

**Relazione e Bilancio di esercizio di
e-distribuzione S.p.A.
al 31 dicembre 2023**

e-distribuzione

Indice

Organi sociali.....	5
Relazione sulla gestione	6
 Relazione sulla gestione	7
L'esercizio 2023 in sintesi	7
Eventi di rilievo del 2023	9
Quadro normativo e tariffario.....	11
Andamento operativo	28
Gestione ambientale e Sostenibilità	61
Cambiamento climatico: rischi ed opportunità.....	66
Risorse umane	72
Risultati economico-finanziari.....	83
Prevedibile evoluzione della gestione	95
Altre informazioni	99
 Bilancio d'esercizio	100
Conto Economico.....	100
Prospetto di Conto Economico complessivo	101
Stato Patrimoniale.....	102
Prospetto delle variazioni del patrimonio netto.....	104
Rendiconto finanziario.....	105
 Note esplicative al bilancio di esercizio al 31 dicembre 2023.....	106
1. Forma e contenuto del Bilancio	106
2. Principi contabili.....	107
3. Nuovi principi contabili, modifiche ed interpretazioni	137
4. Informazioni finanziarie relative al clima	139
5. Effetti derivanti dall'introduzione di nuovi principi e policy contabili	140
6. Principali acquisizioni e disinvestimenti del periodo.....	140
 Informazioni sul Conto Economico	141
8. Ricavi	141
9. Altri proventi operativi	150
10. Materie prime e materiali di consumo	153
11. Servizi	154
12. Costo del personale	157
13. Ammortamenti e impairment	159
14. Altri costi operativi	160
15. Costi per lavori interni capitalizzati	162
16. Proventi da partecipazion	162

17.	Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati	163
18.	Proventi/(Oneri) finanziari	163
19.	Imposte	165
Informazioni sullo Stato Patrimoniale		168
20.	Immobili, impianti e macchinari	168
21.	Leasing operativo	172
22.	Attività immateriali	174
23.	Attività per imposte differite - Passività per imposte differite	178
24.	Partecipazioni	180
25.	Derivati	180
26.	Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine	181
27.	Altre attività non correnti	182
28.	Rimanenze	183
29.	Crediti commerciali	184
30.	Crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	187
31.	Crediti per imposte sul reddito	188
32.	Altri crediti tributari	189
33.	Crediti finanziari e titoli a breve termine	189
34.	Altre attività finanziarie correnti	190
35.	Altre attività correnti	191
36.	Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	191
37.	Patrimonio netto	192
38.	Finanziamenti	196
39.	Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine	196
40.	Piani pensionistici e altri piani per benefici post-pensionamento	197
41.	Fondo rischi ed oneri (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi)	203
42.	Altre passività non correnti	205
43.	Debiti commerciali	206
44.	Passività contrattuali	207
45.	Debiti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	208
46.	Debiti per imposte sul reddito	209
47.	Altri debiti tributari	210
48.	Altre passività finanziarie correnti	210
49.	Altre passività correnti	211
Strumenti finanziari		213
50.	Strumenti finanziari per categoria	213
51.	Risk Management	229
52.	Derivati e Hedge Accounting	236
Attività e passività misurate al <i>fair value</i>		246

53.	Fair value measurement di attività e passività	246
Altre informazioni		248
54.	Operazioni con le parti correlate	248
55.	Impegni contrattuali e garanzie	254
56.	Attività e Passività potenziali.....	254
57.	Erogazioni pubbliche - Informativa ex art. 1, commi 125-129, Legge n. 124/2017	257
58.	Principi contabili di futura applicazione	258
59.	Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio.....	259
60.	Compensi Amministratori, Sindaci e Società di Revisione.....	260
61.	Attività di direzione e coordinamento	261
Compliance		263
Proposte all'Assemblea		266
Relazioni.....		267
	Relazione della Società di Revisione	268
	Relazione del Collegio Sindacale.....	Error! Bookmark not defined.

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

Amministratore Delegato

Vincenzo Ranieri

Presidente

**Francesca Romana
Napolitano**

Consigliere

Angelo Scipioni

Collegio Sindacale

Presidente [1]

Alberto Caprari

Sindaci effettivi

**Anna Rosa Adiutori
Eugenio Vaccari**

Sindaci Supplenti

**Antonella Bientinesi
Francesco Mariani**

Società di Revisione

KPMG S.p.A.

[1] Nominato in sostituzione di Giuseppe Ascoli in data 12 aprile 2023

Relazione sulla gestione

Relazione sulla gestione

L'esercizio 2023 in sintesi

Di seguito i principali indicatori di performance ed operativi di e-distribuzione S.p.A. relativi all'esercizio 2023:

	2023	2022	variazioni	
DATI ECONOMICI (milioni di euro)				
				
Ricavi	7.610	7.204	406	5,64%
Margine Operativo Lordo	3.573	3.674	(101)	(2,75%)
Ammortamenti e impairment	(1.457)	(1.358)	(99)	7,29%
Risultato Operativo	2.116	2.316	(200)	(8,64%)
Risultato Netto	1.051	1.400	(349)	(24,93%)
DATI PATRIMONIALI (milioni di euro)				
				
Capitale investito netto	17.876	17.797	79	0,44%
Indebitamento finanziario netto	(13.342)	(12.863)	(479)	3,72%
Patrimonio Netto	4.534	4.934	(400)	(8,11%)
DATI OPERATIVI				
				
Energia elettrica vettoriata (TWh) *	213,63	223,17	(9,54)	(4,27%)
Clienti finali serviti (milioni)	31,83	31,70	0,13	0,41%
Connessioni passive permanenti e temporanee (potenza venduta in GW)	4,85	3,83	1,02	26,63%
Connessioni a produttori (potenza in GW)	1,64	1,46	0,18	12,33%
Connessioni passive per mobilità elettrica (n.)	2.625	2.754	(129)	(4,68%)
Consistenza finale personale (n.)	15.663	15.609	54	0,35%
Investimenti attività materiali	3.086	2.652	434	16,37%

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

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 2023

Consegna a titolo gratuito di apparecchiature/materiale elettrico a favore dell'Ucraina

Nel mese di marzo 2023, il Consiglio di Amministrazione, ha approvato l'adesione all'iniziativa non-profit di sostegno al settore energetico in Ucraina promossa da *Energy Community* in collaborazione con l'*European Union Civil Protection Mechanism (UCPM)* consistente nella messa a disposizione gratuita di materiale elettrico in favore dell'Ucraina, fortemente colpita dal conflitto bellico, finalizzata a consentire il mantenimento in esercizio degli impianti e delle reti dei principali operatori di energia in Ucraina.

Nel mese di novembre 2023 è stata finalizzata la cessione a titolo gratuito di beni aziendali alla Presidenza del Consiglio dei ministri - Dipartimento della Protezione Civile per il trasporto e la consegna alle Autorità Ucraine di beni aziendali per un valore complessivo di circa 674 mila euro.

Progetti finanziati PNRR

Con riferimento ai progetti PNRR "Rafforzamento Smart Grid" e "Incremento Resilienza", nel mese di giugno 2023, sono state inoltrate al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) le richieste di anticipo del 10% degli importi finanziati su ciascuno dei 24 progetti che la Società si è aggiudicata per un importo complessivo pari a 348 milioni di euro, erogato nel mese di agosto 2023.

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

Nel mese di giugno 2023, 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 1,5 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 "OPEN METER II"

Nel mese di settembre 2023 la Società ha sottoscritto un nuovo contratto di finanziamento con la Banca Europea degli Investimenti ("BEI"), afferente al progetto Open Meter che prevede la sostituzione massiva in Italia del parco di contatori attivi di prima generazione (CE 1G) con contatori digitali di seconda generazione (CE 2G), nonché un piano di interventi, in gestione utenza, per installazione di nuovi contatori e sostituzione di contatori di seconda generazione.

L'importo del finanziamento richiesto, pari a 500 milioni di euro, è stato completamente erogato nel mese di ottobre 2023, con tasso variabile semestrale (euribor 6 mesi) più spread pari a 0,548% 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 2024-2026

Il Consiglio di Amministrazione del 20 novembre 2023 ha approvato il Piano Industriale 2024-2026 della Società che è stato elaborato sulla base delle previsioni della Società relative all'evoluzione dello scenario macroeconomico ed energetico del Paese.

Le linee strategiche del Piano sono:

- Generazione Distribuita, con focus sulla previsione di incremento delle connessioni di impianti principalmente attinenti alle fonti rinnovabili;
- Smart Grid ed Elettrificazione, con particolare riferimento al piano di investimenti sulla rete, per tipologia ed area geografica;
- Flessibilità della rete, esponendo il piano di upgrade di connettività e la smartizzazione degli impianti, in quanto fattori che abilitano una gestione evoluta delle risorse distribuite, e favoriscono la creazione di nuovi servizi per il sistema e per gli operatori di mercato;
- Resilienza Climatica della rete, con focus sugli investimenti, previsti per area, che incrementeranno la resilienza della rete necessaria per far fronte agli eventi meteo estremi, sempre più frequenti, dovuti al cambiamento climatico

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 e l'eccellenza operativa.

Quadro normativo e tariffario

Provvedimenti dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Testo Integrato Trasporto (TIT)

Con la delibera n. 654/2015/R/eel l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito ARERA o Autorità) ha definito i criteri per il quinto periodo tariffario della distribuzione e misura di energia elettrica, in vigore dal 1° gennaio 2016 per una durata complessiva di otto anni (2016-2023). Il nuovo periodo tariffario è stato suddiviso in due "sottoperiodi" della durata di quattro anni ciascuno (NPR1 per il 2016-2019 e NPR2 per il 2020-2023), con una revisione intermedia che è stata effettuata nel 2020 (delibera n. 568/2019/R/eel).

