,921% durata 15 anni, garantito da parent company guarantee rilasciata da Enel S.p.A., Si evidenzia che le spese di istruttoria, pari a euro 150 migliaia, sono state portate a rettifica del valore del finanziamento ricevuto e che al 31 dicembre 2024 il loro costo ammortizzato risulta pari a euro 135 migliaia.

Con riferimento a tutti i finanziamenti intrattenuti con la BEI, si precisa che l'importo rimborsato nell'anno 2024 è stato complessivamente pari a euro 185.459 migliaia.

Inoltre, tali voci accolgono per euro 357.333 migliaia due prestiti concessi dalla Cassa Depositi e Prestiti (CDP). Il primo, di durata ventennale, rimborsabile in rate costanti semestrali dal 2014 al 2028, è stato concesso per finanziare gli investimenti della società per il triennio 2009-2011. Una prima parte, pari a euro 800.000 migliaia è

stata erogata in due tranches (10 luglio e 15 ottobre 2009) ad un tasso variabile pari al massimo all'EURIBOR a sei mesi incrementato dell'1,86% (Prima tranche) e dell'1,91% (Seconda tranche). Una seconda parte, pari a euro 200.000 migliaia, è stata erogata nel 2011 ad un tasso variabile pari al massimo all'EURIBOR a sei mesi maggiorato di 1,71%. Tale finanziamento è garantito da una parent company guarantee rilasciata da Enel S.p.A. Il secondo finanziamento concesso da CDP, pari a euro 340.000 migliaia, è stato erogato nel 2012 a seguito dell'estensione del contratto quadro del 2009 per il finanziamento degli investimenti 2012-2014. A tale finanziamento è applicato un tasso variabile pari al massimo all'EURIBOR a sei mesi maggiorato di 1,94% ed è anch'esso assistito da una parent company guarantee rilasciata da Enel S.p.A.

L'importo rimborsato nell'anno 2024 per i finanziamenti intrattenuti con CDP è stato pari complessivamente a euro 89.333 migliaia.

In base a quanto previsto dall'art. 3 bis del D.L. n. 95/2012, nell'esercizio 2017 la Società ha sottoscritto con la banca Carisbo S.p.A. (confluita oggi in Intesa Sanpaolo S.p.A.), il primo di otto contratti di finanziamento agevolato erogabili in più soluzioni, da utilizzare esclusivamente per interventi di riparazione, ripristino o ricostruzione di propri impianti danneggiati o distrutti dal sisma che ha colpito la regione Emilia-Romagna nel 2012. Tali finanziamenti agevolati, di durata massima ventiquennale e a tasso fisso, sono erogati in più tranches sulla base degli stati di avanzamento lavori relativi all'esecuzione dei lavori, alle prestazioni di servizi e alle acquisizioni di beni necessari per l'esecuzione degli interventi ammessi a contributo. A fronte di ciascun finanziamento agevolato, la Società matura un credito di imposta in misura pari, per ciascuna scadenza di rimborso, all'importo ottenuto sommando alla sorte capitale gli interessi dovuti.

La prima tranche del primo finanziamento agevolato, pari a euro 123 migliaia è stata erogata il 10 novembre 2017 ad un tasso fisso pari al 2,424%. Nel corso del 2018 sono stati ricevuti ulteriori due finanziamenti:

- prima tranche, pari a euro 163 migliaia, erogata il 26 marzo 2018 ad un tasso fisso pari a 1,352%;
- prima tranche, pari a euro 1.091 migliaia, erogata il 25 luglio 2018 ad un tasso fisso pari a 3,063%.

Nell'esercizio 2019 sono stati ricevuti ulteriori finanziamenti:

- prima tranche, pari a euro 247 migliaia, erogata il 11 febbraio 2019 ad un tasso fisso pari a 3,35%;
- seconda tranche, pari a euro 25 migliaia, erogata il 26 luglio 2019 ad un tasso fisso pari a 2,25%;
- terza tranche, pari a euro 4 migliaia, erogata il 10 dicembre 2019 ad un tasso fisso pari a 1,39%;
- quarta tranche, pari a euro 791 migliaia, erogata il 10 dicembre 2019 ad un tasso fisso pari a 1,94%.

Nell'esercizio 2021 sono stati ricevuti ulteriori finanziamenti:

- prima tranche, pari a euro 3.545 migliaia, erogata il 10 agosto 2021 ad un tasso fisso pari a 1,06%;
- seconda tranche, pari a euro 158 migliaia, erogata il 10 settembre 2021 ad un tasso fisso pari a 1,24%;
- terza tranche, pari a euro 351 migliaia, erogata il 11 ottobre 2021 ad un tasso fisso pari a 1,41%;
- quarta tranche, pari a euro 354 migliaia, erogata il 25 ottobre 2021 ad un tasso fisso pari a 1,38%.

Nel corso del 2022 la Società ha sottoscritto con la banca Intesa Sanpaolo S.p.A., un contratto di finanziamento agevolato, ai sensi dell'articolo 1 della legge 28 dicembre 2015, n. 208 per i danni subiti agli impianti della Società nell'alluvione di Livorno del 2017 e ha ricevuto nel mese di maggio 2022 un finanziamento pari a euro 96 migliaia.

I rimborsi dei finanziamenti agevolati e i conseguenti crediti di imposta maturati dalla Società ne 2024, sono stati complessivamente pari a euro 242 migliaia.

La Società rileva passività finanziarie per leasing a tasso fisso, connesse ai contratti di locazione di fabbricati, autovetture ed altri mezzi di trasporto, di siti logistici per lo stoccaggio dei materiali, intrattenuti con società del gruppo (in particolare Enel Italia S.p.A. ed Enel Produzione S.p.A.) e terzi.

Esse ammontano complessivamente a euro 254.084 migliaia (di cui euro 120.459 migliaia verso la società Enel Italia S.p.A., euro 1.275 migliaia verso la società Enel Produzione S.p.A. ed euro 132.350 migliaia verso terzi).

Nel corso dell'esercizio 2024 i finanziamenti da leasing hanno registrato un incremento pari a euro 138.683 migliaia, rimborsi pari ad euro 75.559 migliaia e altri movimenti a riduzione pari ad euro 10.375 migliaia.

Le tabelle seguenti indicano il valore nominale, il valore contabile e il fair value dei finanziamenti a lungo termine al 31 dicembre 2024 e al 31 dicembre 2023, in migliaia di euro, inclusa la quota in scadenza nei dodici mesi successivi, aggregati per tipologia di finanziamento e di tasso d'interesse.

| Migliaia di euro | Valore nominale | Valore contabile | Quota corrente | Quota con scadenza oltre i 12 mesi | Fair value | Variazioni valore contabile 2024-2023 |
|--|-------------------|-------------------|----------------|------------------------------------|-------------------|---------------------------------------|
| al 31.12.2024 | | | | | | |
| Finanziamenti bancari: | | | | | | - |
| - tasso fisso | 255.948 | 255.813 | 246 | 255.567 | 243.490 | 249.623 |
| - tasso variabile | 2.905.519 | 2.905.301 | 286.156 | 2.619.145 | 2.881.787 | (274.649) |
| - linee di credito <i>revolving e non-revolving</i> (quota utilizzata) | | | | | | - |
| Totale finanziamenti bancari | 3.161.467 | 3.161.114 | 286.402 | 2.874.712 | 3.125.277 | (25.026) |
| Finanziamenti non bancari: | | | | | | - |
| - derivanti da contratti di leasing - tasso fisso | 254.084 | 254.084 | 63.584 | 190.500 | 254.084 | 52.749 |
| - derivanti da contratti di leasing - tasso variabile | | | | | | - |
| - altri finanziamenti - tasso fisso | 4.500.000 | 4.500.000 | 66.667 | 4.433.333 | 4.243.319 | - |
| - altri finanziamenti - tasso variabile | 2.850.000 | 2.850.000 | 30.357 | 2.819.643 | 3.044.878 | - |
| Totale finanziamenti non bancari | 7.604.084 | 7.604.084 | 160.608 | 7.443.476 | 7.542.281 | 52.749 |
| Totale finanziamenti a tasso fisso | 5.010.032 | 5.009.897 | 130.497 | 4.879.400 | 4.740.893 | 302.372 |
| Totale finanziamenti a tasso variabile | 5.755.519 | 5.755.301 | 316.513 | 5.438.788 | 5.926.665 | (274.649) |
| Totale | 10.765.551 | 10.765.198 | 447.010 | 10.318.188 | 10.667.558 | 27.723 |

| Migliaia di euro | Valore nominale | Valore contabile | Quota corrente | Quota con scadenza oltre i 12 mesi | Fair value | Variazioni valore contabile 2023-2022 |
|--|-------------------|-------------------|----------------|------------------------------------|-------------------|---------------------------------------|
| al 31.12.2023 | | | | | | |
| Finanziamenti bancari: | | | | | | |
| - tasso fisso | 6.190 | 6.190 | 242 | 5.948 | 5.154 | (238) |
| - tasso variabile | 3.180.312 | 3.179.950 | 274.793 | 2.905.157 | 3.174.136 | 247.772 |
| - linee di credito <i>revolving e non-revolving</i> (quota utilizzata) | - | - | - | - | - | - |
| Totale finanziamenti bancari | 3.186.502 | 3.186.140 | 275.035 | 2.911.105 | 3.179.290 | 247.534 |
| Finanziamenti non bancari: | | | | | | |
| - derivanti da contratti di leasing - tasso fisso | 201.335 | 201.335 | 50.361 | 150.974 | 201.335 | 53.611 |
| - derivanti da contratti di leasing - tasso variabile | - | - | - | - | - | - |
| - altri finanziamenti - tasso fisso | 4.500.000 | 4.500.000 | - | 4.500.000 | 4.176.899 | - |
| - altri finanziamenti - tasso variabile | 2.850.000 | 2.850.000 | - | 2.850.000 | 3.078.637 | - |
| | 7.551.335 | 7.551.335 | 50.361 | 7.500.974 | 7.456.871 | 53.611 |
| Totale finanziamenti a tasso fisso | 4.707.525 | 4.707.525 | 50.603 | 4.656.922 | 4.383.388 | 53.373 |
| Totale finanziamenti a tasso variabile | 6.030.312 | 6.029.950 | 274.793 | 5.755.157 | 6.252.773 | 247.772 |
| Totale | 10.737.837 | 10.737.475 | 325.396 | 10.412.079 | 10.636.161 | 301.145 |

Per maggiori informazioni sull'analisi delle scadenze dei finanziamenti, si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 44 "Risk Management" e sui livelli del *fair value*, si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 46 "Attività e Passività misurate al *fair value*".

Nella tabella seguente sono riportati i finanziamenti bancari a lungo termine per valuta e tasso d'interesse:

| Migliaia di euro | Saldo | Valore nominale | Saldo | Valore nominale | Tasso di interesse nominale medio corrente | Tasso d'interesse effettivo in vigore |
|-------------------------------|----------------------|-------------------|----------------------|-------------------|--|---------------------------------------|
| | al 31.12.2024 | | al 31.12.2023 | | al 31.12.2024 | |
| Euro | 10.765.198 | 10.765.551 | 10.737.475 | 10.737.837 | 3,31% | 3,32% |
| Valuta estera | - | - | - | - | - | - |
| Totale valute non euro | - | - | - | - | - | - |
| TOTALE | 10.765.198 | 10.765.551 | 10.737.475 | 10.737.837 | | |

Nella tabella seguente sono riportati i finanziamenti per leasing per controparte e tasso d'interesse:

| Migliaia di euro | Saldo | Valore nominale | Tasso medio di interesse in vigore | Tasso d'interesse effettivo in vigore |
|---------------------------------------|----------------------|-----------------|------------------------------------|---------------------------------------|
| | al 31.12.2024 | | al 31.12.2024 | |
| Passività da leasing - gruppo: | 121.734 | 121.734 | | |
| - tasso fisso | 121.734 | 121.734 | 3,59% | 3,59% |
| - tasso variabile | - | - | - | - |
| Passività da leasing - terzi: | 132.350 | 132.350 | | |
| - tasso fisso | 132.350 | 132.350 | 2,92% | 2,92% |
| - tasso variabile | - | - | - | - |
| TOTALE | 254.084 | 254.084 | | |

La tabella seguente indica le caratteristiche dei finanziamenti bancari e non ricevuti nell'esercizio 2024:

Migliaia di euro

| Tipo di finanziamento | Emittente | Data di emissione | Importo emesso | Valuta | Tasso d'interesse | Tipo di tasso d'interesse | Scadenza |
|-------------------------------|-----------------|-------------------|----------------|--------|-------------------|---------------------------|------------|
| Finanziamenti bancari: | | | | | | | |
| | E-Distribuzione | 19/12/2024 | 250.000 | EUR | 2,92% | tasso fisso | 19/12/2039 |
| Totale | | | 250.000 | | | | |

Indebitamento finanziario a lungo termine – Principali covenant

I debiti finanziari a lungo termine BEI e CDP contengono i covenant tipici della prassi internazionale, che possono essere riassunti – in via principale e sostanziale - come segue:

- > clausola relativa alle garanzie o privilegi aggiuntivi, in base alla quale non si dovranno costituire o fornire a terzi garanzie o privilegi aggiuntivi rispetto a quelli già disciplinati nel finanziamento, a meno che una garanzia equivalente non sia estesa pariteticamente o pro quota ai finanziamenti in oggetto, fatti salvi i casi espressamente previsti;
- > clausola di “*pari passu*”, in base alla quale le obbligazioni di pagamento assunte dal prestatore ai sensi del contratto di finanziamento dovranno collocarsi almeno nello stesso grado rispetto a tutte le altre obbligazioni ai sensi di ogni sua esposizione debitoria, salvo per quelle obbligazioni che sono per legge sovraordinate ai sensi della normativa applicabile alle società in generale;
- > clausola relativa alle operazioni straordinarie, in base alla quale, al verificarsi di determinate operazioni (quali, per esempio, operazioni di fusione, scissione, cessione o conferimento di ramo di azienda), il prestatore ha l'obbligo di darne comunicazione alla banca. In tale caso, la banca ha la facoltà di consultare il prestatore e di richiedere la costituzione di ulteriori garanzie, ovvero modifiche dei contratti di finanziamento o misure alternative da essa ritenute soddisfacenti. Qualora il prestatore non vi provveda o se la banca ritenga ragionevolmente che gli effetti dell'operazione non possano essere attenuati in maniera per essa soddisfacente, la stessa banca ha facoltà di cancellare il credito non ancora erogato e richiedere il rimborso anticipato dei prestiti. In taluni casi, sono escluse dall'applicazione di tale clausola le operazioni straordinarie tra le società appartenenti al Gruppo Enel;
- > clausola relativa alle modifiche dell'assetto di controllo, in base alla quale il prestatore ha l'obbligo di comunicare alla banca eventuali mutamenti degli assetti di controllo propri o della controllante Enel S.p.A. o, in taluni casi, di altre società del Gruppo Enel. In tale caso, la banca ha la facoltà di consultare il prestatore e di richiedere la costituzione di ulteriori garanzie, ovvero modifiche dei contratti di finanziamento o misure alternative da essa ritenute soddisfacenti. In mancanza, la banca ha facoltà di cancellare il credito non ancora erogato e richiedere il rimborso anticipato dei prestiti;
- > clausola di perdita di *rating*, in base alla quale, al verificarsi di una variazione del *credit rating* del garante, sia esso Enel S.p.A. o banche di gradimento della BEI, al di sotto di determinati livelli, la banca potrebbe, in mancanza di soluzioni alternative per essa soddisfacenti, richiedere la cancellazione del credito non ancora erogato e/o il rimborso anticipato del prestito, ovvero esercitare gli ulteriori rimedi contrattuali;
- > obbligo di copertura assicurativa e di mantenimento della proprietà, del possesso e di utilizzo di opere, impianti e macchinari oggetto del finanziamento per tutta la durata del prestito;

- > clausola di limitazione ai trasferimenti di beni, che prevede l'impegno a non trasferire, dare in locazione e/o comunque cedere attività o beni, salvo nei casi espressamente ammessi;
- > clausola di "risoluzione" o "recesso" del contratto in base alla quale, al verificarsi di determinati eventi (quali, per esempio, inesattezze nella documentazione rilasciata in occasione del contratto, mancato pagamento alla scadenza, stato di insolvenza, fallimento o assoggettamento ad altre procedure concorsuali, *cross-default*, mutamento sostanziale pregiudizievole ecc.), la banca ha facoltà di cancellare il credito non ancora erogato e richiedere il rimborso anticipato dei prestiti.

In particolare, in alcuni finanziamenti tra la BEI e e-distribuzione S.p.A. tra cui quelli stipulati a giugno 2021 (modificato nel luglio 2022), luglio 2022, settembre 2023 e novembre 2024, è prevista, tra gli altri covenant, una clausola di perdita della concessione. In base a tale clausola, il prenditore ha l'obbligo di comunicare alla banca eventuali ipotesi di revoca, recesso o cessazione dell'efficacia della concessione per le attività di distribuzione di energia elettrica di cui è titolare il prenditore, che pregiudichi l'adempimento degli obblighi di pagamento o le condizioni finanziarie del prenditore stesso. In tale caso, la banca ha la facoltà di consultare il prenditore e di richiedere la costituzione di ulteriori garanzie, ovvero modifiche dei contratti di finanziamento o misure alternative da essa ritenute soddisfacenti. In mancanza, la banca ha facoltà di cancellare il credito non ancora erogato e richiedere il rimborso anticipato dei prestiti.

Struttura del debito a lungo termine dopo la copertura

La tabella seguente indica l'effetto della copertura sul rischio di tasso d'interesse sull'ammontare lordo dei debiti a lungo termine in essere alla data di riferimento del bilancio.

| | al 31.12.2024 | | | | al 31.12.2023 | | | |
|-----------------|-----------------------|-------------|-------------------|-------------|-----------------------|-------------|-------------------|--|
| | Prima della copertura | | Dopo la copertura | | Prima della copertura | | Dopo la copertura | |
| % | | | | | | | | |
| Tasso variabile | 5.755.519 | 53% | 3.457.161 | 32% | 6.030.312 | 56% | 0% | |
| Tasso fisso | 5.010.032 | 47% | 7.308.390 | 68% | 4.707.525 | 44% | 0% | |
| Totale | 10.765.551 | 100% | 10.765.551 | 100% | 10.737.837 | 100% | - 0% | |

Per il contenuto delle altre voci contenute nelle Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato, si rinvia alle specifiche Note Esplicative.