Per il periodo tariffario 2016-2023, l'Autorità ha sostanzialmente confermato il quadro regolatorio generale preesistente, apportando però alcune modifiche alle modalità di riconoscimento dei nuovi investimenti in tariffa e alla vita utile regolatoria dei cespiti. In particolare, l'Autorità ha ridotto ad un anno, rispetto ai due anni previsti nel precedente periodo, il cosiddetto "lag regolatorio" (ovvero il ritardo del riconoscimento in tariffa della remunerazione dei nuovi investimenti), prevedendo al contempo l'eliminazione della maggiorazione di un punto percentuale del WACC, che era stata introdotta proprio per compensare dal punto di vista economico la penalizzazione del riconoscimento ritardato dei nuovi investimenti.

Pertanto, a partire dal 2015 sulla base di quest'ultima modifica, gli operatori notificano all'Autorità entro la fine dell'esercizio stesso il preconsuntivo degli investimenti realizzati nell'anno, consentendo così di inserirli nel calcolo della RAB già a partire dal 1° gennaio dell'esercizio successivo. Conseguentemente, diviene possibile per gli operatori correlare il ricavo generato dagli investimenti effettuati con gli ammortamenti degli stessi.

Sempre con riferimento alla remunerazione degli investimenti, il TIT 2016-2023 ha fatto salva la maggiore remunerazione del capitale investito prevista dal TIT 2012-2015 per alcune tipologie di investimento (ad es. trasformatori a basse perdite MT e BT, investimenti di rinnovo e potenziamento delle reti in media tensione nei centri storici) entrati in servizio tra il 1° gennaio 2008 e il 31 dicembre 2015; tale maggiore remunerazione non è più prevista per gli investimenti effettuati a partire dal 1° gennaio 2016.

Inoltre, l'Autorità ha allungato a 35 anni (rispetto ai 30 anni dei precedenti periodi) la vita utile dei cespiti delle linee in bassa e media tensione entrate in esercizio successivamente al 31 dicembre 2007.

Con riferimento alla determinazione e aggiornamento del livello dei costi operativi riconosciuti, è stata confermata la ripartizione simmetrica delle extra efficienze, nonché la restituzione alla fine di ogni semi-periodo delle efficienze conseguite e mantenute temporaneamente dalle imprese nel corso dei precedenti periodi regolatori.

Il 27 dicembre 2019 l'Autorità ha pubblicato la delibera n. 568/2019/R/eel, con la quale ha aggiornato la regolazione tariffaria per i servizi di distribuzione e misura relativa al secondo sottoperiodo (NPR2), in vigore dal 1° gennaio 2020 per una durata di quattro anni (2020-2023), pubblicando il TIT 2020-2023.

Nel TIT 2020-2023 è stato sostanzialmente confermato il quadro regolatorio generale preesistente per quanto riguarda la remunerazione del capitale e degli ammortamenti, apportando però alcune modifiche alle modalità di riconoscimento dei costi operativi.

In particolare, si segnala che i costi operativi sostenuti per eventi meteorologici eccezionali sono remunerati nelle tariffe 2020-2023 includendo nell'anno base la media del triennio 2016-2018 di tali costi; inoltre, a partire dall'anno tariffario 2020 è stato attivato lo sharing del 50% dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriori al servizio elettrico, per gli operatori per cui tali ricavi netti superino lo 0,5% del ricavo ammesso complessivo a copertura dei costi per il servizio di distribuzione.

L'Autorità ha inoltre confermato la ripartizione simmetrica delle extra efficienze, nonché la restituzione al 2023 delle efficienze conseguite e mantenute temporaneamente dalle imprese nel corso del NPR1. Al fine di realizzare tale restituzione è stato fissato all'1,3% l'X-factor utilizzato nell'aggiornamento dei costi operativi riconosciuti in tariffa per l'attività di distribuzione.

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

- le tariffe di riferimento definitive dell'anno 2022, che rappresentano il livello dei ricavi riconosciuti per ciascun esercente, sulla base dell'aggiornamento dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2021 (delibera n. 154/2023/R/eel);
- le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2023, sulla base dei dati patrimoniali preconsuntivi relativi al 2022 (delibera n. 206/2023/R/eel).

Le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2023 saranno pubblicate nel corso dell'anno 2024.

Con la delibera n. 630/2023/R/eel sono stati aggiornati per l'anno 2024 i corrispettivi delle tariffe obbligatorie da applicare ai clienti finali domestici e non domestici.

Nel corso del 2023, l'Autorità, dando attuazione alle disposizioni del Governo, ha progressivamente reintrodotto gli oneri generali di sistema da applicare a clienti (nel primo trimestre applicati alle sole utenze con potenza disponibile oltre i 16,5 kW, nei successivi trimestri alla generalità delle utenze del settore elettrico). L'Autorità è inoltre intervenuta nel corso del 2023 anche in tema di bonus sociali, prevedendo, tra gli altri, un aggiornamento dei requisiti di accesso alle agevolazioni e specifiche misure di rafforzamento per contenere gli effetti dell'incremento della spesa energetica in bolletta.

L'Autorità con la delibera n. 568/19 ha inoltre previsto un meccanismo che riconosce i crediti per corrispettivi di rete se nell'ambito di un triennio il credito cumulato supera una soglia pari allo 0,75% dei ricavi ammessi. Il riconoscimento è al netto di una franchigia del 10% da calcolare sul valore del credito da reintegrare.

La delibera n. 461/2020/R/eel, sulla base del modello definito nella delibera n. 50/2018/R/eel relativa al reintegro degli oneri di sistema, disciplina la prima applicazione di tale meccanismo. I crediti oggetto di reintegro sono quelli relativi alle fatture del periodo 2016-2019; oltre a quelli riferiti ad eventuali fatture successive purché siano trascorsi 12 mesi dalla scadenza alla data di presentazione dell'istanza (giugno 2021).

Con la delibera n. 119/2022/R/eel l'Autorità ha costituito il meccanismo a regime di riconoscimento degli oneri di rete relativi a risoluzioni contrattuali e lo ha unificato, in particolare nella modalità di presentazione delle istanze, con quello di riconoscimento degli oneri di sistema. In particolare, la delibera conferma l'applicazione di due franchigie per il riconoscimento dei crediti relativi agli OdR. Ciò, da un lato per incentivare una gestione efficiente del credito da parte del distributore (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.

Il TIT del periodo 2020-2023 prevede inoltre i seguenti meccanismi di perequazione dei ricavi tariffari da applicare alla fine di ciascun anno:

- un meccanismo di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione, per garantire la copertura dei ricavi riconosciuti per ciascuna tipologia di clientela, al netto del 50% dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriori rispetto al servizio elettrico;

- un meccanismo di perequazione dei costi di trasmissione, volto a compensare gli squilibri fra i costi di trasmissione sostenuti dal distributore e i ricavi di trasmissione.

Infine, con la delibera n. 271/2021/R/com, l'Autorità ha avviato il procedimento volto all'introduzione, dal 2024, di un nuovo meccanismo di riconoscimento dei costi per i servizi infrastrutturali (c.d. ROSS, regolazione per obiettivi di spesa e servizio). Nell'ambito del ROSS-base, nel corso del 2023 l'Autorità ha pubblicato la delibera n.163/2023/R/com con la quale ha approvato il "Testo Integrato dei criteri e dei principi generali della regolazione ROSS" (TIROSS 2024-2031) per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas, nonché la delibera n.497/2023/R/com con cui ha definito i criteri applicativi integrando il TIROSS. Infine, con la delibera 616/2023/R/eel, l'Autorità ha definito la regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura elettrica per il periodo 2024-2027, approvando i nuovi testi integrati TIT, TIME e TIC.

Regolazione tariffaria in tema di energia reattiva

Con le delibere n. 568/2019 e n. 395/2020 l'Autorità ha previsto l'aggiornamento dei limiti ai prelievi e alle immissioni di energia reattiva e i relativi corrispettivi, per i clienti finali e i distributori, a partire dal 1° gennaio 2022.

Con il documento di consultazione n. 515/2021, ARERA ha delineato alcuni orientamenti per il completamento della regolazione tariffaria dell'energia reattiva ipotizzando un aggiornamento nel "medio termine" che secondo un approccio tariffario "ad aree" riflette l'intensità degli impatti dell'immissione e prelievo di energia reattiva sul sistema.

Con la delibera n. 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, decidendo misure informative verso i clienti finali in capo a DSO e venditori.

Con la delibera n. 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.

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

Con delibera n. 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 elettrica un valore del 5,2%.

Tale valore è stato oggetto di un aggiornamento infra-periodo al termine del primo triennio di regolazione, con la possibilità di attivazione di un meccanismo di aggiornamento annuale (c.d. meccanismo trigger) nel caso in cui negli anni 2023 e 2024 alcuni parametri finanziari presenti nella formula determinino una variazione del WACC di almeno 50 bps.

In merito alla possibilità di attivazione del meccanismo di trigger, l'Autorità con delibera n. 654/2022/R/com ha confermato per l'anno 2023 il valore del 2022, non essendosi verificata, per i parametri oggetto di aggiornamento, una variazione superiore a 50 bps rispetto al valore in vigore. Nell'effettuare la medesima verifica anche per il 2024, con la delibera n. 556/2023/R/com l'Autorità ha accertato l'attivazione del meccanismo trigger, con conseguente aggiornamento del WACC al 6%.

Testo Integrato sulla Misura (TIME)

Con la delibera n. 654/2015/R/eel l'Autorità ha emanato il "Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica, per il periodo 2016-2019 (TIME), aggiornato con la delibera n.458/2016/R/eel.

ARERA con la delibera n. 568/2019/R/eel, ha approvato la regolazione tariffaria per i servizi di distribuzione e misura relativa al secondo sottoperiodo (NPR2), in vigore dal 1° gennaio 2020 per una durata di quattro anni (2020-2023), aggiornando il TIME in continuità con quanto previsto nel precedente semiperiodo NPR1, ovvero prevedendo un meccanismo di perequazione dei ricavi di misura volto a garantire a ciascuna impresa distributrice la copertura dei ricavi riconosciuti.

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

- le tariffe di riferimento definitive dell'anno 2022, che rappresentano il livello dei ricavi riconosciuti per ciascun esercente, sulla base dell'aggiornamento dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2021 (delibera n. 154/2023/R/eel);
- le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2023, sulla base dei dati patrimoniali preconsuntivi relativi al 2022 (delibera n. 206/2023/R/eel).

Le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2023 saranno pubblicate nel corso dell'anno 2024.

Testo Integrato Settlement (TIS)

Con la delibera n. 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 quadriestrale 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 n. 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 n. 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.

Provvedimenti relativi ai Sistemi di misura intelligenti di seconda generazione

La delibera n. 306/2019 ha aggiornato, per il triennio 2020-2022, le direttive per la predisposizione, da parte delle altre imprese distributrici che servono più di 100.000 punti di prelievo, dei piani di messa in servizio dei sistemi di misura intelligenti in bassa tensione di seconda generazione (2G), e ha definito 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 n. 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 quartorarie, 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 delibera n. 724/2022/R/eel l'Arera ha aggiornato, per il triennio 2023-2025, le direttive per il riconoscimento dei costi dei sistemi di smart metering 2G, confermando anche per il prossimo triennio i criteri principali previsti dalla precedente direttiva (Delibera 306/2019), quali la determinazione delle penalità per ritardi rispetto alle previsioni di messa in servizio e per mancato rispetto lieve dei livelli attesi di performance.

Tra le novità introdotte dalla suddetta delibera, solo in parte applicabili a e-distribuzione in ragione dello stato di avanzamento del Piano e delle modalità di finanziamento dello stesso, vi è la previsione di una tempestiva messa in servizio di misuratori 2G, anche in aree precedentemente non interessate dalla fase massiva, a fronte di richieste di sviluppo dell'autoconsumo attraverso gli schemi collettivi, come gli autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente in edifici e condomini o in comunità di energia rinnovabile.

Con la determina n. 7/2019 l'Autorità ha fornito le istruzioni tecniche per il calcolo degli indicatori di performance, introducendo alcune cause di esclusione da considerare per il calcolo delle penali.

In seguito all'emergenza Covid-19, con le delibere n. 213/2020/R/eel e 349/2021/R/eel l'ARERA aveva introdotto alcune deroghe transitorie alla regolazione dei sistemi 2G prevedendo, in particolare, per l'anno 2020 la sospensione di eventuali penalità a carico dei distributori per mancato raggiungimento del target del 95% dei volumi cumulati di installazione dei contatori 2G e, per il 2021, la riduzione dei target di installazione dei misuratori 2G al di sotto del quale applicare le succitate penalità e che i piani di installazione avessero solamente valore indicativo.

Con la delibera n. 601/2022, per tenere conto degli effetti della pandemia Covid-19 che ha comportato anche una forte carenza di semiconduttori, l'ARERA ha reintrodotto la sospensione delle penalità per mancato avanzamento del piano per

il 2022 confermando, ferme restando le tempistiche di messa in servizio definite dalle Direttive 2G, che per gli anni 2022 e 2023 i piani di installazione della fase massiva siano da considerarsi indicativi.

Con la stessa delibera ARERA ha previsto un'azione di monitoraggio in merito all'evoluzione della carenza di semiconduttori e della disponibilità di misuratori 2G e ai conseguenti impatti economici, riservandosi di estendere con un successivo provvedimento ad anni successivi, in tutto o in parte, le misure transitorie finora adottate in base alle risultanze di tali attività di monitoraggio.

Con la delibera n. 106/2021/R/eel l'ARERA ha stabilito i criteri di riconoscimento dei costi dei sistemi di misura 2G e le disposizioni in materia di messa in servizio per i distributori che servono fino a 100.000 punti di prelievo e, con la delibera 105/2021/R/eel, ha indicato le modalità in merito ad aspetti di tutela e di comunicazione verso il cliente finale e le imprese di vendita, da adottarsi da parte delle imprese distributrici nell'ambito dei propri piani di messa in servizio.

Con la Determina 3/2023 l'Autorità ha definito le istruzioni operative per la trasmissione di 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 n. 479/2019/R/eel l'Autorità ha introdotto un "servizio informativo dati tecnici" per le controparti commerciali finalizzata, 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 n. 700/2017/R/eel.

Procedura di risoluzione delle controversie tra operatori economici

Con la delibera n. 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 n. 568/2019/R/eel l'Autorità ha emanato il "Testo integrato delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione (TIC)" per il periodo 2020-2023. Il provvedimento ha aggiornato la regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il semiperiodo di regolazione 2020-2023. Con la delibera n. 616/2023/R/eel l'Autorità ha aggiornato il TIC in vigore dal 1° gennaio 2024 e la regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il sesto periodo di regolazione 2024-2027.

Testo Integrato delle Connessioni attive (TICA)

Con la delibera n. 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 n. 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 n. 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 n. 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 n. 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 la delibera n. 121/2022/R/eel, ARERA ha sospeso per il 2022 la disposizione del comma 4.6 del TICA in materia di predisposizione da parte delle imprese distributrici dei piani di sviluppo delle proprie reti con scadenza 30 giugno, per tenere conto delle nuove disposizioni introdotte dall'art. 23.5 del D.Lgs 210/21 e ha dato avvio al procedimento relativo alle nuove funzioni e responsabilità dei DSO e dei relativi piani di sviluppo.

Inoltre, l'Autorità ha modificato il TICA con delibere n. 128/2022/R/eel e n. 674/2022/R7efr 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.

In merito alla disciplina sui piani di sviluppo delle reti di distribuzione, con la delibera n. 296/2023/R/eel ARERA ha definito le tempistiche per l'elaborazione e la consultazione pubblica dei piani e introdotto alcuni primi requisiti per la loro preparazione, tra cui la predisposizione biennale e l'orizzonte quinquennale.

Infine, all'interno del percorso avviato dall'Autorità di riforma della disciplina delle connessioni alle reti elettriche, con la delibera n. 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.

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 alla definizione e al contenimento delle perdite di rete, con la delibera n. 377/2015/R/eeel, l'ARERA ha completato la disciplina di riferimento, rivedendo i fattori percentuali convenzionali di perdita a decorrere dal 1° gennaio 2016 ed il meccanismo di perequazione delle perdite da applicare alle imprese di distribuzione a partire dall'anno 2015. In particolare, tale meccanismo di perequazione tiene in considerazione la diversificazione territoriale delle perdite sulle reti di distribuzione.

Nella delibera n. 677/2018/R/eeel, l'Autorità aveva confermato per l'anno 2019 i valori dei fattori percentuali convenzionali di perdita da applicare ai prelievi, alle immissioni e alle interconnessioni tra reti e ha avviato un procedimento per il perfezionamento della disciplina delle perdite, con particolare riferimento al meccanismo di perequazione delle medesime applicato alle imprese di distribuzione. Con la delibera n. 559/2019/R/eeel, l'Autorità ha confermato anche per l'anno 2020 i valori dei fattori percentuali convenzionali di perdita.

Con la delibera n. 449/2020/R/eeel l'Autorità ha perfezionato la disciplina delle perdite di rete per il triennio 2019-2021, concludendo il procedimento avviato con la delibera n. 677/2018/R/eeel. Sono stati rivisti i fattori percentuali convenzionali per le perdite commerciali da applicare alle imprese distributrici per finalità perequative per il triennio 2019-2021, con conseguente revisione dei fattori di perdita standard da applicare ai clienti finali a decorrere dal 1° gennaio 2021 e sono state apportate alcune modifiche alle modalità di calcolo dell'ammontare annuo di perequazione. Con il documento di consultazione n. 602/2021/R/eeel l'Autorità ha avviato il procedimento per l'aggiornamento della disciplina delle perdite di rete per il biennio 2022-2023.

Con la delibera n. 117/2022/R/eeel l'Autorità è intervenuta perfezionando la disciplina inherente la 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 n.584/2023/R/eeel 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.

Testo Integrato Unbundling Funzionale (TIUF)

Con la delibera n. 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 n. 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 n. 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 n. 231/14/R/com.

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

La delibera n. 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 n. 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 n. 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 n. 426/2018/R/eel l'Autorità ha aggiornato e pubblicato il nuovo Registro delle RIU (Reti interne di utenza), approvato con la precedente delibera n.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 n.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 n. 530/2018/R/eel, ARERA ha istituito il primo Registro degli ASDC, aggiornato con le successive delibere n. 613/2018/R/eel e n. 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, dal 1° gennaio 2019 al 1° luglio 2019.

La delibera n. 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 n. 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 n. 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 n.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 n. 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 n. 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 n. 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 n. 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 situ e a distanza mediante l'utilizzo di collegamenti privati. Infine, con delibera n. 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 n. 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 n. 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 n. 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 conseguenza della Legge di bilancio di previsione 2018, che in relazione ai c.d. "Maxi conguagli" ha introdotto nei settori elettrico, gas e servizio idrico il diritto alla prescrizione del corrispettivo in due anni, l'Autorità con la delibera n. 97/2018/R/com ha fornito le indicazioni necessarie a garantire la prima applicazione della norma, individuando ambito e modalità di applicazione dei soli obblighi informativi, da parte del venditore verso il cliente, circa il diritto di avvalersi della prescrizione nei casi di fatture di conguaglio superiori a due anni, fermo restando l'ambito di applicazione della norma. Con il suddetto provvedimento, l'Autorità ha altresì avviato un procedimento finalizzato ad approfondire gli aspetti operativi funzionali alla corretta applicazione della Legge.

Inoltre, ad aprile 2018 ARERA ha stabilito, con la delibera n. 264/2018/R/com, la possibilità per il venditore, nei casi di conguagli pluriennali la cui responsabilità sia attribuita al distributore e per i quali il cliente finale abbia eccepito la prescrizione, di chiedere al distributore la rideterminazione degli importi relativi al servizio di trasporto e la conseguente restituzione delle somme precedentemente versate in eccesso attraverso la compensazione di tali somme con gli altri importi dovuti.