Finanziamenti a breve termine – 2.000.124 migliaia di euro

La tabella seguente indica i finanziamenti a breve termine al 31 dicembre 2024 distinti per natura, confrontati con l'esercizio precedente:

| Migliaia di euro | al 31.12.2024 | | al 31.12.2023 | | 2024-2023 | |
|--|------------------|--|------------------|--|------------------|--|
| | | | | | | |
| Finanziamenti bancari a breve termine | 124 | | 263 | | (139) | |
| Finanziamenti bancari a breve termine - gruppo | 2.000.000 | | 1.500.000 | | 500.000 | |
| Conto corrente intersocietario | - | | 1.386.403 | | (1.386.403) | |
| Totale | 2.000.124 | | 2.886.666 | | (886.542) | |

I finanziamenti a breve termine si riferiscono al saldo a debito dei conti correnti bancari e del conto corrente intersocietario oltre che ad una linea di credito revolving con la controllante.

In particolare, i Finanziamenti bancari a breve termine – gruppo, accolgono la linea di credito revolving, pari a euro 2.000.000 migliaia, rinnovata nel mese di luglio 2024 dalla controllante per una durata massima di un anno, con tasso trimestrale variabile (Euribor 3 mesi) più spread 0,80%. Al 31 dicembre 2024 tale linea di credito risulta completamente utilizzata.

Al 31 dicembre 2023 tale voce, pari a euro 1.500.000 migliaia, accoglieva la linea di credito revolving, completamente utilizzata, ottenuta nel mese di luglio 2023 dalla controllante per una durata massima di un anno, con tasso trimestrale variabile (Euribor 3 mesi) più spread 0,80%.

Il saldo del conto corrente intersocietario intrattenuto con la controllante, al 31 dicembre 2024, risulta a credito per euro 904.131 migliaia. Sui saldi giornalieri a debito è stato applicato, per ciascun mese dell'anno 2024, un tasso di interesse pari all'“Euribor ad un mese-media mensile”, maggiorato di uno spread pari allo 0,62% fino al 30 settembre 2024 e dello 0,76% dal 1° ottobre 2024, e sui saldi creditori un tasso che è variato mensilmente.

Al 31 dicembre 2023, il saldo del conto corrente intersocietario intrattenuto con la controllante, risultava a debito per euro 1.386.403 migliaia. Sui saldi giornalieri a debito è stato applicato, per ciascun mese dell'anno 2023, un tasso di interesse pari all'“Euribor ad un mese-media mensile”, maggiorato di uno spread pari 0,62%, e sui saldi creditori un tasso che è variato mensilmente.

43.6 Derivati passivi di cash flow hedge

Per maggiori dettagli sui derivati passivi di cash flow hedge si prega di far riferimento alla nota n. 45 “*Derivati ed hedge accounting*”.

43.7 Utili (perdite) netti

Nella tabella seguente sono riportati gli utili e le perdite nette al 31 dicembre 2024 distinti per categoria di strumenti finanziari, esclusi i derivati:

| Migliaia di euro | | | | |
|---|-----------------------|--|-----------------------|--|
| | Utili/(perdite) netti | Di cui: Impairment / Ripristini di impairment | Utili/(perdite) netti | Di cui: Impairment / Ripristini di impairment |
| | 2024 | 2024 | 2023 | 2023 |
| Attività finanziarie al FVOCI: | - | - | - | - |
| Attività finanziarie misurate al costo ammortizzato | (43.023) | (50) | (41.816) | 8.889 |
| Attività finanziarie al FVTPL: | - | - | - | - |
| Passività finanziarie misurate al costo ammortizzato | 623.573 | - | 595.655 | - |
| Passività finanziarie al FVTPL: | - | - | - | - |

Per il dettaglio degli utili e delle perdite nette su strumenti finanziari derivati si rimanda alla nota 17 “Proventi/(Oneri) finanziari da derivati”.

44. Risk Management

44.1 Governance e obiettivi di gestione dei rischi finanziari

La Società, nello svolgimento della propria attività, è esposta ad una varietà di rischi connessi al suo business e per i quali si è dotata di un modello di governance collaudato e ben articolato, in linea con il modello del Gruppo Enel e con quelli più accreditati nel contesto internazionale. Tale modello ha come obiettivi:

- l'attuazione di un Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi (SCIGR);
- la rappresentazione organica ed univoca dei principali rischi (catalogo dei rischi);
- l'adozione di processi, strumenti e metodologie che abilitino l'adozione di decisioni consapevoli che tengano conto della natura e del livello dei rischi e che ne colgano, al contempo, le relative opportunità.

In linea con il catalogo dei rischi di Gruppo, i rischi sono classificati in sei categorie: Strategici, Finanziari, Operativi, Governance & Culture, Tecnologia Digitale e Compliance.

Per contenere e/o ottimizzare l'esposizione a tali rischi, la Società svolge una serie di attività di gestione, monitoraggio, controllo e reporting degli stessi.

44.2 Rischi finanziari

La Società è esposta a diversi rischi finanziari quali il rischio tasso di interesse, il rischio tasso di cambio, il rischio di credito e controparte e il rischio di liquidità.

e-distribuzione S.p.A. ha adottato un sistema di governance dei rischi finanziari che prevede la presenza di comitati interni e l'impiego di apposite policy ed indicatori di rischio. L'obiettivo è quello di mitigare opportunamente i rischi finanziari al fine di minimizzare variazioni inattese sul risultato economico senza precludersi, allo stesso tempo, la possibilità di cogliere eventuali opportunità.

Rischio di tasso di interesse

La Società è esposta al rischio che variazioni del livello dei tassi di interesse comportino variazioni inattese degli oneri finanziari netti o del valore di attività e passività finanziarie valutate al fair value.

L'esposizione al rischio di tasso di interesse deriva principalmente dalla variabilità delle condizioni di finanziamento, in caso di accensione di un nuovo debito, e dalla variabilità dei flussi di cassa relativi agli interessi prodotti dalla porzione di debito a tasso variabile.

La gestione del rischio di tasso di interesse mira al contenimento degli oneri finanziari e della loro volatilità mediante l'ottimizzazione del portafoglio di passività finanziarie e la stipula di contratti finanziari derivati sui mercati OTC.

Il controllo del rischio attraverso specifici processi ed indicatori consente di limitare i possibili impatti finanziari avversi e, al contempo, di ottimizzare la struttura del debito con un adeguato livello di flessibilità che garantisca il mantenimento della solidità e dell'equilibrio della struttura finanziaria.

Per maggiori dettagli si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 43 "Strumenti finanziari per categoria".

La seguente tabella mostra il valore nozionale dei derivati su tassi di interesse al 31 dicembre 2024 e 31 dicembre 2023 suddiviso per tipologia di contratto:

| Migliaia di euro | Valore nozionale | |
|---------------------------------------|------------------|------------------|
| | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 |
| Interest rate swaps fixed to floating | - | - |
| Interest rate swaps floating to fixed | 2.298.357 | 1.604.032 |
| Interest rate options | - | - |
| Totale | 2.298.357 | 1.604.032 |

Gli strumenti finanziari derivati possono essere designati come di *Cash Flow Hedge* o di *Fair value Hedge* qualora se ne ravvisi l'opportunità e siano soddisfatti i requisiti formali previsti dallo IFRS 9, altrimenti sono classificati come di *Trading*.

La Società non stipula contratti derivati a fini speculativi.

Per maggiori dettagli sui derivati su tasso di interesse, si prega di far riferimento alla nota di commento n. 45 "Derivati e hedge accounting".

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.

Al 31 dicembre 2024 il 53% (56% al 31 dicembre 2023) dell'indebitamento finanziario lordo 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 dallo IFRS 9), l'indebitamento finanziario lordo, al 31 dicembre 2024, risulta essere coperto al 68% (59% al 31 dicembre 2023).

Analisi di sensitività del tasso d'interesse

La Società effettua l'analisi di sensitività attraverso la stima degli effetti della variazione nel livello dei tassi di interesse sul portafoglio in strumenti finanziari.

In particolare, l'analisi di sensitività misura il potenziale impatto di scenari di mercato sia a Patrimonio Netto, per la componente di copertura dei derivati in *Cash flow hedge*, che a Conto Economico per i derivati che non si qualificano in *Hedge Accounting* e per la quota parte di indebitamento netto non coperto da strumenti derivati.

Tali scenari sono rappresentati dalla traslazione parallela in aumento ed in diminuzione nella curva dei tassi di interesse di riferimento alla data di bilancio.

Mantenendo costanti tutte le altre variabili, il risultato prima delle imposte è impattato come segue:

| Migliaia di euro | Aumento/riduzione nei basis points | al 31.12.2024 | | al 31.12.2023 | |
|--|------------------------------------|---|--|---|--|
| | | Impatto a conto economico (a lordo delle imposte) | Impatto a patrimonio netto (a lordo delle imposte) | Impatto a conto economico (a lordo delle imposte) | Impatto a patrimonio netto (a lordo delle imposte) |
| Variazione degli oneri finanziari sul debito lordo a Lungo Termine a tasso variabile dopo le coperture | 25 | 8.643 (8.643) | - | 11.066 (11.066) | - |
| Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura | 25 | - | - | - | - |
| Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura: | | | | | |
| <i>Cash Flow hedge</i> | 25 | - | 30.235 (30.235) | 13 (13) | 20.527 (20.527) |
| <i>Fair value hedge</i> | 25 | - | - | - | - |

Non ci sono variazioni rispetto al periodo precedente nei metodi e nelle assunzioni utilizzate nell'analisi di sensitività.

Rischio di cambio

Il rischio tasso di cambio è il rischio che i flussi finanziari futuri di uno strumento finanziario o il suo *fair value* fluttuino a seguito di variazioni nel livello di mercato dei tassi di cambio.

La principale fonte di rischio tasso di cambio deriva dalle variazioni avverse del controvalore in euro di grandezze economiche e patrimoniali denominate in una valuta differente rispetto all'euro quali costi, ricavi, passività e attività finanziarie.

Al 31 maggio 2024 sono andate in esito le ultime coperture eseguite a copertura del rischio cambio relativo all'acquisto di contatori digitali e relativi apparati; quindi, al 31 dicembre 2024 non risultano aperte posizioni finanziarie di copertura

Nella seguente tabella vengono forniti, alla data del 31 dicembre 2024 e del 31 dicembre 2023, il valore nozionale delle operazioni in essere suddivise per tipologia di strumento di copertura:

| Migliaia di euro | Valore nozionale | |
|-----------------------------------|------------------|---------------|
| | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 |
| Cross currency rate swaps (CCIRs) | - | - |
| Currency forwards | - | 26.578 |
| Currency swaps | - | - |
| Totale | - | 26.578 |

In base all'analisi dell'indebitamento, si rileva che e-distribuzione non detiene passività finanziarie denominate in divisa diversa dall'euro.

Analisi di sensitività del tasso di cambio

La Società effettua l'analisi di sensitività attraverso la stima degli effetti della variazione nel livello dei tassi di cambio sul portafoglio in strumenti finanziari.

In particolare, l'analisi di sensitività misura il potenziale impatto di scenari di mercato sia a Patrimonio netto, per la componente di copertura dei derivati in Cash flow hedge, che a Conto economico per i derivati che non si qualificano in Hedge Accounting. Tali scenari sono rappresentati dall' apprezzamento/deprezzamento del tasso di cambio dell'euro verso tutte le divise estere rispetto al valore rilevato alla data di bilancio.

Non essendo presenti passività finanziarie né coperture l'analisi di sensitività non è stata eseguita alla data di chiusura del bilancio 2024.

| Migliaia di euro | Aumento/riduzione nei tassi di cambio | al 31.12.2024 | | al 31.12.2023 | |
|--|---------------------------------------|---|--|---|--|
| | | Impatto a conto economico (a lordo delle imposte) | Impatto a patrimonio netto (a lordo delle imposte) | Impatto a conto economico (a lordo delle imposte) | Impatto a patrimonio netto (a lordo delle imposte) |
| Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura | 10% | - | - | - | - |
| Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura: | | | | | |
| <i>Cash Flow hedge</i> | 10% | - | - | (202) | (2.175) |
| | | - | - | 247 | 2.656 |
| <i>Fair value hedge</i> | 10% | - | - | - | - |
| | | - | - | - | - |

Rischio di prezzo delle Commodity

La Società, in seguito a periodici assessment, ritiene non rilevante il rischio di oscillazione dei prezzi delle commodity, principalmente acciaio ed alluminio.

Rischio credito e controparte

Il rischio di credito è il rischio che una controparte non adempia alle proprie obbligazioni previste da uno strumento finanziario o da un contratto con i clienti, tale da generare una perdita. La Società è esposta a rischio di credito nell'ambito dell'attività operativa e finanziaria, ivi inclusi i derivati, i depositi con le banche e le società finanziarie, le transazioni in valuta estera e gli altri strumenti finanziari.

Variazioni inattese del merito creditizio di una controparte generano effetti sulla posizione creditoria, in termini di insolvenza (rischio di default) o di variazioni nel valore di mercato della stessa (rischio di spread).

Nell'ambito del processo delle operazioni di distribuzione di energia elettrica, le controparti sono monitorate mediante la valutazione del rischio di credito ad esse associato e, come disciplinato dal Codice di Rete, vengono richieste a garanzia del contratto di trasporto fidejussioni bancarie e/o assicurative e/o depositi cauzionali e/o garanzie reputazionali (Rating creditizio e Parent Company Guarantee) volti ad assicurare un adeguato livello di protezione dal rischio di default della controparte.

Le posizioni aperte su operazioni in strumenti finanziari derivati concluse con controparti del Gruppo Enel Italia sono gestite e monitorate in linea con le policy di Gruppo.

La Società svolge il servizio di distribuzione e misura di energia elettrica in concessione Ministeriale, pertanto opera con i clienti (trader) che abbiano i requisiti previsti dall'ARERA.

La massima esposizione al rischio di credito per le componenti di Stato Patrimoniale al 31 dicembre 2024 e 2023 è rappresentata dal valore contabile, come illustrato nel paragrafo n. 43 "Strumenti Finanziari per categoria".

Concentrazione ed esposizione del rischio di credito della clientela

La seguente tabella fornisce informazioni sull'esposizione del rischio credito e ECL per i crediti finanziari soggetti a *impairment* ad esclusione dei crediti commerciali, delle attività derivanti da contratti con i clienti e delle altre attività a costo ammortizzato (incluse disponibilità liquide e mezzi equivalenti):

Migliaia di euro

| Staging | Base per la definizione del Fondo perdite attese | Equivalente al rating del credito esterno | Tasso di perdita medio ponderato (PD*LGD) | Valore contabile lordo | Fondo perdite attese | Valore contabile |
|------------------------|--|---|---|------------------------|----------------------|------------------|
| Performing | 12 m ECL | BBB- to AAA | 1,02% | 1.029.185 | 10.507 | 1.018.678 |
| Underperforming | Lifetime ECL | BB+ to C | - | - | - | - |
| | | | - | - | - | - |
| Non-performing | | D | - | - | - | - |
| Total | | | | 1.029.185 | 10.507 | 1.018.678 |

La tabella di seguito riportata fornisce informazioni sull'esposizione del rischio credito e ECL per i crediti commerciali, le attività derivanti da contratti con i clienti e le altre attività a costo ammortizzato (incluse disponibilità liquide e mezzi equivalenti), sia verso controparti Terze che del Gruppo, valutati individualmente:

Migliaia di euro

al 31 dicembre 2024

| | Expected credit loss rate (PD*LGD) | Valore contabile lordo | Fondo perdite attese | Valore Netto |
|--|------------------------------------|------------------------|----------------------|------------------|
| Attività derivanti da contratti con i clienti | 0,0% | - | - | - |
| Crediti Commerciali | 19,7% | 5.351.521 | 1.053.113 | 4.298.408 |
| Crediti commerciali non scaduti | 0,0% | 4.198.086 | 92 | 4.197.994 |
| Crediti commerciali scaduti: | 91,3% | 1.153.435 | 1.053.021 | 100.414 |
| 1 – 30 giorni | 6,5% | 14.207 | 924 | 13.283 |
| 31 – 60 giorni | 7,5% | 8.510 | 640 | 7.870 |
| 61 – 90 giorni | 10,1% | 6.194 | 624 | 5.570 |
| 91 – 120 giorni | 23,2% | 6.981 | 1.619 | 5.362 |
| 121 – 150 giorni | 24,6% | 4.692 | 1.153 | 3.539 |
| 151 – 180 giorni | 31,0% | 6.011 | 1.861 | 4.150 |
| più di 180 giorni (credit impaired) | 94,5% | 1.106.840 | 1.046.200 | 60.640 |
| Altre Attività Finanziarie a costo ammortizzato | 5,9% | 364.108 | 21.355 | 342.753 |
| Total | 18,8% | 5.715.629 | 1.074.468 | 4.641.161 |

La tabella di seguito riportata fornisce informazioni sull'esposizione del rischio credito e ECL per i crediti commerciali e le altre attività a costo ammortizzato (incluse disponibilità liquide e mezzi equivalenti) valutati collettivamente:

Migliaia di euro

al 31 dicembre 2023

| | Expected credit loss rate (PD*LGD) | Valore contabile lordo | Fondo perdite attese | Valore Netto |
|--|------------------------------------|------------------------|----------------------|---------------|
| Attività derivanti da contratti con i clienti | 0,0% | - | - | - |
| Crediti Commerciali | 67,9% | 58.457 | 39.707 | 18.750 |
| Crediti commerciali non scaduti | 0,0% | 30.459 | 7 | 30.452 |
| Crediti commerciali scaduti: | 141,8% | 27.998 | 39.700 | - |
| 1 – 30 giorni | -0,4% | 2.104 | 9 | - |
| 31 – 60 giorni | -0,9% | 1.448 | 13 | - |
| 61 – 90 giorni | -0,6% | 2.414 | 15 | - |
| 91 – 120 giorni | 0,0% | 1.690 | - | - |
| 121 – 150 giorni | -21,7% | 488 | 106 | - |
| 151 – 180 giorni | -1,8% | 3.868 | 68 | - |
| più di 180 giorni (credit impaired) | 98,7% | 40.010 | 39.489 | 521 |
| Altre Attività Finanziarie a costo ammortizzato | 0,6% | 3.443 | 21 | 3.422 |
| Total | 64,2% | 61.900 | 39.728 | 22.172 |

Al 31 dicembre 2024 sono presenti anche impairment di altri crediti non in scope IFRS9, con un valore contabile lordo pari a euro 113.514 migliaia, svalutati per un ammontare pari a euro 106.402 migliaia (al 31 dicembre 2023 risultavano svalutati per euro 106.498 migliaia). Per maggiori dettagli si rimanda al commento riportato nella voce 26.2 “Altre attività correnti”.