Facendo seguito ai DCO n. 330/2020/R/com e n. 386/2021/R/com, con la delibera n. 604/2021/R/com l'ARERA ha definito la disciplina regolatoria relativa al meccanismo di compensazione che consente ai vendori di recuperare gli importi relativi alla materia prima riferiti a prelievi risalenti a più di ventiquattro mesi e eccepiti all'impresa di distribuzione senza che quest'ultima abbia fatto valere alcuna causa ostativa alla maturazione della prescrizione. Il provvedimento prevede che a partire dal 1° gennaio 2023 contestualmente alla messa a disposizione della lettura effettiva che genera il consumo risalente a più di due anni, il DSO comunica la sussistenza o meno di cause ostative al maturarsi della prescrizione tramite i flussi di misura messi a disposizione dal SII ed invia opportuna comunicazione tramite PEC solo nei casi in cui sussistano i presupposti per un diniego adeguatamente motivato. Sempre a decorrere dal 2023, il provvedimento ha inteso introdurre 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, ogni DSO è tenuto a versare 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.

Con sentenze n. 35 e 36 del 2 gennaio 2023, il Tar Milano ha accolto i ricorsi di due imprese di distribuzione gas e conseguentemente ha annullato gli artt. 5 e 6.4 dell'allegato A della delibera ARERA n. 603/2021, in base ai quali spetta al DSO indicare la sussistenza di cause ostative al maturarsi della prescrizione ognqualvolta comunichi dati di misura riferiti a consumi ultrabiennali. Arera ha proposto appello avverso le citate pronunce, poi rigettato dal Consiglio di Stato con sentenze n. 11358 e 11360 del 29 dicembre 2023.

Codice di Rete

In seguito alla conclusione del processo di consultazione avviato con Documento di consultazione n. 612/2013, l'Autorità ha emanato con la delibera n. 268/2015/R/eel il c.d. Codice di Rete (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. Il provvedimento ha inoltre stabilito l'eliminazione a partire dal 2016 della quota di inesigibilità sul fatturato trattenuta dai distributori a fronte del rafforzamento del suddetto sistema di garanzie.

Con la delibera n. 447/2015/R/eel, l'Autorità ha disposto il differimento dell'efficacia delle parti del Codice previste per ottobre 2015, allineando così tutti i termini di entrata in vigore a gennaio 2016. Successivamente, con la delibera n. 609/2015/R/eel, è stato eliminato il requisito del possesso del rating per le banche e le assicurazioni che emettono le fideiussioni (fermo restando gli altri requisiti previsti dal Codice di Rete) ed è stato allungato il termine entro cui i trader possono effettuare il primo adeguamento delle garanzie.

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 escusione delle fideiussioni avviate da e-distribuzione a seguito del mancato pagamento dei corrispettivi fatturati ai traders, e da questi non versati.

Con riferimento al calcolo delle garanzie prestate dai venditori, la sentenza del Consiglio di Stato del 24 maggio 2016 ha annullato la delibera n. 612/2013/R/eel, stabilendo che le stesse debbano essere calcolate al netto degli oneri di sistema. La sentenza ha comunque demandato all'autonomia contrattuale delle parti, nella stipulazione dei singoli contratti di trasporto, la regolazione eventuale di questo profilo. In sede civile, i giudici cautelari si sono conclusi tutti favorevolmente per e-distribuzione, essendo stata riconosciuta la legittimità della richiesta di escusione delle fideiussioni sulla base delle clausole del contratto di trasporto, ed essendo stato escluso l'abuso di posizione dominante della società di distribuzione.

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 n. 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.

L'Autorità ha inoltre emanato la delibera n. 50/2018/R/eel che introduce un meccanismo di reintegro, a favore delle imprese di distribuzione, dei crediti non recuperabili relativi agli oneri generali di sistema versati a Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali e GSE (ora solo a CSEA), ma non incassati da venditori inadempienti, il cui contratto di trasporto è stato risolto da almeno 6 mesi. Il provvedimento ammette il riconoscimento dei crediti maturati a partire da gennaio 2016.

In particolare, l'ammontare di reintegro include sostanzialmente gli importi relativi alle fatture scadute da almeno 12 mesi, comprese eventuali rate di piani di rateizzo non onorate, ed oneri sostenuti per accordi transattivi o cessioni del credito in modo proporzionale rispetto all'importo rinunciato.

Anche tale delibera è stata impugnata da alcuni operatori e da un'associazione di consumatori, ma tutti i ricorsi sono stati rigettati e le relative sentenze sono passate in giudicato.

La delibera n. 495/2019/r/eel ha inoltre previsto il riconoscimento degli interessi di mora relativi agli oneri di sistema richiesti a reintegro dalle imprese distributrici con l'istanza del 2018 e 2019, la cui liquidazione degli importi è avvenuta a Marzo 2020. Mentre, dal 2020 in avanti, ha previsto la sostituzione con gli interessi legali automaticamente calcolati da CSEA.

La delibera n. 50/2018/R/eel è stata aggiornata con la delibera n. 119/2022/R/EEL che, come detto in precedenza, ha introdotto un meccanismo di reintegro unico degli oneri di sistema e oneri di rete non riscossi dai venditori inadempienti, lasciando però sostanzialmente invariate le logiche di riconoscimento degli oneri di sistema.

Con delibera n. 655/2018/R/eel ARERA è intervenuta integrando il CTTE al fine di prevedere la risoluzione del contratto di trasporto anche in caso di mancato adeguamento delle garanzie a seguito di variazioni di fatturato/numero di clienti. Anche tale delibera è stata impugnata da un operatore ma il ricorso è stato respinto sia dal Tar Milano che dal Consiglio di Stato. A fronte del mancato reintegro, da parte dei traders, delle garanzie escusse, o del mancato pagamento dei corrispettivi del servizio di trasporto, e-distribuzione ha dato corso alla risoluzione di taluni contratti di trasporto, con il

conseguente instaurarsi di nuovi ulteriori giudizi in sede civile, con i quali i traders contestano la risoluzione del contratto e formulano richiesta di risarcimento danni. e-distribuzione si è costituita nei giudizi indicati allo scopo di contestare le domande avversarie e per chiedere il pagamento, in via riconvenzionale, laddove necessario, del credito vantato nei confronti dei traders. Per tali giudizi, il rischio di soccombenza è considerato remoto dalla Società.

La delibera n. 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 n. 261/2020/R/eel ha poi modificato ulteriormente il Codice di Rete del Trasporto elettrico. Sempre 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 n. 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 n. 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.

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 n. 712/2018/R/com e n. 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 n. 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 - 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 "ipercritici") 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 n. 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 n. 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 n. 431/2020/R/eel.

Inoltre, a seguito dell'annullamento della deliberazione n. 127/2017/R/eel da parte del Tar Lombardia, in accoglimento dell'impugnativa avanzata da e-distribuzione, l'Autorità ha avviato la consultazione per la revisione della regolazione delle interruzioni prolungate o estese. Al termine di tale consultazione, è stata emanata la delibera n. 553/2019/R/eel, che riconferma l'impianto generale dell'annullata delibera n. 127/2017/R/eel (i.e. estensione degli indennizzi automatici agli utenti delle reti elettriche per interruzioni prolungate o di lunga durata, a carico degli operatori di rete, e modalità di partecipazione fra gli stessi operatori al raggiungimento del limite delle 72 ore), introducendo però importanti contenimenti degli importi indennizzabili ad alcune tipologie di utenza.

Con la delibera n. 31/2018/R/eel, ARERA ha introdotto l'obbligo di predisposizione dei piani resilienza per tutte le imprese distributrici e di integrazione dei piani di sviluppo con sezioni dedicate all'incremento della resilienza delle reti di distribuzione dell'energia elettrica per le principali imprese distributrici. Inoltre, con la delibera n. 668/2018/R/eel, ARERA ha introdotto un meccanismo incentivante, di tipo premi/penali, degli investimenti finalizzati all'incremento della resilienza delle reti di distribuzione, sotto il profilo della tenuta alle sollecitazioni derivanti da eventi meteorologici estremi.

Inoltre, con la delibera n. 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 n. 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 è stato aggiornato mediante la pubblicazione della delibera n. 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. Sono inoltre stati introdotti i primi elementi relativi al meccanismo incentivante gli interventi di sviluppo della rete di distribuzione.

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 n. 109/2021, e le successive modifiche apportate con le delibere n. 285/2022 e n. 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 reimessa (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 n. 560/2021, l'ARERA ha posticipato al 1° gennaio 2023 l'applicazione della regolazione per completare la definizione dei suddetti algoritmi di misura. Con delibera n. 596/2023 ARERA ha posticipato al 31 dicembre 2024 la previsione dil' abrogazione dell'art. 16 del TIT a causa delle problematiche di applicazione della delibera 109/2021 ed istituito presso Terna dei tavoli di lavoro mensili a cui parteciperanno tutti gli stakeholder interessati al fine di risolvere le problematiche emergenti. 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 n. 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 n. 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 n. 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 n. 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 < 1MW 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 il documento di consultazione n. 322/2019/R/eel, ha previsto 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.

Con la delibera n. 352/2021/R/eel ARERA ha fissato le condizioni per l'avvio di tali progetti che avranno valenza di "regolazione pilota".

e-distribuzione ha predisposto un progetto denominato EDGE, che dopo la consultazione pubblica e i conseguenti affinamenti è stato approvato dall'ARERA, per il 2024, con la Delibera 365/2023/R/eel. Le prime gare per l'approvvigionamento dei servizi ancillari locali, gestite tramite la piattaforma indipendente Piclo Flex, sono state aggiudicate il 21 novembre 2023 e assicurano disponibilità di servizi nel primo trimestre 2024 in 3 porzioni di rete nelle province di Benevento e Foggia. Sono già state pubblicate le informazioni sulle gare per la fornitura dei servizi nei periodi Primavera (aste a febbraio), Estate e Autunno 2024 in porzioni di rete delle province di Cuneo, Benevento e Foggia.

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

L'obiettivo di promozione dell'efficienza energetica negli usi finali è stato perseguito in Italia principalmente attraverso il meccanismo dei Certificati Bianchi (o Titoli di Efficienza Energetica, di seguito anche TEE), avviato dal 1° gennaio 2005 secondo le disposizioni contenute nei decreti del 20 luglio 2004.

Il meccanismo prevede la definizione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico (o MISE) degli obiettivi nazionali di risparmio energetico che devono essere conseguiti annualmente dalle imprese di distribuzione di energia elettrica e gas.

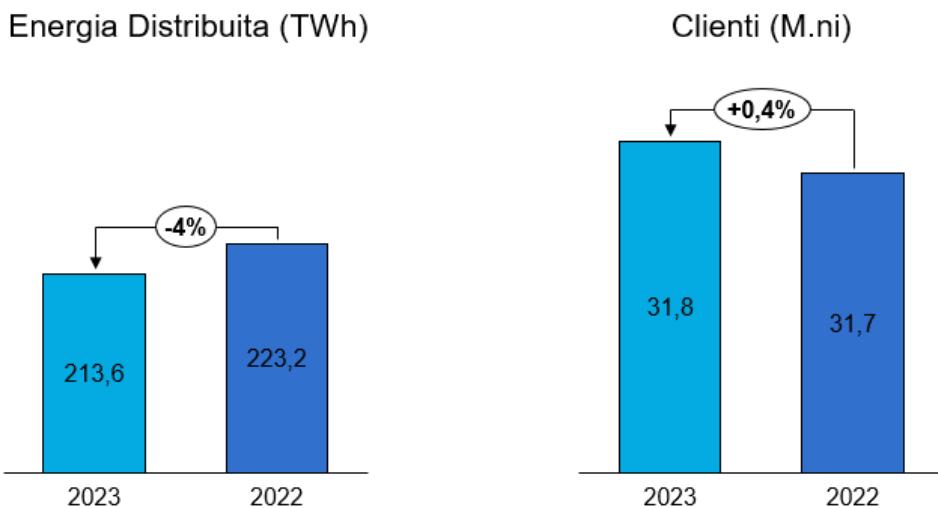
Il decreto del Ministero della Transizione Ecologica del 21 maggio 2021 ha modificato il decreto ministeriale 11 gennaio 2017 come già modificato dal decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 10 maggio 2018. Il testo ha fissato gli obiettivi quantitativi nazionali in capo alle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e del gas per gli anni 2021-2024 ed è intervenuto anche in riferimento all'anno d'obbligo 2020, disponendo una riduzione degli obiettivi pari al 60%. Nell'ambito

del decreto sono state anche aggiornate le modalità dell'assolvimento dell'obbligo da parte delle imprese distributrici e di ristoro dei relativi costi.

Con delibera n. 340/2023/R/efr l'Autorità ha determinato il contributo tariffario da riconoscere ai distributori nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica per l'anno d'obbligo 2022. Tale contributo risulta pari alla somma del contributo tariffario unitario (pari al cap di 250€/TEE) e del contributo addizionale unitario (pari a 0,68 €/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.

Andamento operativo

Premessa



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

e-distribuzione si rivolge a circa 31,8 milioni di clienti del mercato finale (libero, salvaguardia e maggior tutela) ai quali ha distribuito nel 2023 complessivamente 210,7 TWh (220,1 TWh dato aggiornato 2022) e circa 2,96 TWh a circa 900 distributori di energia elettrica (3,1 TWh dato aggiornato 2022). Ha inoltre rilevato circa 0,4 TWh di consumi per usi propri (0,4 TWh dato 2022).

Il decremento dell'energia distribuita nel 2023, pari al 4% rispetto all'esercizio precedente, risulta in linea con l'andamento della domanda di energia elettrica a livello nazionale che, nel 2023, è stata pari a 306,1 TWh rispetto ai 315,0 TWh dell'anno precedente (dato aggiornato 2022).

La liberalizzazione del mercato elettrico ha generato un forte impulso alla dinamica della clientela di e-distribuzione con la gestione di 6,8 milioni di Switching di cui:

- Il 18% di Switching da Maggior Tutela a Mercato Libero
- l'1% di Switching per rientro a Maggior Tutela
- l'81% di Switching nel Mercato Libero

Si è determinato un passaggio di circa 2,5 milioni di ulteriori rispetto al 2022 di clienti dal mercato di maggior tutela al mercato libero.

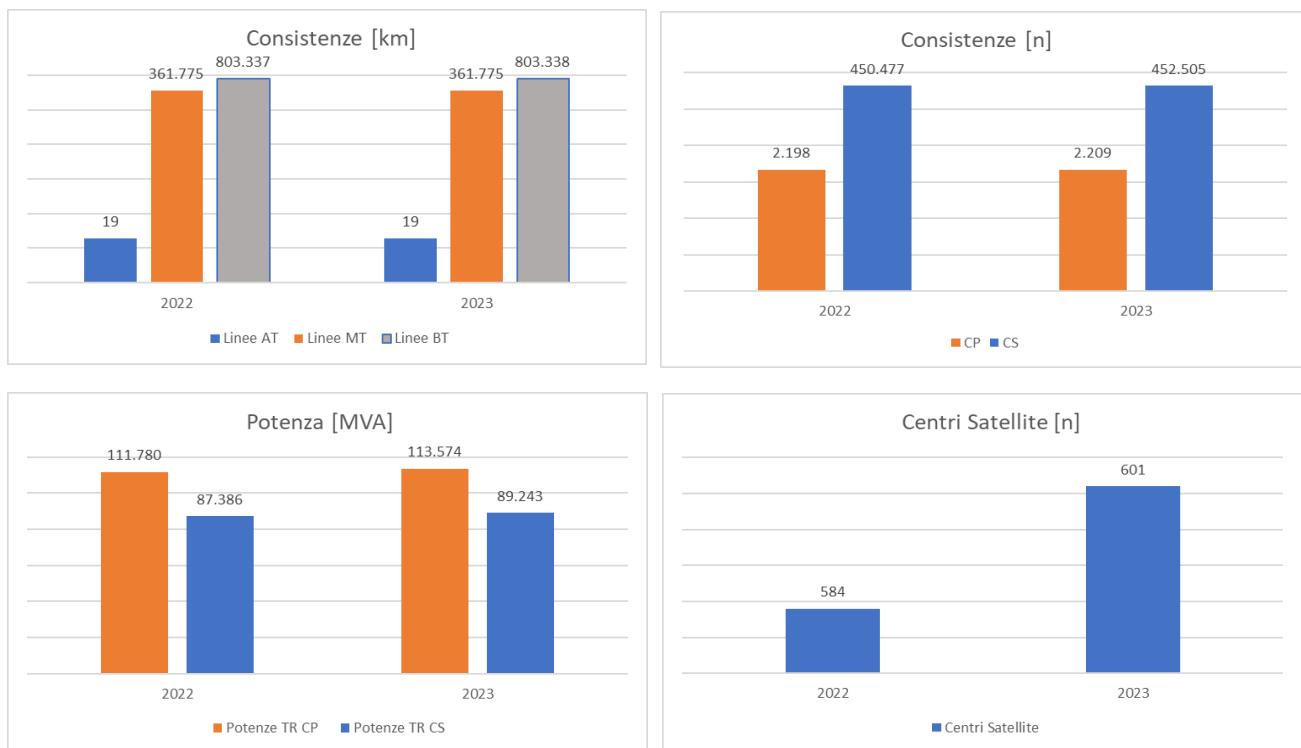
Nel corso del 2023 si è registrata una vendita di potenza pari a circa 6,49 GW di cui:

- 4,85 GW per contributi da connessioni permanenti (di cui 4,68 GW per contributi a forfait e 0,17 GW per contributi a preventivo);
- 1,64 GW per contributi da connessioni temporanee (di cui 1,39 GW per contributi a forfait e 0,25 GW per contributi a preventivo).

Gestione della Rete Elettrica

Interventi sulle reti di distribuzione

La consistenza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2023 è la seguente:



Fonte dati: AIRE.

La strategia di intervento sulla rete di e-distribuzione S.p.A. è focalizzata su tre direttive 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, la messa a terra del neutro mediante impedenza con installazione delle "Bobine di Petersen", che consente di contenere le correnti di guasto monofase a terra e conseguentemente gli effetti di tali guasti, e 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. A fine 2023 si conferma la percentuale di oltre l'80% di rete MT esercita a neutro compensato con Bobina di Petersen e oltre il 75% 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 molte realtà territoriali e nel prossimo futuro tecniche innovative di telecontrollo e automazione saranno estese anche alla rete di Bassa Tensione.

Nel corso del 2023 sono stati attivati i primi 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".

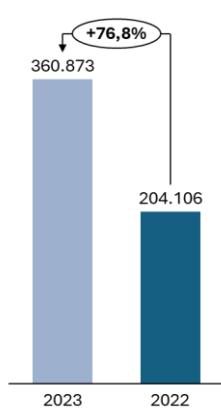
Sono stati inoltre consolidati i processi riguardanti le ispezioni linea attraverso droni e la rappresentazione attraverso il "gemello digitale" della rete elettrica di distribuzione su scala nazionale.

e-distribuzione S.p.A nel corso del 2023 ha consolidato l'utilizzo del drone aumentando la flotta e formando sempre più personale operativo all'utilizzo dello strumento, al 31 dicembre del 2023 la flotta di droni vanta un numero di 262 unità.

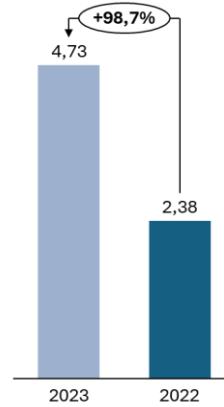
Nell'ambito del Progetto "Digital Twin" sono proseguite anche nel 2023 le attività di scansione delle Cabine di trasformazione AT/MT e MT/BT con Laser Scanner Terrestri al fine di ricostruire l'infrastruttura fisica su layer digitale consentendo una maggiore efficienza operativa nella sostituzione della componentistica oltre che agevolando le azioni di sopralluogo.