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità è il rischio che la Società possa incorrere in difficoltà di adempimento alle proprie obbligazioni associate a passività finanziarie che sono regolate tramite cassa o altre attività finanziarie.

Gli obiettivi di gestione del rischio di liquidità sono:

- garantire un adeguato livello di liquidità per la Società, minimizzando il relativo costo opportunità;
- mantenere una struttura del debito equilibrata in termini di profilo di maturity e fonti di finanziamento.

Nel breve periodo, il rischio di liquidità è mitigato garantendo un adeguato livello di liquidità e risorse incondizionatamente disponibili, ivi comprese disponibilità liquide e depositi a breve termine, le linee di credito committed disponibili e un portafoglio di attività altamente liquide.

Nel lungo termine, il rischio di liquidità è mitigato garantendo un profilo di maturity del debito equilibrato, la diversificazione delle fonti di finanziamento in termini di strumenti, mercati/valute e controparti.

Il forecasting dei flussi di cassa è predisposto da e-distribuzione con il supporto della Finanza di Enel Italia, che monitora in maniera rolling le previsioni sulle esigenze di liquidità della Società, al fine di assicurare le disponibilità liquide sufficienti per soddisfare le esigenze operative.

La società al 31 dicembre 2024 ha un fido di cassa con Enel Italia di 2.500 milioni di euro, un saldo del conto intercompany positivo di 904 milioni e una linea di credito con Enel Italia per 2.000 milioni di euro completamente utilizzata.

La seguente tabella sintetizza il profilo di scadenza delle passività finanziarie della Società sulla base dei flussi di pagamento contrattuali non attualizzati.

| Migliaia di euro | Scadenza entro | | | | |
|--|------------------|---------------------|----------------|------------------|--------------------|
| | Minore di 3 mesi | Tra 3 mesi e 1 anno | da 1 a 2 anni | Tra 2 e 5 anni | Maggiore di 5 anni |
| Finanziamenti bancari: | | | | | |
| - tasso fisso | - | 246 | 250 | 23.488 | 231.829 |
| - tasso variabile | 15.909 | 270.247 | 313.421 | 903.628 | 1.402.096 |
| - linee di credito <i>revolving e non-revolving</i> (quota utilizzata) | | | | | |
| Totale | 15.909 | 270.493 | 313.671 | 927.116 | 1.633.925 |
| Finanziamenti non bancari: | | | | | |
| - derivanti da contratti di leasing - tasso fisso | 17.777 | 45.807 | 57.850 | 114.627 | 18.023 |
| - derivanti da contratti di leasing - tasso variabile | | | | | |
| - altri finanziamenti - tasso fisso | - | 66.667 | 133.333 | 400.000 | 3.900.000 |
| - altri finanziamenti - tasso variabile | - | 30.357 | 60.714 | 2.182.143 | 576.786 |
| Totale | 17.777 | 142.831 | 251.897 | 2.696.770 | 4.494.809 |
| Derivati: | | | | | |
| Derivati di FVH | - | - | - | - | - |
| Derivati di CFH | - | - | 1.279 | - | 34.438 |
| Totale | - | - | 1.279 | - | 34.438 |
| Debiti commerciali e altri debiti | 1.593.331 | 2 | - | - | 11 |
| TOTALE | 1.627.017 | 413.326 | 566.847 | 3.623.886 | 6.163.183 |

45. Derivati e Hedge Accounting

45.1 Derivati designati come strumenti di copertura

I contratti derivati sono rilevati inizialmente al *fair value*, alla data di negoziazione del contratto, e successivamente sono rimisurati al loro *fair value*. Il metodo di rilevazione degli utili e delle perdite relativi a un derivato è dipendente dalla designazione dello stesso quale strumento di copertura, e in tal caso dalla natura dell'elemento coperto.

L'*hedge accounting* è applicato ai contratti derivati stipulati al fine di ridurre i rischi di tasso di interesse, rischio di cambio e rischio di prezzo delle commodity e agli investimenti netti in gestioni estere quando sono rispettati tutti i criteri previsti dall'IFRS 9.

All'*inception* della transazione, la Società deve documentare la relazione di copertura distinguendo tra strumenti di copertura ed elementi coperti, nonché tra strategia ed 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*, e-distribuzione S.p.A. 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, designa i derivati come strumenti di copertura in una delle seguenti relazioni di copertura:

- fair value hedge;
- cash flow hedge o
- investimenti netti in gestioni estere.

Per maggiori dettagli sulla natura e l'entità dei rischi derivanti dagli strumenti finanziari a cui e-distribuzione S.p.A. è esposta si rimanda alla nota 51 "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 (i.e. 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 da e-distribuzione S.p.A. 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 (i.e. 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, la Società valuta l'esistenza di misure di mitigazione del rischio (costituzione di garanzie, *break up clause*, *master netting agreements*, ecc.).

e-distribuzione S.p.A. ha stabilito un *hedge ratio* di 1:1 per tutte le relazioni di copertura 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 una analisi qualitativa o un calcolo quantitativo, a seconda delle circostanze:

> se i *critical terms* 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 terms* 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 differences* (i.e. 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* (i.e. l'elemento coperto e lo strumento di copertura si verificano o sono regolati a date diverse);
- > differenze di quantità o di importo nozionale (i.e. l'elemento coperto e lo strumento di copertura si basano su quantità o importi nozionali diversi);
- > altri rischi (i.e. 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 (i.e. il rischio di credito di controparte impatta diversamente sulle variazioni del fair value degli strumenti di copertura e dell'elemento coperto).

Fair value hedge

Il fair value hedge è utilizzato dalla Società per la copertura delle variazioni del *fair value*, di attività, passività o impegni irrevocabili, che sono attribuibili a un rischio specifico e potrebbero impattare il conto economico.

Le variazioni di *fair value* di derivati che si qualificano e sono designati come strumenti di copertura sono rilevate a conto economico, coerentemente con le variazioni di *fair value* dell'elemento coperto che sono attribuibili al rischio coperto.

Se la copertura non soddisfa più i criteri per l'applicazione dell'*hedge accounting*, l'adeguamento del valore contabile dell'elemento coperto, per il quale viene utilizzato il metodo del tasso di interesse effettivo, è ammortizzato a conto economico lungo la vita residua dell'elemento coperto.

e-distribuzione S.p.A. non detiene al 31 dicembre 2024 derivati di fair value hedge.

Cash flow hedge

Il cash flow hedge è applicato con l'intento di coprire e-distribuzione S.p.A. 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 (ad esempio, quando si verifica la vendita attesa oggetto di copertura).

Se l'elemento coperto comporta l'iscrizione di un attività non finanziaria (i.e. 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 a cui si applica il cash flow hedge, l'importo cumulato a patrimonio netto (i.e. riserva cash flow) sarà stornato e incluso nel valore iniziale (i.e. costo o altro valore contabile) dell'attività o passività coperte (i.e. "*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 CE piuttosto che OCI) viene definita caso per caso.

Diversamente, nei rapporti di copertura che utilizzano il *cross currency basis spread* come strumento di copertura, vengono separati i *basis spread* della valuta estera, nella designazione del derivato di copertura, e si rilevano nel conto economico complessivo (OCI).

e-distribuzione S.p.A. detiene al 31 dicembre 2024 derivati di cash flow hedge e si riferiscono esclusivamente alla copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa connessi ad alcuni finanziamenti a lungo termine e a tasso variabile.

Copertura di investimenti netti in gestioni estere

Le coperture degli investimenti netti in gestioni estere sono coperture dell'esposizione al rischio cambio delle eventuali quote di pertinenza della Società nelle attività nette di tali gestioni estere e sono contabilizzate in modo analogo alle coperture di cash flow hedge.

Qualsiasi utile o perdita sullo strumento di copertura relativo alla parte efficace della copertura è rilevato nelle altre componenti di conto economico complessivo. L'utile o la perdita relativo alla parte inefficace della copertura è rilevato a conto economico quando si manifesta. Gli utili e le perdite cumulati a patrimonio netto sono rilevati a conto economico quando la gestione estera è ceduta o parzialmente alienata.

e-distribuzione S.p.A. non detiene al 31 dicembre 2024 coperture di investimenti netti in gestioni estere.

Nelle seguenti tabelle sono indicati il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura attivi e passivi, in essere su e-distribuzione S.p.A. al 31 dicembre 2024, classificati sulla base di ciascuna tipologia di relazione di copertura e rischio coperto, suddivisi in correnti e non correnti.

L'ammontare nozionale di un contratto derivato è l'importo in base al quale avviene lo scambio di flussi finanziari. Questo importo può essere espresso come valore o quantità (ad esempio tonnellate, convertite in euro, moltiplicando l'importo nozionale per il prezzo concordato).

Gli importi denominati in valute diverse dall'euro sono convertiti ai tassi di cambio ufficiali del WM Refinitiv Fixing di fine periodo.

Per ulteriori informazioni sulla valutazione al fair value dei contratti derivati, si rinvia alla nota 46 "*Fair value measurement*".

| Migliaia di euro | Non correnti | | | | Correnti | | | |
|--|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| | Valore nozionale | | Fair value | | Valore nozionale | | Fair value | |
| | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 |
| DERIVATI ATTIVI | | | | | | | | |
| Derivati designati come strumenti di copertura: | | | | | | | | |
| Cash flow hedge | | | | | | | | |
| sul rischio di tasso d'interesse | 879.721 | 984.032 | 40.090 | 58.563 | - | - | - | - |
| sul rischio di tasso di cambio | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Totale | 879.721 | 984.032 | 40.090 | 58.563 | - | - | - | - |
| TOTALE DERIVATI ATTIVI | 879.721 | 984.032 | 40.090 | 58.563 | - | - | - | - |

| Migliaia di euro | Non correnti | | | | Correnti | | | |
|--|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| | Valore nozionale | | Fair value | | Valore nozionale | | Fair value | |
| | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 |
| DERIVATI PASSIVI | | | | | | | | |
| Derivati designati come strumenti di copertura: | | | | | | | | |
| Cash flow hedge | | | | | | | | |
| sul rischio di tasso d'interesse | 1.418.636 | 620.000 | 35.718 | 13.210 | - | - | - | - |
| sul rischio di tasso di cambio | - | - | - | - | - | 26.578 | - | 259 |
| sul rischio di prezzo su commodity | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Totale | 1.418.636 | 620.000 | 35.718 | 13.210 | - | 26.578 | - | 259 |
| TOTALE DERIVATI PASSIVI | 1.418.636 | 620.000 | 35.718 | 13.210 | - | 26.578 | - | 259 |

Debiti e Derivati

La Società detiene debito a tasso variabile indicizzato all'Euribor quasi interamente coperto attraverso strumenti finanziari derivati.

Alla data di riferimento del bilancio, non sono previste azioni da parte della Società con riguardo all'Euribor poiché, come detto, questo indice è stato riformato per essere in linea con la European Union Benchmarks Regulation.

Pertanto, ad oggi, i contratti indicizzati all'Euribor non rientrano tra quelli impattati dalla riforma. Tuttavia, clausole di sostituzione potrebbero essere richieste, e dunque implementate dalla Società, all'interno dei contratti, sulla base dell'evoluzione della riforma e delle migliori pratiche di mercato.

Gli strumenti derivati della Società sono gestiti tramite contratti principalmente basati su accordi quadro definiti dall'ISDA ("International Swaps and Derivatives Association").

Relazioni di copertura

Alla data di riferimento del bilancio gli elementi coperti e gli strumenti di copertura sono esclusivamente indicizzati all'Euribor. Come precedentemente detto, ad oggi, i contratti indicizzati all'Euribor non rientrano tra quelli impattati dalla riforma.

45.1.2 Relazioni di copertura per tipologia di rischio coperto

Rischio di tasso di interesse

La tabella di seguito esposta mostra il valore nozionale e il tasso medio di copertura sul rischio di tasso in essere al 31 dicembre 2024 suddivisi per scadenza:

| Migliaia di euro | Scadenza | | | | | | | Totale |
|---------------------------------|----------|--------|---------|------|------|-----------|-----------|--------|
| | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | Oltre | | |
| al 31.12.2024 | | | | | | | | |
| Interest rate swap (IRS) | | | | | | | | |
| - Notional value | - | 80.000 | - | - | - | 2.218.357 | 2.298.357 | |
| - Average IRS rate | | 4 | | | | 2,12 | | |
| | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | Oltre | Totale | |
| al 31.12.2023 | | | | | | | | |
| Interest rate swap (IRS) | | | | | | | | |
| - Notional value | - | - | 120.000 | - | - | 1.484.032 | 1.604.032 | |
| - Average IRS rate | - | - | 4 | - | - | 1,73 | | |

La tabella seguente espone invece il valore nozionale e il *fair value* degli strumenti di copertura sul rischio di tasso d'interesse delle transazioni in essere al 31 dicembre 2024 e al 31 dicembre 2023 suddivisi per tipologia di elemento coperto:

| Migliaia di euro | Strumento di copertura | Elemento coperto | Fair value | | Valore nozionale | | Fair value | | Valore nozionale | |
|------------------|------------------------|---|----------------------|-----------------|------------------|---------------|----------------------|-----------|------------------|------------------|
| | | | Attività | Passività | Attività | Passività | Attività | Passività | | |
| | | | al 31.12.2024 | | | | al 31.12.2023 | | | |
| | Interest rate swap | Finanziamenti bancari a tasso variabile | 40.090 | (35.718) | 2.298.357 | 58.563 | (13.210) | | | 1.604.032 |
| | Totale | | 40.090 | (35.718) | 2.298.357 | 58.563 | (13.210) | | | 1.604.032 |

Infine, di seguito si fornisce evidenza del valore nozionale e del *fair value* dei derivati di copertura del rischio di tasso d'interesse al 31 dicembre 2024 e al 31 dicembre 2023, suddivisi per tipologia di relazione di copertura:

| Migliaia di euro | Valore nozionale | | Fair value attività | | Valore nozionale | | Fair value passività | |
|---|------------------|----------------|---------------------|---------------|------------------|----------------|----------------------|-----------------|
| | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 |
| Derivati | | | | | | | | |
| Cash flow hedge | | | | | | | | |
| Interest rate swap | 879.721 | 984.032 | 40.090 | 58.563 | 1.418.636 | 620.000 | (35.718) | (13.210) |
| Interest rate option | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Totale derivati su tasso d'interesse | 879.721 | 984.032 | 40.090 | 58.563 | 1.418.636 | 620.000 | (35.718) | (13.210) |

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri (contrattuali non attualizzati) relativi ai derivati di *cash flow hedge* sul rischio di tasso d'interesse:

| Migliaia di euro | Fair value | Distribuzione dei flussi di cassa attesi | | | | | |
|---------------------------------|------------|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | | al 31.12.2024 | al 31.12.2025 | al 31.12.2026 | al 31.12.2027 | al 31.12.2028 | al 31.12.2029 |
| CFH su tasso d'interesse | | | | | | | |
| Fair value positivo | 40.090 | 11.031 | 6.188 | 6.656 | 5.943 | 5.109 | 10.069 |
| Fair value negativo | (35.718) | (1.160) | (10.197) | (6.555) | (5.613) | (4.174) | (8.691) |

L'impatto a bilancio degli strumenti di copertura del rischio di tasso di interesse è il seguente:

| Migliaia di euro | Valore nozionale | Valore contabile | Voce Stato patrimoniale | Fair value utilizzato |
|--------------------------|------------------|------------------|-------------------------|---|
| | | | | per misurare l'inefficacia dell'esercizio |
| al 31.12.2024 | | | | |
| Interest rate swap (IRS) | 2.298.357 | 4.372 | | 4.372 |
| al 31.12.2023 | | | | |
| Interest rate swap (IRS) | 1.604.032 | 45.353 | | 45.353 |

L'impatto sullo stato patrimoniale delle poste coperte esposte al rischio di tasso di interesse è il seguente:

| Migliaia di euro | al 31.12.2024 | | | | al 31.12.2023 | | | |
|---|--|----------------------------|----------------------------------|---|--|----------------------------|----------------------------------|---|
| | Fair value utilizzato per misurare l'inefficacia | Riserva di cash flow hedge | Costo della riserva di copertura | Quota inefficace del valore contabile dei derivati di CFH | Fair value utilizzato per misurare l'inefficacia | Riserva di cash flow hedge | Costo della riserva di copertura | Quota inefficace del valore contabile dei derivati di CFH |
| Finanziamenti bancari a tasso variabile | (4.372) | 4.375 | | (3) | (45.353) | 45.390 | - | (37) |
| Totale | (4.372) | 4.375 | - | (3) | (45.353) | 45.390 | - | (37) |

La tabella seguente espone gli impatti a patrimonio netto dei derivati di cash flow hedge su tassi avvenuti durante il periodo al lordo dell'effetto fiscale:

| Migliaia di euro | 2024 | | | 2023 | | |
|----------------------------------|--|---|---|--|---|---|
| | Variazione lorda di fair value rilevata a patrimonio netto (a) | Variazione lorda di fair value rilasciata a conto economico - Recycling (b) | Variazione lorda di fair value rilasciata a conto economico - Inefficacia | Variazione lorda di fair value rilevata a patrimonio netto (a) | Variazione lorda di fair value rilasciata a conto economico - Recycling (b) | Variazione lorda di fair value rilasciata a conto economico - Inefficacia |
| Copertura del tasso di interesse | | | | | | |
| Derivati di copertura | | - | - | | - | - |

Rischio di cambio

Alla data di riferimento del Bilancio non vi sono strumenti finanziari derivati a copertura del rischio di cambio.

La tabella di seguito, pertanto, mostra il valore nozionale e il tasso medio di copertura sul rischio di cambio dei derivati in essere l'anno scorso, suddivisi per scadenza:

| Migliaia di euro | Scadenza | | | | | | | Totale |
|---------------------------------|----------|------|------|---------|------|-----------|-----------|--------|
| | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | Oltre | | |
| al 31.12.2023 | | | | | | | | |
| Interest rate swap (IRS) | | | | | | | | |
| - Notional value | - | - | - | 160.000 | - | 1.076.979 | 1.236.979 | |
| - Average IRS rate | - | - | - | 4 | - | 1,199 | - | |
| Currency forward | | | | | | | | |
| - Notional value | 26.578 | - | - | - | - | - | 26.578 | |
| - Average currency forward rate | 1,10 | - | - | - | - | - | - | |

Allo stesso modo, 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 all'anno precedente, suddivisi per tipologia di elemento coperto:

| Migliaia di euro | | Fair value | | Valore nozionale | | Fair value | | Valore nozionale | |
|------------------------|---|---------------|---|------------------|---|---------------|-------|------------------|---------------|
| Strumento di copertura | Elemento coperto | Attività | | Passività | | Attività | | Passività | |
| | | al 31.12.2024 | | | | al 31.12.2023 | | | |
| Currency forward | Acquisti futuri di beni di investimento denominati in valuta estera | - | - | - | - | - | (259) | - | 26.578 |
| Currency swaps | Commercial paper denominati in valuta estera | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Totale | | - | - | - | - | - | - | - | 26.578 |

Infine, di seguito, sono riportati il valore nozionale e il *fair value* dei derivati di copertura del rischio cambio in essere al 31 dicembre 2023, suddivisi per tipologia di relazione di copertura:

| Migliaia di euro | Valore nozionale | | Fair value attività | | Valore nozionale | | Fair value passività | |
|---|------------------|---------------|---------------------|---------------|------------------|---------------|----------------------|---------------|
| | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 |
| Derivati | | | | | | | | |
| Cash flow hedge | | | | | | | | |
| Currency forward | - | - | - | - | - | 26.578 | - | 259 |
| CCIRS | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Totale derivati su tasso di cambio | - | - | - | - | - | 26.578 | - | 259 |

Derivati di cash flow hedge

Come detto in precedenza, al 31 dicembre 2024 non vi sono strumenti finanziari derivati a copertura del rischio di cambio.

Nella tabella seguente è riportato l'impatto sullo stato patrimoniale delle coperture dei flussi di cassa del rischio di cambio al 31 dicembre 2023.

| Migliaia di euro | | | | |
|--|-----------------|------------------|------------------|--|
| | Valore nominale | Valore contabile | Voce di bilancio | Fair value usato per misurare l'inefficacia per il periodo |
| al 31.12.2023 | | | | |
| Cross currency interest rate swaps (CCIRS) | - | - | - | - |
| Cross forwards | 26.578 | (259) | - | (259) |

| Migliaia di euro | al 31.12.2024 | | | | al 31.12.2023 | | | |
|--|---|----------------------------|----------------------------------|---|---|----------------------------|----------------------------------|---|
| | Fair value usato per misurare l'inefficacia | Riserva di Cash flow hedge | Costo della riserva di copertura | Quota inefficace del valore contabile dei derivati di CFH | Fair value usato per misurare l'inefficacia | Riserva di Cash flow hedge | Costo della riserva di copertura | Quota inefficace del valore contabile dei derivati di CFH |
| Floating-rate borrowings in foreign currencies | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Fixed-rate borrowings in foreign currencies | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Acquisti di beni di investimento in valuta | - | - | - | - | 259 | (202) | - | (57) |
| Total | - | - | - | - | 259 | (202) | - | (57) |

45.2 Derivati al fair value through profit or loss

Al 31 dicembre 2024 la Società presenta un derivato attivo non corrente, designato a *fair value through profit or loss*, riferito al meccanismo di opzioni put e call a prezzo predefinito, esercitabili a partire dalla fine del primo trimestre 2026, relativo alla partecipazione di minoranza del 10% di e-distribuzione S.p.A. in Duereti S.r.l.

Nella tabella di seguito, si riporta il valore nozionale e il fair value dei derivati al FVTPL in essere al 31 dicembre 2024:

| Migliaia di euro | Non correnti | | | | | Correnti | | | | |
|-------------------------------|------------------|---------------|---------------|---------------|------------|------------------|---------------|---------------|---------------|------------|
| | Valore nozionale | | Fair value | | | Valore nozionale | | Fair value | | |
| | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | Variazione | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | Variazione |
| Derivati FVTPL | | | | | | | | | | |
| Derivati attivi | | | | | | | | | | |
| Altro | 136.560 | - | 2.312 | - | 2.312 | - | - | - | - | - |
| Totale derivati attivi | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

Attività e passività misurate al *fair value*

46. Attività e passività misurate al *fair value*

In questa Nota di commento sono fornite le *disclosure* con l'obiettivo di valutare per le attività e le passività valutate al *fair value* nello Stato patrimoniale dopo la rilevazione iniziale, su base ricorrente o non ricorrente, le 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.

Il *fair value* delle attività e delle passività è classificato in una gerarchia del *fair value* che prevede tre 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 a 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) o indirettamente (derivati da prezzi);
- Livello 3: input per l'attività e la passività non basati su dati osservabili di mercato (input non osservabili).

46.1 Attività misurate al *fair value* nello Stato patrimoniale

Nella tabella che segue sono esposti i livelli della gerarchia delle attività al 31 dicembre 2024 valutate al *fair value*:

| Migliaia di euro | Note | ATTIVITA' NON CORRENTI | | | ATTIVITA' CORRENTI | | | | |
|--|------|--------------------------|-----------|---------------|--------------------|--------------------------|-----------|-----------|-----------|
| | | Fair value al 31.12.2024 | Livello 1 | Livello 2 | Livello 3 | Fair value al 31.12.2024 | Livello 1 | Livello 2 | Livello 3 |
| Valutazioni ricorrenti al <i>fair value</i> | | | | | | | | | |
| Attività finanziarie al FVOCI | | | | | | | | | |
| Partecipazioni in altre imprese FVOCI | 23 | 136.560 | - | - | 136.560 | - | - | - | - |
| Derivati di cash flow hedge: | | | | | | | | | |
| sul rischio di tasso d'interesse | 45 | 40.090 | - | 40.090 | - | - | - | - | - |
| Derivati al <i>fair value</i> through profit or loss: | | | | | | | | | |
| altro | 45 | 2.312 | - | - | 2.312 | - | - | - | - |
| Totale | | 178.962 | - | 40.090 | 138.872 | - | - | - | - |

Il *fair value* delle "Partecipazioni in altre imprese FVOCI" è stato determinato in base all'applicazione della formula del prezzo di compravendita finale prevista contrattualmente per la cessione del 90% della partecipazione in Duereti e il *fair value* del "Derivato attivo al FVTPL" è stato definito come differenziale tra il valore risultante dall'applicazione della formula prezzo prevista nello SPA per l'esercizio delle opzioni put/call, attualizzato alla data del 31 dicembre 2024, e il valore della partecipazione iscritta in bilancio.

Essi rientrano integralmente nella casistica di Livello 3.

Per quanto concerne i contratti "Derivati di cash flow hedge", il loro *fair value* è stato determinato mediante modelli di valutazione appropriati per ciascuna categoria di strumento finanziario, utilizzando i dati di mercato relativi alla

data di chiusura dell'esercizio contabile (quali tassi di interesse, volatilità) e attualizzando i flussi di cassa attesi in base alle curve dei tassi di interesse.

I derivati di cash flow hedge su tassi di interesse rientrano pertanto nella casistica di Livello 2.

Non si sono verificati trasferimenti tra livelli della scala gerarchica nel corso del periodo.

46.2 Attività non valutate al *fair value* nello Stato patrimoniale

Per le attività finanziarie non valutate al *fair value*, si ritiene che il loro valore contabile al 31 dicembre 2024 rappresenti un'approssimazione ragionevole del *fair value*.

46.3 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:

| Migliaia di euro | Note | PASSIVITA' NON CORRENTI | | | PASSIVITA' CORRENTI | | | | |
|--|------|-------------------------|--------------|--------------|---------------------|------------------|--------------|--------------|--------------|
| | | Fair value | | | Fair value | | | | |
| | | al 31.12.2024 | Livello 1 | Livello 2 | Livello 3 | al 31.12.2024 | Livello 1 | Livello 2 | Livello 3 |
| Valutazioni ricorrenti al <i>fair value</i> | | | | | | | | | |
| Derivati di cash flow hedge: | | | | | | | | | |
| sul rischio di tasso d'interesse | 45 | 35.718 | 35.718 | - | - | - | - | - | - |
| Totale | | 35.718 | - 35.718 | - | - | - | - | - | - |

Non si sono verificati trasferimenti tra livelli della scala gerarchica nel corso del periodo.

46.4 Passività non valutate 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.

| Migliaia di euro | Note | PASSIVITA' | | | |
|-----------------------------------|------|-----------------------------|--------------|-------------------|--------------|
| | | Fair value al 31.12.2024 | Livello 1 | Livello 2 | Livello 3 |
| Finanziamenti: | | | | | |
| Finanziamenti bancari: | | | | | |
| - tasso fisso | 43 | 243.490 | | 243.490 | |
| - tasso variabile | 43 | 2.881.787 | | 2.881.787 | |
| Totale | | 3.125.277 | - | 3.125.277 | - |
| Finanziamenti verso altri: | | | | | |
| - tasso fisso | 43 | 4.497.403 | - | 4.497.403 | - |
| - tasso variabile | 43 | 3.044.878 | - | 3.044.878 | - |
| Totale | | 7.542.281 | - | 7.542.281 | - |
| Totale Finanziamenti | | 10.667.558 | - | 10.667.558 | - |

Per gli strumenti di debito quotati il *fair value* è determinato utilizzando le quotazioni ufficiali, mentre per quelli non quotati è determinato mediante modelli di valutazione appropriati per ciascuna categoria di strumento finanziario e utilizzando i dati di mercato relativi alla data di chiusura dell'esercizio.

Altre informazioni

47. Operazioni con le parti correlate

Le parti correlate sono state individuate sulla base di quanto disposto dai principi contabili internazionali.

Si definiscono parti correlate l'Enel S.p.A., le controllanti di Enel S.p.A., le società che hanno il medesimo soggetto controllante di Enel S.p.A., le società che direttamente o indirettamente, attraverso uno o più intermediari sono controllate, oppure sono soggette a controllo congiunto da parte di Enel S.p.A. e nelle quali la medesima detiene una partecipazione tale da poter esercitare un'influenza notevole.

Nella definizione di parti correlate rientrano i Fondi pensione, Fopen e Fondenel, i dirigenti con responsabilità strategiche, ivi inclusi i loro stretti familiari, della Società e di Enel S.p.A. nonché dalle società da queste direttamente e/o indirettamente controllate, soggette a controllo congiunto e nelle quali la società esercita un'influenza notevole. 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.

Tutti i rapporti posti in essere con le parti correlate rientrano nell'ordinaria attività di gestione e sono essenzialmente regolati a condizioni di mercato e nell'interesse della Società.

La seguente tabella sintetizza le operazioni economiche con parti correlate attuate durante l'esercizio 2024:

| | Ricavi | | | | Costi | | |
|--|-----------------|------------------------|---------------------|------------------|--------------------------------------|---|------------------|
| | Vendite di beni | Prestazioni di servizi | Proventi finanziari | Acquisti di beni | Ottenimento di servizi e altri costi | Ammortamenti, Impairment e ripristini di valore crediti | Oneri finanziari |
| Capogruppo Enel SpA | - | - | - | - | 16.718 | - | 8.298 |
| Controllante Enel Italia SpA | - | 1.231 | 31.025 | 1.889 | 148.576 | 32.405 | 439.736 |
| Controllate: | | | | | | | |
| Dirigenti con responsabilità strategica | - | - | - | - | - | - | - |
| Società del Gruppo | (1) | 2.831.177 | - | 42.605 | 169.992 | 885 | 13 |
| Servizio Elettrico Nazionale SpA | - | 633.436 | - | 42.605 | 2.038 | - | - |
| Enel Energia SpA | - | 2.191.254 | - | - | 3.897 | - | - |
| Enel Grids Srl (già Enel Global Infrastructure & Networks Srl) | - | (94) | - | - | 161.623 | - | - |
| Enel Global Services Srl | - | - | - | - | 936 | - | - |
| Enel X Way Italia | - | 2.316 | - | - | 283 | - | - |
| Enel X Italia Srl | - | 54 | - | - | 4 | - | - |
| Enel Sole Srl | - | 2 | - | - | - | - | - |
| Enel Produzione SpA | - | 3.622 | - | - | 314 | 885 | 13 |
| Enel Green Power Italia | - | 351 | - | - | 231 | - | 0 |
| Enel Green Power SpA | - | 390 | - | - | 666 | - | - |
| Altre Società del Gruppo | (1) | (154) | - | - | - | - | - |
| Altre parti correlate: | - | 155.390 | 5 | 140.522 | 2.347.645 | - | 13.307 |
| CdP | - | - | - | - | - | - | 12.787 |
| GSE | - | 333 | - | - | - | - | - |
| GME | - | - | - | - | 144.140 | - | - |
| Poste Italiane | - | 213 | - | - | 207 | - | - |
| ENI | - | 28.247 | - | - | 9.750 | - | - |
| Gruppo Terna | - | 30.734 | - | - | 2.161.992 | - | 489 |
| Gridspertise Srl | - | (19) | - | 140.522 | 4.919 | - | - |
| Fopen | - | - | - | - | 24.205 | - | - |
| INVITALIA SPA | - | 31 | - | - | - | - | - |
| Fondenel | - | - | - | - | 818 | - | - |
| Gruppo Ferrovie dello Stato | - | 87.132 | - | - | 1.140 | - | - |
| Gruppo Leonardo ex Finmeccanica | - | 208 | - | - | 5 | - | - |
| Altre Gruppo CdP | - | 1.772 | - | - | 480 | - | - |
| Anas | - | 6.284 | - | - | (100) | - | - |
| Europa Gestioni Immobiliari | - | - | - | - | - | - | - |
| Gruppo MPS | - | 7 | 5 | - | 10 | - | 31 |
| Cesi SpA | - | - | - | - | - | - | - |
| Altre | - | 448 | - | - | 78 | - | - |
| Totale | (1) | 2.987.799 | 31.031 | 185.016 | 2.682.931 | 33.290 | 461.353 |

La seguente tabella sintetizza le operazioni economiche con parti correlate realizzate durante l'esercizio 2023:

| Migliaia di euro | Ricavi | | | | Costi | | |
|--|-----------------|------------------------|---------------------|------------------|--------------------------------------|---|------------------|
| | Vendite di beni | Prestazioni di servizi | Proventi finanziari | Acquisti di beni | Ottenimento di servizi e altri costi | Ammortamenti, Impairment e ripristini di valore crediti | Oneri finanziari |
| Capogruppo Enel SpA | - | - | - | - | 22.722 | - | 11.361 |
| Controllante Enel Italia SpA | - | 20 | 21.446 | 1.105 | 160.720 | 30.747 | 395.440 |
| Controllate: | | | | | | | |
| Dirigenti con responsabilità strategica | - | 6 | - | - | - | - | - |
| Società del Gruppo: | | 3.070.030 | - | 41.843 | 157.079 | 885 | 19 |
| Servizio Elettrico Nazionale SpA | - | 911.079 | - | 41.705 | 3.673 | - | - |
| Enel Energia SpA | - | 2.154.367 | - | - | 3.319 | - | - |
| Enel Grids Srl | - | 187 | - | - | 148.304 | - | - |
| Enel Global Services Srl | - | - | - | (162) | 1.248 | - | - |
| Edistribucion Redes Digitales SL | - | (8) | - | - | - | - | - |
| Endesa Ingegneria SA | - | (187) | - | - | - | - | - |
| Enel Sole Srl | - | 835 | - | - | 38 | - | - |
| Enel Produzione SpA | - | 3.418 | - | - | 184 | 885 | 19 |
| E-Distributie Muntenia SA | - | (29) | - | - | 41 | - | - |
| Enel Green Power SpA | - | 336 | - | - | 5 | - | - |
| Enel Iberia Srl | - | (435) | - | - | - | - | - |
| Enel Trade SpA | - | 11 | - | - | - | - | - |
| E-Distributie Banat SA | - | - | - | - | 62 | - | - |
| E-Distributie Dobrogea SA | - | - | - | - | 27 | - | - |
| Altre Società del Gruppo | - | 455 | - | 300 | 180 | - | - |
| Altre parti correlate: | - | 159.695 | 17 | 13.255 | 1.988.859 | - | 28.493 |
| GSE | - | 381 | - | - | - | - | - |
| GME | - | - | - | - | 198.030 | - | - |
| Poste Italiane | - | 23 | - | - | 161 | - | - |
| ENI | - | 27.023 | - | 11.847 | 1 | - | - |
| Gruppo Terna | - | 30.622 | - | 1.408 | 1.754.382 | - | 1.451 |
| Gridspertise Srl | - | - | - | - | - | - | - |
| Fopen | - | - | - | - | 28.076 | - | - |
| Fondenel | - | - | - | - | 947 | - | - |
| Gruppo Ferrovie dello Stato | - | 100.738 | - | - | 1.079 | - | - |
| Gruppo Leonardo ex Finmeccanica | - | 172 | - | - | 1 | - | - |
| Altre Gruppo CdP | - | 590 | - | - | 4.628 | - | 27.021 |
| Anas | - | - | - | - | 1.460 | - | - |
| Gruppo MPS | - | - | 17 | - | 9 | - | 21 |
| Europa Gestioni Immobiliari | - | - | - | - | 7 | - | - |
| Altre | - | 146 | - | - | 77 | - | - |
| Totale | - | 3.229.751 | 21.463 | 56.203 | 2.329.380 | 31.632 | 435.313 |

La seguente tabella sintetizza i rapporti patrimoniali con parti correlate al 31 dicembre 2024 (si precisa che i crediti verso altre parti correlate sono esposti al lordo di eventuali impairment):