Generazione Distribuita

Richieste Attivate



Potenza Attivata (GW)



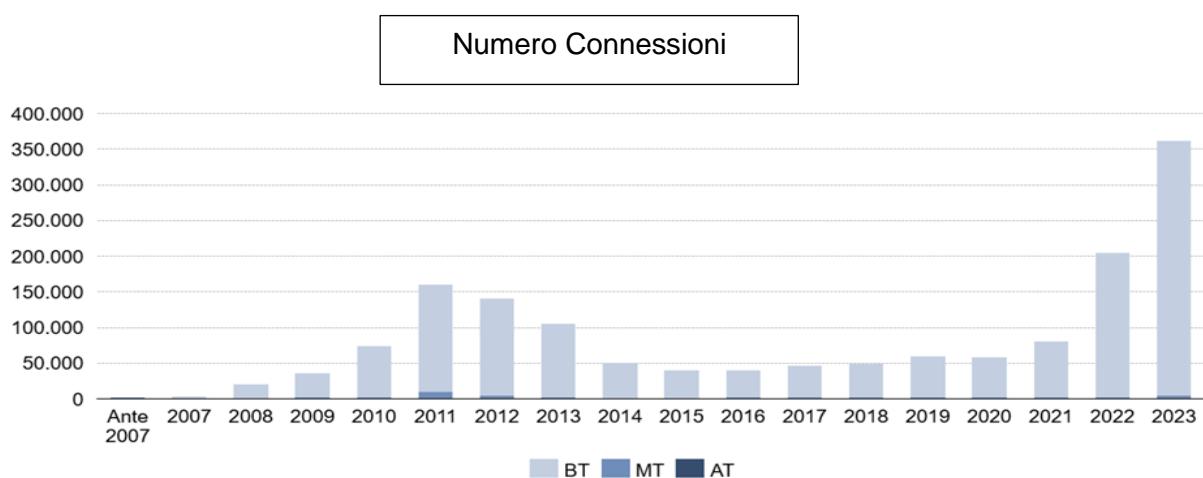
Nel corso del 2023 si è registrato un forte aumento della generazione distribuita connessa alla rete di e-distribuzione S.p.A. rispetto all'esercizio 2022 con un incremento delle richieste attivate pari al 77%. Nel 2023 sono stati connessi alla rete di e-distribuzione S.p.A. circa 361 mila impianti (rispetto ai 204 mila nel 2022), per una potenza di circa 4,7 GW di cui oltre il 94% in MT - BT, così ripartita tra le principali fonti:

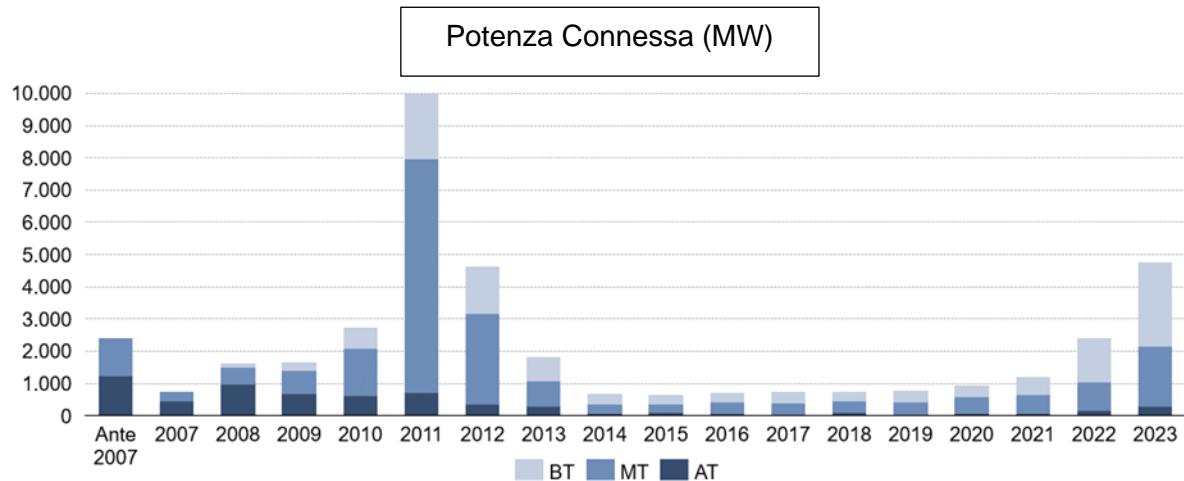
- fotovoltaico: 4.357,32 MW
- eolico: 62,51 MW circa
- gas di discarica e biomasse: 10,21 MW
- biogas: 21,1 MW
- idraulica: 37,65 MW
- altre fonti 239,82 MW

Sono state eseguite al 31/12/2023 complessivamente 1.520.510 attivazioni, per una potenza di connessione complessiva pari a 38,8 GW: risalta in particolare la quantità di generazione distribuita connessa alle sole reti MT e BT, pari a 33 GW.

Si riporta di seguito il dettaglio delle attivazioni effettuate al 31 dicembre 2023, distinto a livello territoriale:

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	2287	2538	423,80	291,97	11,54	727,31
2008	27	698	19310	20035	940,03	534,25	134,64	1.608,92
2009	17	1034	34414	35465	650,03	730,48	270,95	1.651,46
2010	23	2142	71870	74035	601,68	1.453,15	663,95	2.718,77
2011	19	10013	149798	159830	705,10	7.245,57	2.004,00	9.954,66
2012	19	4556	135924	140499	324,79	2.829,06	1.469,56	4.623,41
2013	5	1542	102859	104406	252,75	789,02	744,14	1.785,91
2014	2	871	49040	49913	22,00	325,67	313,19	660,86
2015	4	884	38014	38902	57,00	289,46	269,38	615,85
2016	4	1106	38662	39772	38,32	367,69	298,49	704,49
2017	1	1270	44347	45618	0,08	354,19	368,99	723,26
2018	5	1100	47376	48481	65,32	366,77	288,97	721,06
2019	1	1289	57403	58693	3,00	405,22	352,92	761,14
2020	4	1405	55677	57086	24,15	525,07	367,41	916,63
2021	4	1736	77721	79461	28,26	593,44	555,74	1.177,44
2022	11	2195	201900	204106	139,47	881,17	1.361,01	2.381,64
2023	23	4398	356452	360873	280,49	1.848,89	2.596,12	4.725,50





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 2023 è pari a 2.625, in linea con le attività dell'anno precedente, mentre la potenza installata è aumentata del 7% (198 MW).

Nel corso dell'anno, i CPO hanno inoltrato 8.594 richieste di connessione (+81% rispetto al 2022), per una potenza totale di 1.353 MW (+175% rispetto al 2022).

In particolare, le richieste BT sono aumentate del 169% per una potenza media di 75 kW (+49% rispetto al 2022). Tale aumento è collegato alla partecipazione dei CPO ai bandi che recepiscono gli incentivi per lo sviluppo della mobilità sostenibile previsti dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) - Missione 2, Componente 2, Investimento 4.3 per le aree urbane.

Per la MT si registra un aumento delle richieste del 84% coerentemente con l'evoluzione di un modello caratterizzato da potenze elevate e da tempi di ricarica più brevi.

Complessivamente le infrastrutture connesse alla rete e-distribuzione sono 13.209, per una potenza complessiva di 704 MW, di cui 499 su rete BT e 205 su rete MT. A livello nazionale, il 65% 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 2023, come di consueto, saranno comunicati entro il 31 marzo 2023 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 2023, sulla base dei dati provvisori attualmente disponibili, è atteso a livello nazionale un andamento in peggioramento rispetto al 2022 a causa del verificarsi di fenomeni metereologici 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'alluvione che ha colpito la Romagna a maggio, il ciclone denominato "Ciaran" che ha colpito l'intera penisola a novembre (con picco sulla Toscana) e l'ondata di calore che ha colpito il sud Italia con particolare enfasi sulla Sicilia nella seconda metà di luglio.

In linea a tali previsioni per il 2023, si attende l'applicazione di penali da parte dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ai sensi del titolo IV della delibera 566/19).

Gestione operativa

Nel 2023 e-distribuzione ha proseguito con costante impegno a lavorare nell'ottica del miglioramento continuo dei processi aziendali.

Appalti, Materiali e Logistica

L'Unità Appalti, nel corso del 2023, ha preso parte a diverse iniziative per il miglioramento dei processi e dei relativi sistemi.

Per quanto concerne i processi, nell'ambito del progetto PROMO, sono state redatte due Procedure Organizzative:

- PO n.2689 “Gestione Contratti” ;
- PO n.2558 “Acquisti Delegati in e-distribuzione”.

Le principali attività svolte sui sistemi informatici sono di seguito riportate:

- **Si.M.e.R.A.** (Sistema integrato di monitoraggio e Richieste di Acquisto): sono state predisposte nuove funzionalità sviluppate nella piattaforma innovativa per la gestione e digitalizzazione degli appalti di e-distribuzione quali:
 - gestione della condizione *Discount For Programmed Activities* da prevedere nei contratti e gestione della durata temporale anche senza riferimento al contratto in phase-out;
 - evolutiva relativa alla creazione delle Richieste di Acquisto (RdA) per estensioni territoriali inerente all'importazione massiva da file delle quantità e valori punto delle attività previste;
 - evolutive del report “Proiezione contratti” con aggiunta di nuove informazioni.