Migliaia di euro

| | Stato Patrimoniale | | | | | | | | | | | | | | Altre informazioni | | | | | |
|--|-------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------|-------------------------------------|-------------------------------|-------------------------|---------------------------------|-------------------------------------|--|-----------------------------------|-------------------------------------|------------------------------|-----------------------------------|------------------------|--------------------------------|---------------------------------|--------------------------|-------------------|-------------------|---------|
| | Attività materiali in leasing | Attività finanziarie non correnti | Altre attività non correnti | Crediti commerciali e altri crediti | Attività finanziarie correnti | Altre attività correnti | Crediti per imposte sul reddito | Finanziamenti e apporti di capitale | Altre passività finanziarie non correnti | TFR e altri benefici al personale | Passività contrattuali non correnti | Altre passività non correnti | Debiti commerciali e altri debiti | Altri debiti tributari | Passività finanziarie correnti | Passività contrattuali correnti | Altre passività correnti | Garanzie prestate | Garanzie ricevute | Impegni |
| Capogruppo Enel SpA | - | - | 5.724 | - | - | - | 3.248 | - | - | 34.902 | - | - | 16.340 | 150.217 | - | - | 5.120 | - | - | - |
| Controllante Enel Italia SpA | 115.811 | 40.090 | - | 1.194 | 908.176 | 191 | - | 9.347.921 | 35.718 | - | - | - | 63.344 | - | 5.667.292 | 45 | 37 | - | - | - |
| Controllate: | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Dirigenti con responsabilità strategica | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Società del Gruppo | 1.254 | - | - | 860.905 | - | 119 | - | 376 | - | 1 | 219.720 | 145 | 119.707 | - | 900 | 988.265 | 3.108 | - | - | - |
| Servizio Elettrico Nazionale SpA | - | - | - | 79.911 | - | - | - | - | - | - | 108.432 | 145 | 35.845 | - | - | 539.105 | 510 | - | - | - |
| Enel Energia SpA | - | - | - | 775.542 | - | - | - | - | - | - | 106.118 | - | 573 | - | - | 444.126 | 2.587 | - | - | - |
| Enel Grids Srl (già Enel Global Infrastructure & Networks Srl) | - | - | - | 29 | - | - | - | - | - | - | - | - | 76.578 | - | - | - | 4 | - | - | - |
| Enel Global Services Srl | - | - | - | 217 | - | - | - | - | - | - | - | - | 4.869 | - | - | - | - | - | - | - |
| Enel X Way Italia | - | - | - | 3.871 | - | - | - | - | - | - | 3.298 | - | 298 | - | - | 1.082 | - | - | - | - |
| Enel X Italia Srl | - | - | - | (598) | - | - | - | - | - | 1 | (7) | - | 64 | - | - | (4) | - | - | - | - |
| Enel Sole Srl | - | - | - | 687 | - | - | - | - | - | - | 1 | - | 74 | - | - | 1 | - | - | - | - |
| Enel Produzione SpA | 1.254 | - | - | 611 | - | 80 | - | 376 | - | - | 638 | - | 694 | - | 900 | 1.548 | 8 | - | - | - |
| Enel Green Power SpA | - | - | - | 240 | - | 30 | - | - | - | - | 289 | - | 546 | - | - | 1.299 | - | - | - | - |
| Enel Green Power Italia | - | - | - | (309) | - | - | - | - | - | - | 935 | - | 4 | - | - | 1.070 | - | - | - | - |
| Altre Società del Gruppo | - | - | - | 703 | - | 9 | - | - | - | - | 17 | - | 163 | - | - | 38 | - | - | - | - |
| Altre parti correlate: | - | (3) | 25 | 31.423 | 5.820 | 4.082 | - | - | - | - | 17.035 | - | 485.635 | - | - | 33.828 | 20.587 | 12.347 | 135.657 | 24.735 |
| CdP | - | - | 215 | - | - | - | - | 268.000 | - | - | 457 | - | - | - | 89.377 | 3.008 | - | - | - | - |
| GSE | - | - | - | 13 | - | - | - | - | - | - | - | - | 2.051 | - | - | - | - | - | - | - |
| GME | - | - | - | - | - | 4 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Poste Italiane | - | - | - | 5 | 5.569 | 23 | - | - | - | - | 132 | - | (11) | - | - | 94 | - | 2 | 1.014 | - |
| ENI | - | (3) | - | 2.438 | - | 25 | - | - | - | - | 8.177 | - | 2.930 | - | - | 3.454 | - | - | 134.644 | 19.937 |
| Gruppo Terna | - | - | - | 13.432 | - | 1.921 | - | - | - | - | 2.325 | - | 449.183 | - | - | 18.216 | - | - | - | 2.532 |
| Gridspertise Srl | - | - | - | 36 | - | - | - | - | - | - | - | - | 26.398 | - | - | - | 1.280 | - | - | - |
| Fopen | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 19.307 | - | - | - |
| INVITALIA SPA | - | - | - | 15 | - | - | - | - | - | - | 1.570 | - | - | - | - | 457 | - | - | - | - |
| Fondenel | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Gruppo Ferrovie dello Stato | - | - | 25 | 10.836 | - | 2.105 | - | - | - | - | 4.791 | - | 3.238 | - | - | 11.104 | - | - | - | - |
| Gruppo Leonardo ex Finmeccanica | - | - | - | 349 | - | - | - | - | - | - | - | - | 13 | - | - | 32 | - | - | - | - |
| Altre Gruppo CdP | - | - | - | (19) | - | 4 | - | - | - | - | - | - | 1.305 | - | - | - | - | - | - | 2.240 |
| Anas | - | - | - | 4.311 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 12.345 | - | - |
| Europa Gestioni Immobiliari | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Gruppo MPS | - | - | - | 2 | 251 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Cesi SpA | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 482 | - | - | - | - | - | - | - |
| Altre | - | - | - | 5 | - | - | - | - | - | - | 41 | - | 45 | - | - | 471 | - | - | - | 26 |
| Totale | 117.065 | 40.087 | 5.750 | 893.522 | 913.996 | 4.391 | 3.248 | 9.348.297 | 35.718 | 34.903 | 236.756 | 145 | 685.026 | 150.217 | 5.668.192 | 1.022.138 | 28.852 | 12.347 | 135.657 | 24.735 |

La seguente tabella sintetizza i rapporti patrimoniali con parti correlate al 31 dicembre 2023:

| Migliaia di euro | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|-------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------|-------------------------------------|-------------------------------|-------------------------|---------------------------------|-------------------------------------|--|---|-------------------------------------|------------------------------|-----------------------------------|--------------------------------|---------------------------------|--------------------------|-------------------|-------------------|---------------|
| | Stato Patrimoniale | | | | | | | | | | | | | | | Altre informazioni | | | |
| | Attività materiali in leasing | Attività finanziarie non correnti | Altre attività non correnti | Crediti commerciali e altri crediti | Attività finanziarie correnti | Altre attività correnti | Crediti per imposte sul reddito | Finanziamenti e apporti di capitale | Altre passività finanziarie non correnti | Piani pensionistici e altri piani benefici post-pens. | Passività contrattuali non correnti | Altre passività non correnti | Debiti commerciali e altri debiti | Passività finanziarie correnti | Passività contrattuali correnti | Altre passività correnti | Garanzie prestate | Garanzie ricevute | Impegni |
| Capogruppo Enel SpA | - | - | 5.712 | - | - | - | 112.556 | - | - | 40.149 | - | - | 17.339 | - | - | 6.585 | - | - | - |
| Controllante Enel Italia SpA | 124.463 | 58.563 | - | 146 | 3.330 | 190 | - | 8.949.815 | 13.210 | - | 53 | - | 41.109 | 6.964.052 | - | 59 | - | - | - |
| Controllate: | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Dirigenti con responsabilità strategica | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Società del Gruppo | 2.139 | - | - | 768.094 | - | - | - | 1.274 | - | - | 1.122.820 | 162 | 136.528 | 894 | 216.731 | 14.412 | - | - | - |
| Servizio Elettrico Nazionale SpA | - | - | - | 141.060 | - | - | - | - | - | - | 658.915 | 162 | 42.722 | - | 110.803 | 5.361 | - | - | - |
| Enel Energia SpA | - | - | - | 622.401 | - | - | - | - | - | - | 459.669 | - | 842 | - | 103.690 | 8.993 | - | - | - |
| Enel Grids Srl | - | - | - | 287 | - | - | - | - | - | - | - | - | 88.465 | - | - | - | - | - | - |
| Enel Global Services Srl | - | - | - | 217 | - | - | - | - | - | - | - | - | 493 | - | - | - | - | - | - |
| Edistribucion Redes Digitales SL (già Endesa Distribuzione Electrica SL) | - | - | - | (36) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Endesa Ingegneria SA | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 155 | - | - | - | - | - | - |
| Enel Sole Srl | - | - | - | 1.512 | - | - | - | - | - | - | 1 | - | 90 | - | 1 | - | - | - | - |
| Enel Produzione SpA | 2.139 | - | - | 644 | - | - | - | 1.274 | - | - | 1.710 | - | 794 | 894 | 690 | 2 | - | - | - |
| E-Distributie Muntenia SA | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Enel Servicii Comune SA | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Enel Romania SA | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| E-Distributie Banat SA | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| E-Distributie Dobrogea SA | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Enel Green Power SpA | - | - | - | 130 | - | - | - | - | - | - | 1.564 | - | 487 | - | 349 | 42 | - | - | - |
| Enel Iberia Srl | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 419 | - | - | - | - | - | - |
| Altre Società del Gruppo | - | - | - | 1.879 | - | - | - | - | - | - | 961 | - | 2.061 | - | 1.198 | 14 | - | - | - |
| Altre parti correlate: | - | - | 211 | 60.742 | 5.073 | 2.438 | - | - | 357.333 | - | 17.966 | - | 425.852 | 89.550 | 53.338 | 17.409 | 3.222 | 171.819 | 22.868 |
| GSE | - | - | - | 14 | - | - | - | - | - | - | - | - | 2.051 | - | - | - | - | - | - |
| GME | - | - | - | - | - | 55 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Poste Italiane | - | - | - | 11 | 4.822 | 74 | - | - | - | - | 68 | - | 43 | - | 263 | - | 2 | 1.014 | - |
| ENI | - | - | - | 2.054 | - | 26 | - | - | - | - | 8.425 | - | 2.999 | 3 | 7.010 | - | - | 134.644 | 11.878 |
| Gruppo Terna | - | - | - | 18.562 | - | - | - | - | - | - | 2.051 | - | 345.410 | - | 21.159 | - | - | - | 2.085 |
| Gridspertise Srl | - | - | - | 341 | - | - | - | - | - | - | - | - | 67.296 | - | - | - | - | - | - |
| Fopen | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 17.409 | - | - | - | - |
| Fondenel | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Gruppo Ferrovie dello Stato | - | - | - | 39.362 | - | 346 | - | - | - | - | 4.606 | - | 491 | - | 22.068 | - | 3.171 | 36.162 | - |
| Gruppo Leonardo ex Finmeccanica | - | - | - | 343 | - | - | - | - | - | - | - | - | 13 | - | - | - | - | - | - |
| Altre Gruppo CdP | - | - | 210 | (7) | - | - | - | - | 357.333 | - | 374 | - | 3.345 | 89.547 | 2.284 | - | - | - | 8.857 |
| Anas | - | - | 1 | - | - | 1.937 | - | - | - | - | - | - | 3.085 | - | - | - | - | - | - |
| Europa Gestioni Immobiliari | - | - | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Gruppo MPS | - | - | - | 2 | 251 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Cesi SpA | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1.075 | - | - | - | - | - | - |
| Altre | - | - | - | 56 | - | - | - | - | - | - | 2.441 | - | 43 | - | 552 | - | 49 | - | 47 |
| Totale | 126.602 | 58.563 | 5.923 | 828.981 | 8.403 | 2.628 | 112.556 | 8.951.089 | 370.543 | 40.149 | 1.140.839 | 162 | 620.828 | 7.054.496 | 270.069 | 38.465 | 3.222 | 171.819 | 22.868 |

e-distribuzione svolge il servizio di trasporto e connessione dei clienti della Maggior Tutela verso la società Servizio Elettrico Nazionale S.p.A. ed il servizio di trasporto e connessione dei clienti della Salvaguardia e del Mercato Libero verso Enel Energia S.p.A.

La capogruppo Enel S.p.A., svolge attività di supporto, di indirizzo e coordinamento e per la fornitura di servizi strategici a livello globale nelle aree Amministrazione, Finanza e Controllo, Risorse Umane e Organizzazione, Comunicazione, Legale e Segreteria Societaria, Innovazione e Sostenibilità.

La società Enel Italia S.p.A. in qualità di sub-holding per l'Italia detiene le partecipazioni delle società del gruppo ivi operanti inclusa la partecipazione in e-distribuzione S.p.A. Si occupa inoltre della gestione della tesoreria accentrata delle società italiane, fornendo servizi finanziari alle sue controllate quali l'ottimizzazione della cassa e della struttura finanziaria nonché la copertura dei rischi finanziari.

I finanziamenti e apporti di capitale e le passività finanziarie verso Enel Italia S.p.A. presenti al 31 dicembre 2024 riguardano sia i debiti per Finanziamenti a medio/lungo termine che un Finanziamento a breve termine ed il saldo del conto corrente intersocietario; per maggiori informazioni si rinvia alla Nota esplicativa n. 43 "Strumenti finanziari per categoria".

I proventi e gli oneri finanziari verso Enel Italia S.p.A. rappresentano, principalmente, gli interessi maturati sui finanziamenti a breve e a medio/lungo termine e tutte le competenze relative al conto corrente intersocietario, oltre agli effetti economici dei contratti derivati, per le cui condizioni si rinvia alle Nota Esplicativa n. 44 "Risk Management".

Enel Italia, inoltre, fornisce alla Società servizi operativi (es. locazioni, utenze, servizi di edificio, vigilanza, gestione immobili e spazi, gestione assicurazioni, gestione autoparco, service acquisti, ecc.) e servizi di staff (Legale e Segreteria Societaria, Affari Istituzionali, Amministrazione, Fiscale, Finanza e Controllo, Audit, Regolamentazione e Antitrust e Sostenibilità, Risorse Umane e People Care, Comunicazione).

Tali prestazioni vengono rilevate tra i costi per servizi o tra le immobilizzazioni materiali e/o immateriali laddove ne ricorrano i presupposti per la capitalizzazione. Nel corso dell'esercizio 2024 sono stati capitalizzati costi verso Enel Italia tra le immobilizzazioni materiali per euro 51.399 migliaia (euro 31.582 migliaia nell'anno 2023) e costi verso Enel Italia tra le immobilizzazioni immateriali per euro 465 migliaia (euro 1.444 migliaia nell'anno 2023).

La società Enel Grids S.r.l. effettua la fornitura di servizi tecnici quali supporto allo sviluppo delle reti, sviluppo di processi commerciali, supporto allo sviluppo di iniziative di esercizio e manutenzione nonché servizi di Global procurement accentrati, necessari a fornire supporto alla Linea di e-distribuzione nella gestione dei processi di approvvigionamento, attraverso servizi di Procurement strategy and planning a livello Global.

Inoltre, effettua la fornitura di servizi informatici essenzialmente rivolti a gestire le infrastrutture di base e gli applicativi, l'archiviazione e i servizi di rete necessari per fornire l'automazione tecnologica, la sicurezza informatica, i servizi per la connettività e le telecomunicazioni (intese come predisposizione e adeguamento delle sedi di lavoro alla rete aziendale), ecc.

Tali prestazioni vengono rilevate tra i costi per servizi o tra le immobilizzazioni immateriali e/o materiali laddove ne ricorrano i presupposti per la capitalizzazione. In particolare, nel corso dell'esercizio 2024, sono stati capitalizzati costi verso Enel Grids tra le immobilizzazioni immateriali per euro 69.299 migliaia (euro 100.515 migliaia nell'anno 2023) e costi verso Enel Grids tra le immobilizzazioni materiali per euro 3.698 migliaia (euro 1.459 migliaia nell'anno 2023).

La società Enel Global Services S.r.l. fornisce apparati hardware e pacchetti software oltre che i relativi servizi accessori correlati. Tali prestazioni vengono rilevate tra i costi per servizi o tra le immobilizzazioni materiali laddove ne ricorrano i presupposti per la capitalizzazione. Nel corso dell'esercizio 2024 sono stati capitalizzati tra le immobilizzazioni materiali costi verso Enel Global Services per euro 11.900 migliaia (euro 3.905 migliaia nell'anno 2023).

La società Gridspertise fornisce ad e-distribuzione sia apparati di campo (contatori e concentratori) e altri componenti di rete, sia servizi relativi ad attività di ricerca, sviluppo e supporto tecnico di apparati e soluzioni tecnologiche per la telegestione dei contatori di energia elettrica, per l'automazione avanzata di rete e per altre applicazioni di interesse per il settore dell'energia elettrica svolte da e-distribuzione. Si segnala che gli acquisti degli apparati di campo e delle altre componenti di rete riportati nella colonna "Acquisti di beni" della tabella di sintesi dei rapporti economici, vengono registrati da e-distribuzione tra le rimanenze di magazzino e, a valle dell'installazione, rilevati tra le immobilizzazioni materiali.

Si evidenzia, infine, che nella voce "Gruppo CdP" sono state incluse tutte le società che al 31 dicembre 2024 erano sottoposte a comune controllo di Cassa Depositi e Prestiti, ad eccezione di quelle del Gruppo Terna che, in considerazione della rilevanza dei rapporti intrattenuti con la Società, sono stati indicati su un rigo specifico.

I costi per servizi verso il Gruppo Terna accolgono essenzialmente il costo per il servizio di trasmissione (cd. corrispettivo CTR) dovuto dai distributori connessi alla rete di trasmissione nazionale.

Per ulteriori informazioni si rinvia alle Note Esplicative delle specifiche voci di Stato Patrimoniale e Conto Economico.

48. Impegni contrattuali e garanzie

Il dettaglio degli Impegni contrattuali e garanzie è di seguito esposto:

| Migliaia di euro | al 31.12.2024 | al 31.12.2023 | 2024-2023 |
|--|------------------|------------------|----------------|
| Garanzie prestate: | | | |
| - fidejussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi | 1.150.669 | 866.785 | 283.884 |
| Impegni assunti verso fornitori per: | | | |
| - appalti | 3.407.713 | 3.760.305 | (352.592) |
| - ordini | 2.444.980 | 1.715.912 | 729.068 |
| - altri acquisti | 563.805 | 575.044 | (11.239) |
| Totale | 6.416.498 | 6.051.261 | 365.237 |
| TOTALE | 7.567.167 | 6.918.046 | 649.121 |

Le fidejussioni e le garanzie prestate a terzi si riferiscono, per euro 1.150.669 migliaia, alle fidejussioni rilasciate da Istituti di credito, dalla Capogruppo e/o dalla Controllante, per conto della Società, o dalla Società stessa, e a favore di terzi, essenzialmente per la partecipazione a gare e/o appalti, per l'ottenimento di anticipi su contributi relativi a progetti finanziati da enti pubblici e per lo svolgimento di lavori connessi alla costruzione di linee elettriche o cabine (euro 866.785 migliaia al 31 dicembre 2023).

Gli impegni assunti verso fornitori si riferiscono ad impegni in essere per l'acquisto di materiali e la fornitura di prestazioni. L'aumento complessivo degli impegni assunti verso fornitori pari, al 31 dicembre 2024, ad euro

365.237 migliaia, è sostanzialmente dovuto all'emissione, nel corso dell'esercizio 2024, di nuovi contratti per materiali strategici (es. trasformatori MT BT, cavi MT e BT, scomparti e quadri di cabina) che rispecchiano il crescere del piano investimenti sulla rete. Tale incremento risulta in parte compensato dalla riduzione degli impegni per appalti a causa della naturale scadenza dei contratti in essere sia dei contratti di appalto *multiservice* che dei contratti legati agli automezzi (es. schede carburanti, flotta mezzi speciali).

49. Attività e Passività potenziali

Contenzioso stragiudiziale e giudiziale connesso al black-out del 28 settembre 2003

A seguito del noto blackout del 28 settembre 2003, sono state presentate, nei confronti di Enel Distribuzione (ora e-distribuzione), numerose richieste stragiudiziali e giudiziali di indennizzi automatici e di risarcimento di danni. Tali richieste hanno dato luogo a un significativo contenzioso. La maggior parte dei giudizi si è conclusa in primo grado con sentenze a favore dei ricorrenti, mentre i giudizi di appello si sono quasi tutti conclusi a favore di e-distribuzione. Anche la Corte di Cassazione si è sempre pronunciata a favore di e-distribuzione. In conseguenza delle sentenze favorevoli, a partire dal 2012 sono state avviate diverse azioni di recupero, che proseguono tuttora, finalizzate alla restituzione di quanto corrisposto da e-distribuzione in esecuzione delle pronunce sfavorevoli di primo grado.

Nel maggio 2008 e-distribuzione ed Enel S.p.A. hanno convenuto in giudizio la Compagnia assicuratrice (Cattolica) al fine di accertare il diritto a ottenere il rimborso assicurativo di quanto pagato in esecuzione delle sentenze sfavorevoli. Nel giudizio sono stati coinvolti i retrocessionari che avevano contestato la pretesa di e-distribuzione. Il Tribunale di Roma e la Corte di Appello di Roma hanno accolto i ricorsi di e-distribuzione ed Enel S.p.A. Il giudizio è poi proseguito avanti la Corte di Cassazione che, con sentenza n. 12969 del 26 aprile 2022, ha accolto il ricorso incidentale di Cattolica, ha dichiarato assorbiti il ricorso principale e gli altri ricorsi incidentali e ha cassato la sentenza impugnata rinviando la causa ad altra sezione della Corte di Appello di Roma. In particolare, con il citato provvedimento, la Suprema Corte ha affermato che non è più accettabile nel nostro ordinamento il principio della cosiddetta efficacia riflessa del giudicato in tema di responsabilità civile per danni nei confronti dell'assicuratore. E-distribuzione ed Enel S.p.A. hanno riassunto il giudizio innanzi alla Corte di Appello. A scioglimento della riserva assunta all'udienza del 30 maggio 2023, la Corte ha rigettato la richiesta di riunione dei giudizi relativi all'an e al quantum nonché le istanze istruttorie delle parti, fissando l'udienza di precisazione delle conclusioni al 27 maggio 2025. Contestualmente, e-distribuzione ed Enel S.p.A. hanno avviato il giudizio di revocazione della sentenza di Cassazione per errore di fatto ex art. 395, n. 4, c.p.c. Con provvedimento del 28 agosto 2023 la Corte di Cassazione ha respinto il ricorso per revocazione proposto.

Pende invece avanti alla Corte di Appello di Roma il giudizio avviato da e-distribuzione nei confronti di Cattolica, per la quantificazione degli importi dovuti in base alla inizialmente favorevole sentenza del Tribunale di Roma sopra citata. In occasione della prima udienza tenutasi il 24 gennaio 2023, il collegio si è riservato sulle richieste avanzate dalle Società, tra cui l'accoglimento delle istanze istruttorie. Con ordinanza del 7 febbraio 2023, il collegio ha sciolto la riserva rigettando tali richieste e rinviando la causa all'11 novembre 2025 per la precisazione delle conclusioni.

Avvio procedimento ai sensi d.lgs. n. 231/2001 a carico alcuni dipendenti e manager e della stessa e-distribuzione S.p.A.

Il 1° luglio 2021 e-distribuzione ha avuto notizia di un procedimento a carico di alcuni suoi dipendenti e managers, e della stessa e-distribuzione ai sensi del d.lgs. n. 231/2001, avviato dalla Procura della Repubblica di Taranto, a seguito dell'evento infortunistico verificatosi la notte tra il 27 ed 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 ed 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 accolto la richiesta di patteggiamento di una delle persone fisiche indagate, disponendo rinvio a giudizio per tutti gli altri indagati. L'udienza dibattimentale dinanzi al Giudice monocratico è stata celebrata il 1° ottobre 2024 ed è stata successivamente rinviata per l'ammissione dei mezzi di prova all'udienza del 4 febbraio 2025.

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

Archiviazione del procedimento sanzionatorio nei confronti di e-distribuzione S.p.A. per violazione degli obblighi di comunicazione ai clienti finali in caso di risoluzione del contratto di trasporto dell'energia elettrica per inadempimento del venditore

Con delibera n. 624/2016 del 4 novembre 2016, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (già AEEGSI) ha avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti di e-distribuzione S.p.A., contestando la violazione del criterio di diligenza specifica richiesta nell'adempimento degli obblighi informativi connessi alla risoluzione del contratto di trasporto di Esperia.

L'Autorità, sul presupposto che gli elementi acquisiti fossero sufficienti a sorreggere la fondatezza della contestazione, ha riconosciuto a e-distribuzione S.p.A. la facoltà di avvalersi della procedura semplificata pagando la sanzione nella misura ridotta di un terzo rispetto all'importo base (euro 131.500 anziché euro 394.500) ed estinguendo in tal modo il procedimento sanzionatorio.

e-distribuzione S.p.A. ha tuttavia deciso di non avvalersi di tale procedura semplificata e, in data 17 gennaio 2017, ha inviato la propria memoria difensiva all'Autorità. Il procedimento, dunque, prosegue secondo la modalità ordinaria.

Il 19 gennaio 2021, l'Autorità ha formulato una richiesta di informazioni cui e-distribuzione S.p.A. ha risposto in data 16 febbraio 2021.

Il 15 giugno 2021, l'Autorità ha inviato la Comunicazione delle Risultanze istruttorie cui e-distribuzione S.p.A. ha replicato in data 29 luglio 2021 inviando la propria memoria finale.

Con deliberazione 550/2024/S/EEL del 17 dicembre 2024, Arera ha concluso il procedimento sanzionatorio in oggetto (avviato con deliberazione 624/2016/S/eel) disponendo l'archiviazione dello stesso avendo ritenuto – in esito alla istruttoria compiuta – la condotta tenuta da e-distribuzione in relazione alla risoluzione del contratto di trasporto con Esperia conforme alle previsioni regolatorie in materia.

Comunicazione delle risultanze istruttorie del procedimento sanzionatorio in materia di obblighi di separazione funzionale e contabile

Con determina DSAI/60/2018/eel del 2 ottobre 2018, la Direzione Sanzioni e Impegni dell'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente ha avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti di e-distribuzione S.p.A. contestando la violazione di alcune disposizioni in materia di obblighi di separazione funzionale e contabile. In particolare, a valle di alcune verifiche ispettive svoltesi ad ottobre 2017, la Direzione Sanzioni e Impegni ha contestato che: (i) non sarebbero stati rispettati i requisiti di indipendenza di un membro del "responsabile della conformità"; (ii) non sarebbe stata garantita l'economicità ed efficienza di gestione con riferimento all'esternalizzazione dei servizi di staff verso Enel Italia; anche con riferimento ai contratti di finanziamento con Enel Finance International non sarebbe stata garantita l'economicità ed efficienza in quanto non sarebbero stati rinegoziati i tassi di interesse e in quanto le risorse relative ai finanziamenti risulterebbero superiori agli investimenti realizzati dal 2013 in poi; (iii) in generale, per i contratti di servizio ivi compresi quelli di finanziamento, non sarebbe stato rispettato il principio del prezzo di libera concorrenza (iv) non sarebbe stata prodotta la documentazione completa che evidenzia le modalità di calcolo dei prezzi unitari.

e-distribuzione ha trasmesso la propria memoria difensiva il 22 gennaio 2019. Successivamente l'Autorità nell'ambito dello stesso procedimento ha richiesto ulteriori informazioni che sono state inviate il 12 giugno 2019.

A giugno 2019 Arera ha avviato una procedura di selezione di un consulente esterno per un supporto tecnico-bancario/finanziario, sospendendo i termini del procedimento sino alla ricezione delle relative conclusioni.

Il 7 febbraio 2020, l'Autorità ha reso noto di aver proceduto all'affidamento della suddetta attività consulenziale a favore dell'operatore GRID PARITY 2 S.r.l., il cui contratto è stato poi risolto. Con provvedimenti pubblicati sul sito Arera il 13 settembre 2023, l'Autorità ha reso noto di aver esperito una procedura negoziata per l'individuazione di un nuovo consulente, procedura che tuttavia è andata deserta.

Con PEC del 17 febbraio 2025, prot. n. 00010706/2025, Arera ha notificato ad e-distribuzione S.p.A. la comunicazione delle risultanze istruttorie con cui gli uffici comunicano la conclusione della fase istruttoria, rilevando l'assenza dei presupposti per l'adozione di un provvedimento sanzionatorio. Il collegio Arera sarà chiamato nelle prossime settimane a adottare il provvedimento di chiusura del presente procedimento.

Contenziosi tributari

Nel mese di maggio 2024 la Società ha avviato un contenzioso con l'Agenzia delle Entrate che ha contestato la legittimità dell'emissione nell'anno 2017 di una nota di credito ai fini dell'Imposta sul Valore Aggiunto (per un ammontare di circa euro 5 milioni, oltre a sanzioni) a seguito della risoluzione per inadempimento del contratto di trasporto stipulato con un trader, successivamente assoggettato a procedura fallimentare, e senza attendere l'infertilità della procedura concorsuale nella quale la Società si è insinuata.

La Società sostiene in giudizio la correttezza del proprio operato, tenuto conto dell'autonomia dei presupposti che legittimano la variazione in diminuzione conseguente a risoluzione, senza che sia pregiudicato il diritto a promuovere le azioni esecutive o concorsuali dirette a realizzare gli effetti restitutori – per equivalente monetario – che comporta la risoluzione.

Nelle more, la Società ha provveduto a versare quanto disposto dalle norme che regolano la riscossione provvisoria e frazionata in pendenza di giudizio.

50. 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 ed amministrazioni pubbliche italiane, nonché le erogazioni concesse da e-distribuzione S.p.A. 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 della Società a soggetti pubblici o privati residenti o stabiliti in Italia.

L'informativa di seguito presentata è riferita ad erogazioni di importo superiore a euro 10.000 effettuate da e-distribuzione S.p.A. nel corso del 2024, 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'articolo 52 della legge 24 dicembre 2012, n. 234.

Nel 2024, rispetto a quanto riportato nel suddetto Registro, si segnalano i seguenti incassi:

| Migliaia di euro | | |
|--|------------------------------|--|
| Ente erogante | Incentivi incassati nel 2024 | Descrizione del contributo incassato |
| Parco del Pollino | 47 | Parco del Pollino liquidazione 1^ tranche |
| Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) | 896.237 | Progetti PNRR "Rafforzamento Smart Grid" e "Incremento Resilienza" |
| Ministero delle Imprese e del Made in Italy (MIMIT) | 18.647 | Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017 |
| Ministero delle Imprese e del Made in Italy (MIMIT) | 47.697 | Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2019 |
| Regione Siciliana | 11.182 | Progetti POR SICILIA "PO FESR 2014/2020" |
| Regione Basilicata | 4.329 | Progetti POR BASILICATA "PO FESR 2014/2020" |
| Regione Puglia | 13.720 | Progetti POR PUGLIA "PO FESR 2014/2020" |
| Università degli studi di Sassari | 47 | Progetto LIFE Safe For Vulture |
| Agenzia esecutiva europea per il clima, l'ambiente e le infrastrutture (CINEA) | 92 | Progetto LIFE Egyptian Vulture |
| Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA) | 121 | Progetto LIFE Abilas |
| Commissione Europea | 23 | Progetto FLEXPLAN |
| Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) | 11 | Progetto FLOW |
| Commissione Europea | 13 | Progetto BEFLEXIBLE |
| Ministero dell'Università e della Ricerca (MUR) | 109 | Progetto COMESTO |
| Ministero dell'Università e della Ricerca (MUR) | 53 | Progetto RAFAEL |
| Ministero dell'Università e della Ricerca (MUR) | 43 | Progetto EEB |

Per quanto attiene alle erogazioni concesse, sono di seguito indicate le fattispecie rilevanti:

| Migliaia di euro | | |
|--|----------------------------|---|
| Ente beneficiario | Incentivi erogati nel 2024 | Descrizione del contributo erogato |
| Enel Cuore Onlus | 1.302 | 80% a saldo contributo liberale 2023 |
| Enel Cuore Onlus | 258 | 20% del contributo liberale 2024 |
| Fondazione Centro Studi Enel | 880 | 50% a saldo contributo liberale 2023 |
| Fondazione Centro Studi Enel | 775 | 50% del contributo liberale 2024 |
| Parco del Pollino | 59 | Messa in sicurezza linee per la tutela della biodiversità |
| Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) | 161 | Messa in sicurezza linee per la tutela in Sardegna dell'aquila del Bonelli (fondazione Segre) |
| Federpark | 21 | Ripartizione del contributo percepito a titolo di Final Payment per il Progetto LIFE Egyptian Vulture Life 16 NAT/IT/000659 |
| Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA) | 288 | Ripartizione del contributo percepito a titolo di Final Payment per il Progetto LIFE Egyptian Vulture Life 16 NAT/IT/000659 |

51. Programmi ambientali

Il Decreto Legislativo n.79/99 (Decreto Bersani) ha previsto che i soggetti titolari di concessioni per lo svolgimento del servizio di distribuzione debbano attuare misure di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia, secondo obiettivi quantitativi determinati da appositi decreti ministeriali, con l'obiettivo di:

- concorrere al conseguimento degli obiettivi di riduzione dei gas serra in relazione agli impegni assunti dall'Italia nell'ambito dei protocolli internazionali sull'ambiente;
- conseguire benefici economici e sociali, sia per i consumatori finali che per la collettività.

In attuazione della predetta disposizione, sia per il settore elettrico che del gas, il Ministero della Transizione Ecologica con D.M. del 21 maggio 2021 ha definito gli obiettivi nazionali di risparmio energetico per gli anni dal 2021 al 2024 (cd. certificati bianchi), da adempiere entro il 31 maggio dell'anno solare successivo a quello di riferimento.

51.1 Termini e natura dei programmi ambientali

I principali programmi ambientali che interessano e-distribuzione 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 |
|--------------------------------------|--|-------------------------|
| 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 dal Gestore dei Servizi Energetici a favore dei soggetti 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. |

51.2 Policy contabili

Ai fini della rilevazione contabile degli oneri derivanti da tali obblighi normativi, la Società applica il cosiddetto “net liability approach”. Nell’ambito di tale trattamento contabile:

- gli oneri sostenuti per acquistare sul mercato (o comunque ottenere a titolo oneroso) i 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;
- i contributi ricevuti a fronte dei titoli di efficienza energetica che hanno ottenuto la certificazione dalla competente autorità, sono assimilati a contributi monetari in conto esercizio e rilevati al fair value, nell’ambito degli “Altri proventi operativi” in contropartita ai “Crediti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali”.

51.3 Impatti economico-patrimoniali

Per quanto riguarda gli impatti economico-patrimoniali riferiti ai certificati bianchi (o TEE) si rimanda:

- alla nota n. 8 “Altri proventi operativi” per i contributi TEE
- alla nota n. 13 “Altri costi operativi” per gli acquisti di TEE

Nella tabella di seguito riportata sono riportate le quantità di TEE acquistate e utilizzate dalla Società nell’esercizio 2024:

| | 2024 | 2023 |
|--|----------------|----------------|
| Saldo di apertura al 1° gennaio 2024 | 477.835 | 416.174 |
| Certificati autoprodotti | - | - |
| Acquisto di certificati | 779.253 | 925.187 |
| di cui: | | |
| acquisto da Gruppo: | 132.993 | 10.095 |
| <i>Enel X Advisory Services Srl, di cui:</i> | 132.993 | 10.095 |
| <i>certificati autoprodotti</i> | | |
| <i>certificati non autoprodotti</i> | 132.993 | 10.095 |
| acquisto da Terzi | 646.260 | 915.092 |
| Vendita di certificati | - | - |
| Certificati consegnati per l’adempimento dell’obbligo | 820.264 | 863.526 |
| Saldo di chiusure al 31 dicembre 2024 | 436.824 | 477.835 |

52. Principi contabili di futura applicazione

Di seguito l’elenco dei principi, modifiche ai principi e interpretazioni la cui data di efficacia per la Società è successiva al 31 dicembre 2024:

- “IFRS 18 - *Presentation and Disclosure in Financial Statements*”, emesso ad Aprile 2024. Il nuovo principio, riguardante la presentazione e l’informativa in bilancio, sostituirà lo IAS 1 “*Presentation of Financial Statements*”, introducendo nuovi requisiti al fine di fornire agli users informazioni più rilevanti e trasparenti, focalizzandosi sugli aggiornamenti relativi al conto economico. Nel dettaglio, i concetti chiave introdotti dall’IFRS 18 sono relativi:
 - alla struttura del conto economico, richiedendo nuovi e specifici subtotali;

- al requisito di determinare il raggruppamento più funzionale alla presentazione delle spese di conto economico;
- alla presentazione in un'unica nota all'interno del bilancio dell'informativa relativa alle misure di performance definite dal management, corrispondenti a subtotali di ricavi e costi utilizzati nelle comunicazioni pubbliche riportate al di fuori del bilancio; e
- al miglioramento dei principi di aggregazione e disaggregazione delle informazioni.