- **SAP ECC:** è stata introdotta la posizione di tipo Testo nelle RdA previsionali che permette di tracciare in SAP le principali informazioni da trasmettere a Global Procurement quali:
 - Caratteristica contrattuale
 - Oggetto Sintetico
 - Percentuale Tolleranza
 - Opzioni
 - Presenza del DPA
- **GBS “Smart Execution”:** per le attività di competenza Appalti, sono stati definiti i requisiti tecnici, eseguiti i collaudi sulle nuove funzionalità implementate ed erogata la formazione relativa alle nuove funzionalità e processi:
 - RLET “Lettura Massive” – Avviata su tutto il territorio nazionale.
 - Gestione utenza a consuntivo – Avviato roll out nazionale.

I suddetti processi interessano gli applicativi SAP ECC e OpenPortal.
- **GBS “Demand Plan”:** all'interno del progetto GBS “Demand Plan” sono stati definiti i requisiti per lo sviluppo dell'applicativo omonimo che gestirà tutta la fase di predisposizione e gestione dei *Needs* relativi ad Appalti di Materiali/Servizi/Lavori e alla successiva generazione delle RdA Previsionali.
- **Power BI – Reporting:** sono state sviluppate diverse *dashboard* in Power BI al fine di calcolare automaticamente, sulla base degli importi consuntivi, gli indennizzi da riconoscere alle imprese appaltatrici in relazione ai contratti d'appalto di lavori previsti dal D.L. n. 73/2021, art.1-septies, e s.m.i. (Decreto Sostegni Bis) e dal D.L. 50/22 (Decreto Aiuti) e s.m.i. Inoltre, sono state sviluppate ulteriori dashboard per il monitoraggio operativo a supporto delle Aree territoriali nelle loro analisi periodiche; di seguito si riporta un riepilogo di quelle implementate:
 - monitoraggio cantieri (lavori programmati/guasti/gestione utenza) e relative risorse impegnate;
 - report avanzamento LCL (Lettere consegna Lavori) e relative contabilizzazioni;
 - monitoraggio risorse presenti nei cantieri per la verifica delle Strutture Tecniche Operative previste contrattualmente;
 - report lavorazione dei ticket AGISCI;
 - report di avanzamento degli Indicatori dei controlli in corso d'opera e dei controlli ai fini del collaudo per Area Operativa Regionale, per Unità Territoriale, per Contratto e per Impresa;
 - è stata inoltre sviluppata una dashboard atta a verificare il rispetto delle condizioni previste dai K Tecnici contrattuali relativi alla puntualità nell'ultimazione dei lavori ed alla produttività rispetto al *rate* nominale contrattuale.
- **Open Portal:** nell'ambito del progetto Digitaly - Open Portal, con lo scopo di semplificare ed ottimizzare i processi, si è continuato a sviluppare nuove funzionalità relative a:
 - gestione “full file” delle LCL
 - gestione delle pubblicazioni di maestranze e mezzi
 - gestione ambientale

Durante il 2023, alcuni nuovi contratti sono stati migrati su OpenPortal.

- **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.

È stata eseguita in parallelo la formazione agli utenti dei territori nei quali sono stati rilasciati in esercizio i nuovi applicativi di cui sopra, garantendo loro continua assistenza.

- **Progetto PNRR:** con riferimento ai progetti in ambito PNRR sono stati definiti i requisiti e descritti gli interventi funzionali da effettuare in SCM/OpenPortal/Smart Control relativi alla gestione dei lavori e dei relativi atti di collaudo. Al fine di incentivare e agevolare il collaudo dei lavori che rientrano nel progetto PNRR, è stato previsto di aggiornare la maschera di lavorazione degli atti di collaudo in modo tale da identificare le LCL che hanno un CUP associato al progetto PNRR.

Sono state inoltre implementate le nuove logiche atte a garantire la corretta gestione dei materiali nell'ambito della gestione dei lavori relativi a progetti finanziati.

Infine, è stato previsto l'adeguamento di alcuni report affinché espongano il CUP e il progetto finanziato a cui esso fa riferimento.

- **Progetto Ore Lavorate:** nell'ambito di un gruppo di lavoro Global, è stato definito un nuovo modello di determinazione delle ore lavorate terzi eseguendo anche delle simulazioni per tutte le country di competenza Enel Grids e redigendo il relativo requisito tecnico.

- **Materiali:** per la gestione dei materiali, nel corso del 2023, sono stati fondamentalmente corretti anomalie e defect sugli applicativi in uso. Nella fattispecie:

- COSMO - correzione anomalie e defect;
- FINE MATERIALI – correzione di anomalie e defect per ottimizzare il funzionamento e l'esperienza utente; piccole evolutive;
- MATERIAL SMART TRACKING – Già nel corso del 2022 si era avviata l'attività di tracciatura dei materiali consegnati dalle Piattaforme ai magazzini di 2° livello e dei trasferimenti di materiali tra questi ultimi; nel corso del 2023 l'attività è proseguita e ha riguardato in particolare la tracciatura, fin dalla fase di spedizione da parte dei fornitori, di trasformatori e scomparti. Nel 2023 è inoltre stato completato il pilota con quasi tutte le aree territoriali relativamente all'applicativo per la gestione degli inventari dei materiali presso i magazzini di 2° livello (sia e-d che appaltatore) che a regime diventeranno parte integrante del processo di gestione dei materiali tracciati;
- MATERIAL SHIPMENT (MSH) – miglioramento funzionale, gestione spedizioni internazionali, transitorio attivazione/disattivazione materiale tracciato e correzione defect.

Nel corso del 2023 è poi stata avviata la redazione dei macrorequisiti per la gestione dei materiali del progetto PNRR il cui sviluppo vedrà la luce nel 2024. Tali sviluppi mirano ad una gestione puntuale dei materiali dedicati

ai progetti finanziati, che ad oggi è solo parziale: i materiali, infatti, con CUP sono tracciabili fino al magazzino di primo livello (piattaforme logistiche) mentre non sono più tracciabili una volta distribuiti sui magazzini di secondo livello. Gli sviluppi, parte integrante del progetto di Material Smart tracking, mirano ad avere visibilità dei materiali destinati al PNRR fino ai magazzini di secondo livello (sia di e-distribuzione che degli appaltatori).

Pianificazione investimenti sulla rete

La pianificazione degli investimenti sulla rete si trasforma con la digitalizzazione dell'intero processo degli investimenti secondo la logica data driven, implementata per il processo di pianificazione economica nell'applicativo PLANET e per il processo di pianificazione tecnica nell'applicativo Grid+ all'interno del progetto Grid Blue Sky.

Grid+ è una piattaforma globale che consente l'individuazione delle criticità della rete e, nel prossimo futuro, l'identificazione assistita delle soluzioni tecniche volte a migliorare le prestazioni, prevenire e ridurre i guasti della rete stessa.

In particolare, il tool è in grado di analizzare lo stato della rete secondo un processo analitico ed omogeneo a livello nazionale con l'obiettivo di individuare soluzioni tecniche volte a garantire un miglioramento delle prestazioni della rete di distribuzione. Nel 2022 il modulo di analisi rete di Grid+ è stato integrato con ulteriori sviluppi finalizzati al miglioramento delle analisi per carico con l'aggiunta dei nuovi calcoli elettrici di rete implementati dalla room di Electrical Flow.

Inoltre, è stato rilasciato un tool di Artificial Intelligence in grado di effettuare analisi predittive sulla guastabilità degli elementi della rete elettrica con l'obiettivo di ottimizzare gli investimenti e garantire un'allocazione delle risorse con logica data driven.

Nel 2022 è stato effettuato il primo rilascio del tool di pianificazione tecnica, con una prima integrazione del Pannello Unico Cartografico (PUC), consentendo la gestione tecnica delle richieste di connessione all'interno della vestizione di progettazione P3.

Infine, nel Modulo Pianificazione tecnica di Grid+ è stata aggiunta una nuova entità denominata Weak Point, al fine di garantire a sistema il legame tra la soluzione tecnica individuata e le criticità rilevate dal tool di analisi rete.

Le attività di sviluppo del tool di pianificazione tecnica sono tutt'ora in corso e si prevede il rilascio della full solution nel corso del 2023.

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

Nell'ambito dei sistemi Cartografici e di Preventivazione è stata rafforzata l'attività di supporto per il Pannello Unico Cartografico (PUC) tramite la creazione di una mail condivisa con il Team Topology, "GIS & NET", per efficientare la risposta alle problematiche riscontrate dai colleghi del territorio e l'attivazione di due call Teams gestite direttamente dai consulenti che risolvono gli incidenti, a cui ogni utente può partecipare per velocizzare la risoluzione di incidenti funzionali.

Inoltre, è proseguita l'attività della Room PUC Italia, della quale i seguenti sono i principali item rilasciati:

- **Comunità energetiche:** sono state implementate le funzionalità per gestire le comunità energetiche come da delibera dell'authority. È possibile ora visualizzare in PUC Italia i confini delle comunità energetiche e visualizzare ed estrarre la comunità energetica di ogni POD calcolata in base ai confini inseriti.
- **Dati commerciali:** è stata implementata la possibilità di reperire i dati commerciali dei clienti in fase di preventivazione grazie all'integrazione con i microservizi di Grid Blue Sky (Platform).

- **Stampa/esportazione:** è stato reso più completo ed efficiente il processo di stampa ed esportazione, per renderlo più congruo con le esigenze del territorio. Ulteriori sviluppi saranno portati avanti nel 2024.
- **Nuovo allinDB:** integrate le informazioni richieste dal territorio per favorire il recupero dei clienti mancanti in PUC Italia.
- **Performance:** sono state implementate diverse soluzioni per aumentare le performance di PUC Italia. Tra le altre:
 - Analisi dei componenti deteriorati: upgrade delle versioni dei componenti ed ottimizzazione del loro funzionamento.
 - Ottimizzazione dei KPI critici sulle funzionalità core per il territorio, cioè velocità della navigazione e stabilità del sistema, con miglioramento dell'indice APDEX da 0,83 a 0,90.
 - Ottimizzazione del monitoraggio Dynatrace del sistema: è stato reso più chiaro ed efficace il monitoraggio di PUC Italia, in modo da avere una maggiore tempestività nella risoluzione dei malfunzionamenti. A tal fine è stata anche predisposta una dashboard per gli alert.
- **Progetto MAGNET:** Iniziato il riposizionamento geografico massivo delle Reti BT/MT della Regione Calabria, su un primo set di CFT individuati in cooperazione con l'Area CAL. Il riposizionamento dei restanti CFT individuati per la Calabria terminerà nei primi mesi del 2024.
- **Risoluzione bug:** sono stati risolti più di cento bug aperti in base a riscontri di incidenti aperti dagli utenti o dal flusso automatico di aggiornamento dei sistemi legacy.