Il principio dovrà essere applicato, previa omologazione, retrospettivamente, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2027 o successivamente. È consentita l'applicazione anticipata.

- “IFRS 19 - *Subsidiaries without Public Accountability: Disclosures*”, emesso a Maggio 2024. Il nuovo principio, di applicazione volontaria, consente alle società controllate eleggibili l'applicazione di requisiti di informativa ridotta. In particolare, una controllata è eleggibile se:
 - non ha una responsabilità pubblica; e
 - ha una capogruppo o una controllante intermedia che redige un bilancio consolidato per uso pubblico conforme agli IFRS.

Il principio dovrà essere applicato, previa omologazione, a partire dagli esercizi annuali che hanno inizio il 1° gennaio 2027 o successivamente. È consentita l'applicazione anticipata.

- “Amendments to IFRS 10 and IAS 28 - *Sale or Contribution of Assets between an Investor and its Associate or Joint Venture*”, emesso a Settembre 2014. Le modifiche chiariscono il trattamento contabile di vendite o conferimenti di attività tra un investitore e le sue collegate o joint ventures. 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 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 sono applicabili a partire dagli esercizi che avranno inizio dal 1° gennaio 2025 o successivamente.
- “Amendments to IFRS 9 and IFRS 7 - *Amendments to the Classification and Measurement of Financial Instruments*”, emesso a Maggio 2024. Le modifiche includono nuovi requisiti finalizzati a:
 - chiarire la data di rilevazione ed eliminazione contabile di alcune attività e passività finanziarie, con una nuova eccezione prevista per alcune passività finanziarie regolate tramite un sistema elettronico di trasferimento di denaro;
 - chiarire ed aggiungere ulteriori indicazioni nel valutare se un'attività finanziaria soddisfa il criterio dei solely payments of principal and interest (SPPI);
 - aggiungere nuova informativa per alcuni strumenti con termini contrattuali che possono modificare i flussi di cassa (e.g., alcuni strumenti finanziari con caratteristiche legate al raggiungimento di obiettivi ambientali, sociali e di governance); e
 - aggiornare l'informativa sugli strumenti di equity valutati al fair value rilevato negli other comprehensive income (FVOCI).

Le modifiche dovranno essere applicate, previa omologazione, a partire dagli esercizi annuali che avranno inizio dal 1° gennaio 2026 o successivamente.

- “Annual Improvements Volume 11”, emesso a Luglio 2024. Il documento contiene modifiche formali e chiarimenti agli standard esistenti. Nel dettaglio, sono stati modificati i seguenti principi:
 - IAS 7 – *Cost method*; la modifica elimina il termine “metodo del costo”, non più definito nei principi contabili IFRS;
 - IFRS 9 - *Lessee derecognition of lease liabilities*; la modifica risolve una potenziale mancanza di chiarezza relativa al modo in cui un locatario contabilizza l’eliminazione contabile di una passività per leasing, chiarendo che qualsiasi utile o perdita risultante deve essere rilevato a conto economico;
 - IFRS 9 - *Transaction price*; la modifica rimuove il riferimento, nell’Appendice A dell’IFRS 9, alla definizione di “prezzo di transazione” contenuta nell’IFRS 15, considerato che il termine è utilizzato in particolari paragrafi dell’IFRS 9 con un significato non necessariamente coerente con la definizione di tale termine nell’IFRS 15;
 - IFRS 7 - *Gain or loss on derecognition*; la modifica chiarisce una potenziale confusione derivante da un riferimento obsoleto ad un paragrafo che è stato eliminato dal principio in occasione dell’emissione dell’IFRS 13 *Fair Value Measurement*;
 - IFRS 7 - *Disclosure of deferred difference between fair value and transaction price*; la modifica chiarisce un’incoerenza tra il principio e le relative linee guida applicative, emersa quando una modifica, consequenziale all’emissione dell’IFRS 13, è stata apportata al principio, ma non al corrispondente paragrafo delle linee guida implementative;
 - IFRS 7 - *Introduction and credit risk disclosures*; la modifica risolve una potenziale confusione chiarendo come applicare la pertinente guida applicativa e semplificando alcune spiegazioni;
 - IFRS 10 - *Determination of a ‘de facto agent’*; la modifica chiarisce come un investitore deve determinare se un altro soggetto agisce per suo conto;
 - IFRS 1 - *Hedge accounting by a first-time adopter*; la modifica migliora la coerenza tra I requisiti per l’hedge accounting previsti nell’IFRS 9 e nell’IFRS 1.

Ciascuna delle modifiche sarà applicabile, previa omologazione, a partire dagli esercizi annuali che avranno inizio dal 1° gennaio 2026 o successivamente. L’applicazione anticipata è consentita.

- “Amendments to IFRS 9 and IFRS 7 - *Contracts Referencing Nature-dependent Electricity*”, emesso a Dicembre 2024. Le modifiche mirano a una migliore rappresentazione degli effetti finanziari derivanti da alcuni contratti di acquisto o vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili (e.g., eolico e solare). Tali contratti comportano l’esposizione alla variabilità della quantità sottostante di energia elettrica perché la fonte della sua generazione dipende da condizioni naturali incontrollabili (e.g., le condizioni meteorologiche). Sono inclusi nella tipologia descritta sia alcuni contratti per l’acquisto o la vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili, spesso strutturati come accordi a lunga scadenza (i.e., physical power purchase agreements, *PPAs*), che gli strumenti finanziari che fanno riferimento a tale tipologia di elettricità (i.e., virtual power purchase agreements, *VPPAs*). Le modifiche sono le seguenti:
 - è permessa l’applicazione dell’ “own-use exception” ai physical *PPAs* se la società è stata, e prevede di essere, un acquirente netto di energia elettrica per il periodo contrattuale (i.e., gli acquisti di energia elettrica rinnovabile compensano in misura sufficiente eventuali vendite di energia elettrica inutilizzata all’interno dello stesso mercato);
 - è consentita l’applicazione dell’hedge accounting ai Virtual *PPAs*, (i.e. contratti che non prevedono la consegna fisica di energia e il cui regolamento si basa sulla differenza tra il prezzo di mercato dell’energia e il prezzo strike previsto nel contratto) o ai *PPAs* per cui non è possibile applicare l’own use exemption. In particolare, tali contratti possono essere utilizzati come strumenti di copertura di

un importo nominale variabile delle transazioni previste di energia elettrica, allineato all'importo variabile che si prevede sarà fornito dall'impianto di generazione a cui fa riferimento lo strumento di copertura. Se i flussi di cassa dello strumento di copertura sono condizionati al verificarsi di una transazione prevista designata, si presume che la stessa sia altamente probabile;

- o sono stati introdotti ulteriori obblighi di informativa finalizzati a chiarire gli effetti di tali contratti sui flussi di cassa e sulla performance finanziaria. Inoltre, sono richieste specifiche informazioni in caso di adozione dell'own-use exception.

Tali modifiche si applicano a partire dagli esercizi che hanno inizio dal 1° gennaio 2026 o successivamente. È consentita l'applicazione anticipata.

La Società sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.

53. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Non si segnalano fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio.

54. Compensi Amministratori, Sindaci e Società di Revisione

54.1 Compensi degli Amministratori e Sindaci

I compensi dei tre componenti il Collegio Sindacale, ai quali sono attribuite collegialmente anche le funzioni di Organismo di Vigilanza di e-distribuzione ex D. Lgs. 231/2001, in base all'incarico ricevuto sono pari complessivamente a euro 90 migliaia annui.

Gli Amministratori, in quanto dirigenti del Gruppo Enel, non percepiscono dalla Società alcun compenso per lo svolgimento di tale incarico.

54.2 Compensi alla Società di Revisione

Si riporta di seguito un prospetto con l'evidenza dei compensi contrattualizzati, di competenza dell'esercizio, riconosciuti alla Società di revisione KPMG S.p.A., cui è stato conferito l'incarico di revisione legale dei conti per il triennio 2023 – 2025:

| Tipologia di servizi | Soggetto che ha erogato il servizio | Compensi (Migliaia di euro) |
|---|-------------------------------------|-----------------------------|
| e-distribuzione SpA | | |
| Revisione contabile al 31 dicembre 2024 | - KPMG SpA | 271 |
| Altri servizi: | | |
| - Unbundling | - KPMG SpA | 50 |
| - Affidamento incarico aggiuntivo per verifica del Prospetto di determinazione dello Z-factor (delibera ARERA 497/2023/R/COM) | - KPMG SpA | 43 |
| Totale | | 364 |

Si precisa che gli importi sopra riportati includono (laddove previsto) anche il contributo Consob riconosciuto alla Società di revisione in base agli accordi contrattuali in essere.

55. Attività di direzione e coordinamento

Si riportano i dati essenziali del bilancio 2023 di Enel S.p.A., redatto secondo i principi contabili internazionali, che esercita attività di direzione e coordinamento su e-distribuzione S.p.A.

Conto Economico

| Milioni di euro | 2023 |
|-------------------------------------|--------------|
| Ricavi | 163 |
| Costi | 1.103 |
| Proventi da partecipazioni | 4.269 |
| Proventi / (Oneri) finanziari netti | (433) |
| Imposte | (136) |
| UTILE DELL'ESERCIZIO | 3.032 |

Stato Patrimoniale

Milioni di euro

al 31.12.2023

| ATTIVITA' | |
|--|---------------|
| Attività non correnti | |
| Attività materiali e immateriali | 140 |
| Partecipazioni | 60.917 |
| Attività finanziarie non correnti | 271 |
| Altre attività non correnti | 179 |
| Totale | 61.507 |
| Attività correnti | |
| Crediti commerciali | 167 |
| Attività finanziarie correnti | 6.559 |
| Altre attività correnti | 1.890 |
| Disponibilità liquide e mezzi equivalenti | 1.122 |
| Totale | 9.738 |
| Attività non correnti classificate come possedute per la vendita | |
| TOTALE ATTIVITA' | 71.245 |
| PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA' | |
| PATRIMONIO NETTO | 37.883 |
| Passività non correnti | |
| Finanziamenti a lungo termine | 17.855 |
| Passività per imposte differite e fondi rischi e oneri | 185 |
| Passività finanziarie non correnti | 620 |
| Altre passività non correnti | 20 |
| Totale | 18.680 |
| Passività correnti | |
| Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine | 9.811 |
| Debiti commerciali | 135 |
| Fondi rischi e oneri - quota corrente | 9 |
| Passività finanziarie correnti | 332 |
| Altre passività correnti | 4.395 |
| Totale | 14.682 |
| TOTALE PASSIVITA' | 33.362 |
| TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA' | 71.245 |

Compliance

Modello organizzativo e gestionale

Il Decreto Legislativo 8 giugno 2001 n. 231 (il “Decreto”) recante la “Disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche, delle società e delle associazioni anche prive di personalità giuridica” e successive modifiche, ha introdotto la responsabilità amministrativa a carico della società per alcuni specifici reati (es. concussione, corruzione nei confronti di un pubblico ufficiale per un atto d’ufficio o contrario ai doveri d’ufficio, reati societari, ecc.) commessi, sia in Italia che all’estero, da persone fisiche che rivestono funzioni di rappresentanza, amministrazione, direzione, gestione o controllo della società o da persone fisiche sottoposte alla loro direzione o vigilanza.

Il 19 dicembre 2002 il Consiglio di Amministrazione di e-distribuzione S.p.A. (la “Società”) ha deliberato l’approvazione del proprio Modello di organizzazione e di gestione ex Decreto Legislativo 231/2001 (successivamente integrato, aggiornato e modificato), (nel prosieguo, il “Modello 231”) in attuazione di quanto previsto dall’art. 6 del Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231/2001 e nominato un Organismo di Vigilanza, dotato di autonomi poteri di iniziativa e di controllo, a cui è stato affidato il compito di vigilare sul funzionamento e l’osservanza del Modello 231. In data 12 aprile 2023 è stato nominato l’Organismo di Vigilanza attualmente in carica.

Scopo del Modello 231 è la costruzione di un sistema strutturato e organico di procedure, nonché di attività di controllo, da svolgersi anche in via preventiva (controllo *ex ante*), volto a prevenire la commissione delle diverse tipologie di reati contemplate dal Decreto, in particolare, mediante l’individuazione delle “Aree a Rischio” e la loro conseguente proceduralizzazione.

Il Modello 231 è costituito da una “Parte Generale” e da singole “Parti Speciali” predisposte per le diverse tipologie di reato contemplate nel Decreto Legislativo n. 231/2001 e che il Modello 231 stesso intende prevenire.

Il Modello 231 è soggetto ad aggiornamento in presenza di esigenze od opportunità derivanti dall’introduzione di nuovi reati presupposto, agli orientamenti giurisprudenziali ovvero ai cambiamenti significativi nelle attività svolte dalla Società e/o nella propria struttura organizzativa.

In tale contesto, nel corso del 2024 la Società ha approvato: l’aggiornamento della Parte Generale nelle riunioni del 20 giugno 2024 e del 17 dicembre 2024; della Parte Speciale A “*Reati contro la pubblica amministrazione e di induzione a non rendere dichiarazioni o a rendere dichiarazioni mendaci all’autorità giudiziaria*” nella riunione del 15 novembre 2024; della Parte Speciale N relativa ai “*Reati Tributari*” nella riunione del 25 ottobre 2024; della Parte Speciale G relativa ai “*Reati ricettazione, riciclaggio, impiego di denaro, beni o utilità di provenienza illecita e autoriciclaggio*”, validata dall’Organismo di Vigilanza nella riunione del 19 dicembre 2024 e approvata dal Consiglio di Amministrazione del 20 gennaio 2025.

Infine, è stata svolta un’attività di *risk assessment* per valutare l’applicabilità dell’art. 25-*sexiesdecies* del D. Lgs. 231/2001 alla Società, relativo ai reati previsti dalle disposizioni nazionali complementari al codice doganale dell’Unione.

Il Modello 231 prevede l’individuazione e la proceduralizzazione delle attività ricadenti tra quelle “a rischio” di reato ai sensi del Decreto a cui si accompagna un’azione di monitoraggio che permetta di intervenire tempestivamente per prevenire o contrastare la commissione dei reati stessi.

Nel corso del 2024 l’Organismo di Vigilanza ha monitorato e vigilato sull’effettiva operatività ed efficacia del sistema di controllo di cui al Decreto, evidenziandone la sostanziale adeguatezza del disegno del sistema di controllo interno posto a presidio dei rischi reato esemplificati nelle singole Parti Speciali del Modello 231 e la corretta attuazione di prassi, procedure e *policy* aziendali.

Codice Etico

La consapevolezza dei risvolti sociali e ambientali che accompagnano le attività svolte dalla Società, unitamente alla considerazione dell'importanza rivestita tanto da un approccio cooperativo con gli *stakeholder*, quanto dalla buona reputazione della Società stessa (sia nei rapporti interni, sia verso l'esterno), hanno ispirato l'adozione del Codice Etico.

Fin dal 16 aprile 2002, e-distribuzione S.p.A. ha recepito, nel testo adottato dal Consiglio di Amministrazione di Enel S.p.A., il "Codice Etico" che identifica gli impegni e le responsabilità etico-sociali che sono tenuti ad assumere tutti coloro che operano in nome e per conto del Gruppo Enel nella conduzione degli affari e delle attività aziendali.

In particolare, il Codice Etico si articola in:

- principi generali nelle relazioni con gli *stakeholders*, che definiscono i valori di riferimento cui la Società si ispira nello svolgimento delle varie attività. Nell'ambito di tali principi si ricordano in particolare: l'onestà, l'imparzialità, la riservatezza, la valorizzazione dell'investimento azionario, il valore delle risorse umane, la trasparenza e completezza dell'informazione, la qualità dei servizi, la tutela dell'ambiente;
- criteri di condotta verso ciascuna classe di *stakeholders*, che forniscono nello specifico le linee guida e le norme alle quali i collaboratori della Società sono tenuti ad attenersi per garantire il rispetto dei principi generali e per prevenire il rischio di comportamenti non etici;
- meccanismi di attuazione, che descrivono il sistema di controllo preordinato ad assicurare l'osservanza del Codice Etico ed il suo continuo miglioramento.

Piano di Tolleranza Zero alla Corruzione

In data 5 settembre 2006, il Consiglio di Amministrazione di e-distribuzione S.p.A. ha deliberato l'adozione del "Piano di Tolleranza Zero alla Corruzione" (cosiddetto "Piano TZC", approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel S.p.A. nel mese di giugno 2006), confermando l'impegno del Gruppo, già descritto nel Codice Etico e nel Modello Organizzativo ex D.Lgs 231/2001, al fine di assicurare condizioni di correttezza e di trasparenza nella conduzione degli affari e delle attività aziendali, a tutela della propria posizione ed immagine, delle aspettative dei propri azionisti, di tutti gli altri stakeholder del Gruppo e del lavoro dei propri dipendenti.

Il Piano TZC non sostituisce, né si sovrappone al Codice Etico e al Modello Organizzativo ex D.Lgs 231/2001, ma rappresenta un approfondimento relativo al tema della corruzione (non solo nei confronti della Pubblica Amministrazione) inteso a recepire una serie di raccomandazioni per l'implementazione dei principi formulati in materia da *Transparency International*.

Politica sui Diritti Umani

La Società ha adottato nel corso del 2013 una politica sui diritti umani (aggiornata dal Consiglio di Amministrazione di e-distribuzione in data 17 febbraio 2022) che, nel recepire le "Linee Guida su Business e Diritti Umani" dettate dall'ONU, rafforza e approfondisce gli impegni già sanciti dal Codice Etico, dal Modello 231 e dal Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione" sulle tematiche legate ai diritti umani.

Responsabile della Conformità

In data 23 dicembre 2015 il Consiglio di Amministrazione di e-distribuzione S.p.A. ha deliberato la costituzione dell'organo collegiale "Responsabile della Conformità" composto da tre membri.

Attualmente tale organo è composto dal responsabile dell'Unità Audit Enel Grids, da un responsabile all'interno dell'Unità Legal, Corporate, Regulatory&Antitrust Affairs Italy e un responsabile all'interno dell'Unità di Security.

Al "Responsabile della Conformità" è stato conferito ogni più ampio potere con riguardo allo svolgimento dei compiti allo stesso attribuiti dalla normativa *unbundling*.

Certificazione Anti-bribery

La Società, in aggiunta ai presidi di controllo già presenti in materia di corruzione, ha deciso di implementare il sistema di gestione della prevenzione della corruzione secondo la norma UNI ISO 37001:2016.

Nel corso del 2024, la Società ha proseguito con gli adempimenti per la ricertificazione, confermando l'efficacia del sistema di controllo già in essere a prevenzione dei rischi reato per la corruzione sia verso la Pubblica Amministrazione, che verso i privati.

Proposte all'Assemblea

Il Consiglio di Amministrazione propone di destinare l'intero Utile netto dell'esercizio, pari ad euro 2.381.974.002,32 a riserva degli Utili portati a nuovo, tenuto conto che la Riserva Legale, al 31 dicembre 2024, è pari al 20% del Capitale Sociale.

Relazioni

Relazione della Società di Revisione



KPMG S.p.A.
Revisione e organizzazione contabile
Via Curtatone, 3
00185 ROMA RM
Telefono +39 06 80961.1
Email it-fmauditaly@kpmg.it
PEC kpmgspa@pec.kpmg.it

Relazione della società di revisione indipendente ai sensi dell'art. 14 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39

*All'Azionista Unico della
e-distribuzione S.p.A.*

Relazione sulla revisione contabile del bilancio d'esercizio

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della e-distribuzione S.p.A. (nel seguito anche la "Società"), costituito dai prospetti dello stato patrimoniale al 31 dicembre 2024, del conto economico e del conto economico complessivo, delle variazioni del patrimonio netto, del rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note esplicative al bilancio che includono le informazioni rilevanti sui principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della e-distribuzione S.p.A. al 31 dicembre 2024, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data in conformità ai principi contabili IFRS emanati dall'*International Accounting Standards Board* e adottati dall'Unione Europea.

Elementi alla base del giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nel paragrafo "*Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio*" della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla e-distribuzione S.p.A. in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati su cui basare il nostro giudizio.

Direzione e coordinamento

La Società, come richiesto dalla legge, ha inserito nelle note esplicative i dati essenziali dell'ultimo bilancio della società che esercita su di essa l'attività di direzione e coordinamento. Il giudizio sul bilancio della e-distribuzione S.p.A. non si estende a tali dati.

Responsabilità degli Amministratori e del Collegio Sindacale della e-distribuzione S.p.A. per il bilancio d'esercizio

Gli Amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio d'esercizio che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità ai principi contabili IFRS emanati dall'*International*



e-distribuzione S.p.A.

Relazione della società di revisione

31 dicembre 2024

Accounting Standards Board e adottati dall'Unione Europea e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli Amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità della Società di continuare a operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio d'esercizio, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli Amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio d'esercizio a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della Società o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

Il Collegio Sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria della Società.

Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio d'esercizio nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che, tuttavia, non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche degli utilizzatori prese sulla base del bilancio d'esercizio.

Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio d'esercizio, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti o eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;
- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno della Società;
- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli Amministratori, inclusa la relativa informativa;
- siamo giunti a una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli Amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di un'incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità della Società di continuare a operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate



e-distribuzione S.p.A.

Relazione della società di revisione

31 dicembre 2024

sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che la Società cessi di operare come un'entità in funzionamento;

- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio d'esercizio nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio d'esercizio rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di *governance*, identificati a un livello appropriato come richiesto dagli ISA Italia, tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizi e dichiarazione ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettere e), e-bis) ed e-ter), del D.Lgs. 39/10

Gli Amministratori della e-distribuzione S.p.A. sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione della e-distribuzione S.p.A. al 31 dicembre 2024, incluse la sua coerenza con il relativo bilancio d'esercizio e la sua conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) 720B al fine di:

- esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione con il bilancio d'esercizio;
- esprimere un giudizio sulla conformità alle norme di legge della relazione sulla gestione;
- rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi nella relazione sulla gestione.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione è coerente con il bilancio d'esercizio della e-distribuzione S.p.A. al 31 dicembre 2024.

Inoltre, a nostro giudizio, la relazione sulla gestione è redatta in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, comma 2, lettera e-ter), del D.Lgs. 39/10, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Roma, 14 marzo 2025

KPMG S.p.A.

Gabriele de Gennaro
Socio

Relazione del Collegio Sindacale

e-distribuzione S.p.A. – Società con unico socio
Direzione e Coordinamento di Enel S.p.A.
Sede legale in Roma – Via Domenico Cimarosa, 4
Cap. Soc. Euro 2.600.000.000 i.v. - R.E.A. di Roma n. 922436
Codice Fiscale e Registro Imprese di Roma n. 05779711000
Società partecipante al Gruppo IVA Enel con P.I. 15844561009

* * *

Relazione del Collegio Sindacale sul bilancio dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2024
redatta ai sensi dell'art. 2429, comma 2 C.C.

All'Azionista Enel Italia S.p.A.

Il Collegio Sindacale (di seguito anche il "Collegio") della e-distribuzione S.p.A. (in seguito anche la "Società"), presenta la propria relazione per riferire sull'attività di vigilanza svolta nell'esercizio ai sensi dell'art. 2429, comma 2, del Codice Civile.

Si dà atto che l'attuale Collegio Sindacale è stato nominato con assemblea del 12 aprile 2023, con durata in carica fino all'approvazione del bilancio dell'esercizio 2025.

Nella medesima delibera assembleare, sono state affidate al Collegio Sindacale le funzioni di Organismo di Vigilanza ex Decreto Legislativo 231/2001. L'Organismo di Vigilanza resterà in carica per la durata del mandato del Collegio Sindacale e cioè fino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2025.

Il progetto di bilancio della Società dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2024 è stato messo a disposizione del Collegio Sindacale in occasione della riunione del Consiglio di Amministrazione del 27 febbraio 2025 ed 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) ed alle interpretazioni emesse dall'International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) e dallo Standing Interpretations Committee (SIC), riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 ed in vigore alla chiusura dell'esercizio.

La Società, optando per l'esenzione dal consolidamento prevista dal paragrafo 4 (a) dell'IFRS 10, ha redatto il bilancio separato; il bilancio consolidato viene redatto dalla Capogruppo Enel S.p.A. di cui e-distribuzione S.p.A. è controllata indiretta attraverso Enel Italia S.p.A.; a partire dall'esercizio 2021 anche quest'ultima redige su base volontaria un bilancio consolidato.

W
1
ae

Nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2024 l'attività, svolta ai sensi dell'art. 2403 del Codice Civile, è stata effettuata secondo i principi di comportamento del Collegio Sindacale di società non quotate raccomandati dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili.

Per lo svolgimento delle proprie verifiche, l'organo di controllo, nel corso dell'esercizio cui la presente relazione si riferisce, ha tenuto undici riunioni, mentre nel corso dell'anno 2025 e fino alla data della presente relazione ha tenuto tre riunioni.

In particolare, il Collegio Sindacale:

- ha vigilato sull'osservanza della legge e dell'atto costitutivo e sul rispetto dei principi di corretta amministrazione;*
- ha partecipato alle dodici riunioni del Consiglio di Amministrazione e ad una Assemblea che si sono tenute nel corso dell'esercizio. Le riunioni si sono svolte nel rispetto delle norme statutarie, legislative e regolamentari che ne disciplinano il funzionamento e per le quali possiamo ragionevolmente assicurare che le deliberazioni prese sono conformi alla legge ed allo statuto sociale e non sono manifestamente imprudenti, azzardate, in potenziale conflitto di interesse o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;*
- ha ottenuto dagli Amministratori, informazioni sul generale andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione, nonché sulle operazioni di maggior rilievo, per le loro dimensioni o caratteristiche, effettuate dalla società e, pertanto, il Collegio Sindacale può ragionevolmente assicurare che le operazioni intraprese sono conformi alla legge ed allo statuto sociale e non sono manifestamente imprudenti, azzardate, in potenziale conflitto di interesse o in contrasto con le delibere assembleari o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;*
- ha raccolto sufficienti informazioni sulle vicende della vita sociale e sui principali fatti di gestione, avvalendosi dei chiarimenti, delle precisazioni e degli elementi forniti dai preposti alle funzioni d'interesse della Società, evidenziando altresì che ENEL S.p.A. esercita la direzione ed il coordinamento della società ai sensi dell'art. 2497 e seguenti del Codice civile;*
- dà atto che le informazioni ricevute nel corso delle riunioni del Consiglio di Amministrazione, dal management della Società e dal Revisore Legale, non hanno evidenziato l'esistenza di operazioni atipiche e/o inusuali effettuate con terzi, parti correlate o infragruppo;*
- dà atto che nel corso dell'esercizio non sono state effettuate operazioni con parti correlate, così come definite ai sensi dell'art. 2427, comma 22-bis, del Codice civile, a condizioni diverse dalle normali condizioni di mercato che hanno influito in misura rilevante sulla situazione patrimoniale ed economica della Società;*

W

2

M
OE

- ha vigilato sul sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, anche attraverso lo scambio di informazioni con i referenti dell'unità Audit della Società;
- ha avuto conoscenza e ha vigilato sull'adeguatezza dell'assetto organizzativo e del sistema amministrativo e contabile della società, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, mediante l'ottenimento delle necessarie informazioni dai responsabili delle relative funzioni, dalla società di revisione ed attraverso l'esame dei documenti aziendali ed a tale riguardo, il Collegio non ha osservazioni particolari da evidenziare; l'organo amministrativo ha valutato positivamente l'adeguatezza dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile della Società, anche ai fini della rilevazione tempestiva della crisi d'impresa ex D.lgs. 14/2019 e successive modificazioni;
- rileva che nella relazione sulla gestione, gli amministratori hanno dato atto che la Società è esonerata dalla redazione della rendicontazione di sostenibilità ai sensi dell'art. 7 del d.lgs. n. 125/2024. Pur tuttavia, sarà disponibile sul sito internet della capogruppo Enel S.p.A., la rendicontazione consolidata redatta ai sensi dell'articolo 4 del sopra citato decreto, oltre al deposito, nei termini di legge, presso il competente registro delle imprese.

Per quanto riguarda le operazioni e i fatti di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale avvenuti nel corso dell'esercizio appena chiuso, si segnala che in data 9 marzo 2024, la Società ha firmato un accordo con A2A S.p.A. per la cessione a quest'ultima del 90% del capitale sociale di un veicolo societario appositamente costituito e previo conferimento nello stesso del ramo d'azienda relativo alle attività di distribuzione di energia elettrica in alcuni comuni della Lombardia (il "Ramo d'Azienda").

In data 25 giugno 2024 è stata pertanto costituita da e-distribuzione S.p.A. la società Duereti S.r.l. alla quale, in data 28 novembre 2024, è stato conferito il Ramo d'Azienda da parte della Società con data efficacia 31 dicembre 2024.

Con efficacia sostanzialmente contestuale a quella del conferimento del Ramo d'Azienda in favore della società Duereti S.r.l., è stata poi perfezionata la cessione da e-distribuzione S.p.A. ad A2A S.p.A. di una partecipazione del 90% in Duereti s.r.l., a fronte del pagamento di un corrispettivo pari ad euro 1.229 milioni circa.

Il dettaglio di tutte le operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale è indicato nella Relazione sulla Gestione nella sezione "Eventi di rilievo del 2024".

Non si evidenziano fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio.

Il Collegio, inoltre, attesta che:

W
3
De

- nel corso dell'esercizio ad oggi non sono pervenute denunce ex art. 2408 Codice civile;
- nel corso dell'attività di vigilanza ed all'esito delle verifiche effettuate, non sono emerse omissioni, fatti censurabili o irregolarità significative tali da richiederne la menzione nella presente relazione;
- con specifico riferimento alle funzioni di Organismo di Vigilanza della Società ai sensi del D.Lgs. 231/2001, ha riferito all'organo amministrativo in ordine all'attività svolta sull'attuazione del Modello di Organizzazione e Gestione adottato dalla Società, ai sensi del citato decreto legislativo. L'Organismo di Vigilanza ha vigilato nel periodo di riferimento, sul funzionamento ed osservanza del Modello e l'attività di verifica e controllo effettuata sulla base delle informazioni allo stesso rese disponibili, è stata funzionale agli obiettivi di efficace attuazione dello stesso. Tale attività è stata svolta avvalendosi della collaborazione delle funzioni Audit e Compliance della Società;
- la Società ha adottato il Codice Etico, il Piano di Tolleranza Zero alla Corruzione e la Policy sui Diritti Umani previsti dall'appartenenza al Gruppo Enel;
- è stato informato circa le attività svolte dalla funzione Anticorruzione anche per il mantenimento della certificazione ISO-37001;
- non vi sono segnalazioni ex articoli 25-octies e 25-novies del D.Lgs. n. 14 del 12 gennaio 2019 e successive modificazioni.

L'organo di controllo ha avuto un costante scambio di informazioni con la Società di Revisione, esaminando l'impianto metodologico adottato dal revisore, acquisendo le necessarie informazioni, in merito all'approccio di revisione utilizzato per le diverse aree significative di bilancio e i rischi aziendali, ricevendo aggiornamenti sullo stato di avanzamento dell'attività di revisione.


Si evidenzia che, con deliberazione del 13 aprile 2023, l'Assemblea degli Azionisti, ai sensi dell'art. 13 del D.Lgs. 27 gennaio 2010 n. 39, ha conferito alla KPMG S.p.A. (di seguito anche "la Società di Revisione") l'incarico di revisione legale dei conti dei bilanci della Società per il triennio 2023 - 2025 e quindi fino all'approvazione del bilancio dell'esercizio 2025.

Compete pertanto alla KPMG S.p.A., incaricata della revisione legale dei conti, esprimere il giudizio sul bilancio ai sensi dell'art. 14 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39.

Il Collegio Sindacale ha accertato, tramite l'ottenimento di informazioni dai preposti alle funzioni d'interesse della Società e dalla Società di Revisione, l'osservanza delle norme di legge inerenti la formazione del bilancio della Società e della relativa relazione sulla gestione.

W

4



Il Collegio Sindacale ha esaminato il progetto di bilancio della Società relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2024, approvato dal Consiglio di Amministrazione con deliberazione del 27 febbraio 2025 e consegnato all'organo di controllo in tale data insieme alla relazione sulla gestione.

Il bilancio al 31 dicembre 2024 della e-distribuzione S.p.A., redatto in conformità ai principi contabili internazionali (International Accounting Standards - IAS e International Financial Reporting Standards - IFRS) emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) ed alle interpretazioni emesse dall'IFRS Interpretations Committee (IFRIC) e dallo Standing Interpretations Committee (SIC), riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 ed in vigore alla chiusura dell'esercizio, chiude con un utile di Euro 2.381.974.002,32.

Il Bilancio d'esercizio della e-distribuzione S.p.A. è costituito dal conto economico, dal prospetto dell'utile complessivo rilevato nell'esercizio, dallo stato patrimoniale, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note di commento. Nelle note al bilancio sono stati indicati i criteri di valutazione seguiti e ne è stata verificata la conformità ai principi contabili internazionali adottati.

La società KPMG S.p.A., nella propria relazione emessa sulla revisione contabile del bilancio di e-distribuzione S.p.A., ha attestato che lo stesso fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della Società al 31 dicembre 2024, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché la coerenza delle informazioni fornite nella relazione sulla gestione con il bilancio d'esercizio e sulla conformità della stessa alle norme di legge. Con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, c. 2, lettera e-ter), del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, la Società di Revisione non ha riportato alcuna evidenza.

La relazione della Società di Revisione evidenzia gli aspetti chiave della revisione contabile, alle quali si rinvia.

Non essendo a noi demandato il controllo analitico di merito sul contenuto del bilancio della Società, abbiamo vigilato sull'impostazione generale data a tale documento, accertandone la sua generale conformità alla legge per quel che riguarda la sua formazione e struttura.

L'organo amministrativo, nei documenti costituenti il progetto di bilancio di esercizio della Società, ha illustrato i criteri di valutazione delle varie poste ed ha fornito le informazioni richieste dalla normativa sia in ordine allo Stato Patrimoniale che al Conto Economico, nonché quelle ritenute necessarie per una esauriente intelligibilità del progetto di Bilancio stesso. Abbiamo riscontrato che nelle note al

W *5* *Dr*
Dr

bilancio e nella relazione sulla gestione sono stati descritti i principali rischi e incertezze cui la Società è esposta.

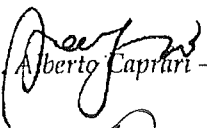
Abbiamo altresì verificato l'osservanza delle norme di legge inerenti la predisposizione della relazione sulla gestione ed anche a tale riguardo non abbiamo osservazioni particolari da riferire.

Abbiamo, inoltre, accertato la rispondenza del bilancio ai fatti ed alle informazioni di cui siamo a conoscenza a seguito dell'espletamento dei nostri doveri e non abbiamo osservazioni al riguardo.

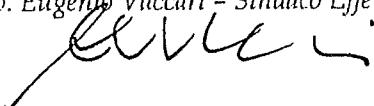
Tenuto conto di quanto sopra esposto e del fatto che dall'attività di vigilanza svolta non sono emersi fatti censurabili, omissioni o irregolarità da segnalare nella presente relazione, per quanto di nostra competenza, non rileviamo motivi ostativi all'approvazione del bilancio dell'esercizio della Società chiuso al 31 dicembre 2024, così come redatto dall'organo amministrativo e le connesse proposte relative al risultato d'esercizio.

Roma, 14 marzo 2025

IL COLLEGIO SINDACALE


Dott. Alberto Capriari - Presidente


Dott.ssa Anna Rosa Adiuutori - Sindaco Effettivo

Avv. Eugenio Vaccari - Sindaco Effettivo


e-distribuzione

S.p.A. - Società con unico socio

Sede legale in Roma

Via Domenico Cimarosa 4, 00198

Registro delle Imprese di Roma e C.F. 05779711000

R.E.A. 922436

Società partecipante al Gruppo IVA Enel con P.I. 15844561009

Capitale Sociale 2.600.000.000 Euro i.v.

Direzione e Coordinamento di Enel S.p.A.