È proseguita l'attività della Room Agile Grid Blue Sky (GBS) per NET ed il continuo confronto ed integrazione con le altre Solution previste nel Progetto GBS. I principali rilasci del 2023 sono stati:

- **Computo Metrico:** migliorate le funzionalità della maschera di gestione del Computo Metrico, implementando la possibilità di recuperare le modifiche effettuate prima di un nuovo invio da PUC, razionalizzando le funzioni di inserimento prestazioni e materiali da maschera bianca e inserendo la gestione di nuovi livelli WBE direttamente dalla pagina relativa.
- **Ordini MaRe:** implementata la possibilità di progettazione/preventivazione di ordini generati da MaRe.
- **Protocolli ProLED:** migliorata l'integrazione dei protocolli associati a studi ProLED (es. quelli relativi a interventi di adeguamento rete per posa fibra ottica),

Contemporaneamente sono state avviate le Room Agile GBS per il rifacimento degli applicativi basati su Platformisation in base alle nuove direttive Grid Blue Sky 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

Nell'ambito dei sistemi operativi e applicazione WFM, il 2023 ha visto un forte impegno della Società in molte iniziative sia come soggetto "Owner", sia come supporto ai collaudi di altre iniziative. Nel 2023 ha visto il completamento il piano di roll-out di ADS, che prenderà il posto del sistema Force Beat, il quale tra le nuove funzionalità annovera:

- Assegnazione dinamica Lavori con il nuovo sistema Qbeat e relativo algoritmo QUBO
- Agenda Impegni
- Formazione equipaggio preferenziale

Sono stati conclusi i test per la verifica della scelta del nuovo Smartphone nell'ambito del progetto WFM che sarà distribuito presso il personale operativo sul territorio.

Sono 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.

Inoltre, 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 (circa 90), al fine di verificare la loro compatibilità nel sistema con diverse tipologie di smartphone sia per e-distribuzione che per impresa.

Si elencano di seguito i nuovi sviluppi prodotti nell'anno 2023 che hanno richiesto il ciclo completo 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:

- ADEGUAMENTO TEMPI STANDARD PER ESECUZIONE ATTIVITÀ: job per rimodulazione tempi/quantità per ciclo di lavoro in Sap al fine di ottimizzare l'esecuzione di attività in Force Beat modificando i tempi standard con tempi più aderenti alle effettive necessità.
- EVOLUZIONE NUOVA GU IMPRESA: insieme delle richieste necessarie a far evolvere il processo di attribuzione lavori di GU a personale terzi. Avvio Roll out formazione e attività di follow up agli end user
- EVOLUZIONE PROCESSO RLET MASSIVE: completamento roll out del processo di gestione delle letture massive affidate a terzi con emissione da cruscotto Work-beat e consuntivazione di prestazioni e materiali in SAP/Open Portal.
- EVOLUZIONI IN TOM NECESSARIE PER ADEGUAMENTO AUTHORITY: insieme degli sviluppi necessari per adeguamento a delibere authority del processo e/o del software TOM.
- MANUTENZIONE DATI DI STATO: attività continua di produzione dei dati di stato per alimentare il DB di TOM e di Force-Beat.

- MIGLIORAMENTO DEL PROCESSO DI INTEGRAZIONE TRA FORCEBEAT E SAPHR: insieme degli sviluppi per ottimizzazione del processo di integrazione tra Force-Beat e SAP/HR nonché cambio infrastrutturale dei flussi rilasci giustificativi da file txt (con schedulazione bi-giornaliera) a file xml (in real time).
- NUOVA REPORTISTICA ADS/FB: ottimizzazione dei report Cerberus per monitoraggio operatività in ADS e produzione di una suite di report/dashboard per analisi e monitoraggio dei consuntivi tecnico/contabili dei lavori.
- CRUSCOTTO GESTIONE RICHIESTE CLIENTI PASSIVI: Migrazione da Sap a BTP (Business Technology Platform) del cruscotto di Gestione Preventivo Commerciale per forniture passive necessaria a far evolvere la funzionalità di Data Entry di informazioni da restituire al mondo commerciale a completamento e corredo delle attività eseguite.
- CRUSCOTTO GESTIONE RICHIESTE PRODUTTORI: Migrazione da Sap a BTP (Business Technology Platform) del cruscotto di Gestione Preventivo Commerciale per forniture attive necessaria a far evolvere la funzionalità di Data Entry di informazioni da restituire al mondo commerciale a completamento e corredo delle attività eseguite
- OTTIMIZZAZIONE FUNZIONALITÀ PANORAMICA: insieme degli sviluppi necessari all'integrazione e modifica delle voci di panoramica disponibili in FB per conduzione attività di programmazione e schedulazione delle attività.
- OTTIMIZZAZIONE GESTIONE LEGAMI: miglioramento della gestione dei legami tra attività in Force-Beat.
- OTTIMIZZAZIONE INTEGRAZIONE CON PIANI DI LAVORO: miglioramento dell'integrazione tra ForceBeat/GESI/ST-WEB sul processo di assegnazione Piani di Lavoro.
- OTTIMIZZAZIONE INTEGRAZIONE FORCE-BEAT/GESI: miglioramento dell'integrazione tra Force-Beat e GESI per la gestione ottimizzata dei ticket di guasto BT (in ambito GBS).
- OTTIMIZZAZIONE MODELLI DI REPLICA MOBILE/FORCEBEAT: miglioramento dei modelli di replica necessari al trasferimento dei dati tra mobile a back-end Force-Beat.
- OTTIMIZZAZIONE PROCESSO DELLE INCONGRUENZE: analisi e ottimizzazione del processo di incongruenze bloccanti che limita la possibilità di rilascio automatico dei giustificativi verso SAP/HR.
- OTTIMIZZAZIONE PROCESSO DINAMICA: evoluzione continua del processo di schedulazione automatica delle attività in ADS/FB.
- OTTIMIZZAZIONE PROCESSO RCMI-VE: insieme degli sviluppi su dispositivo/back-end Force-Beat per ottimizzare il processo di cambio misuratori a seguito verifiche.
- REDH IN PLATFORM: migrazione infrastrutturale dei flussi di consuntivazione tra Force-Beat e SAP da flussi TIBCO a microservizi in platform.
- MIGRAZIONE FLUSSI IN PLATFORM: migrazione infrastrutturale dei flussi di generazione e assegnazione lavori da Sap vs Beat, da Tibco a TRS finalizzata al miglioramento della comunicazione fra sistemi

Anche sul fronte della Manutenzione e Supporto Tecnico, nel corso del 2023, la Società è stata attivamente impegnata all'interno del progetto Grid Blue Sky, in particolare 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. Di seguito la lista delle solution avviate nel corso del 2022 e proseguite nel 2023:

- Room Smart Execution:
 - Evoluzione e ottimizzazione applicazioni mobile e loro integrazioni:
 - ME-FA: gestione guasti dal campo
 - ME-RE: Gestione letture dal campo
 - ME-VE: gestione verifiche
 - ME-HR: gestione giustificativi parte alta diario e integrazioni con Sap HR
 - ME-DI: gestione consuntivazioni attività per la corretta contabilizzazione dei costi
 - Remote Assist: gestione assistenza remota con particolare interesse ai controlli di quantità cantiere
 - ME-TP: gestione controllo remoto processo taglio piante comprensivo di back end composto da una controll room per consentire il monitoraggio delle attività svolte in campo
 - ME-CE: gestione programmazione CE
 - ME-WO: walkout, applicazione che consente di agevolare la progettazione e la preventivazione in campo

Per le suddette solution Manutenzione e Supporto tecnico ha curato il piano di roll out, il monitoraggio dei KPI definiti in ambito progetto, la formazione ed il supporto post go-live.

- Room Grid+ Dea: evoluzione piattaforma per la gestione dei lavori di gestione utenza con impatto sulla rete MT oltre alla interfaccia di generazione lavori verso il sistema Sap
- Room POE: nasce per risolvere l'esigenza della pianificazione di tutte le attività operative dell'Asset Owner, Customer Engagement e Asset Operator, ottimizzando l'impiego delle risorse interne, in funzione delle priorità definite in ogni centro di spesa responsabile e pianificando le risorse esterne secondo i termini degli accordi contrattuali attivi. È stato completato il piano di formazione a dicembre 2022 e il suo utilizzo in esercizio sarà disponibile a partire dal primo febbraio 2023 a tutte le Aree.
- Room e-poe: nasce come strumento che supporti le Unità Territoriali nella programmazione e gestione dell'intero ciclo di vita dei lavori nominativi e di tutti quei lavori compresi in progetti speciali che interessano la rete MT/BT, nonché la rete AT per le attività che rientrano nel perimetro dell'Asset Operator. Lo strumento ha come obiettivo quello di supportare, a tutti i livelli dell'organizzazione, il monitoraggio tecnico/gestionale dello stato di avanzamento dei lavori MT/BT.
- 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
- SWIM: evoluzione piattaforma sistemi Mare in SWIM, supporto integrazione con i sistemi gestionali, Work-Beat, Sap e Force-Beat. È stato inoltre completato il rollout id Mare BT
- Room Smart Execution: sono stati definiti due nuovi processi relativi alla gestione dei controlli di quantità cantiere da remoto e alla gestione e monitoraggio delle attività di taglio piante. Il processo in linea con le

attività di digitalizzazione è stato pensato e sviluppato per ottimizzare i processi migliorando gli aspetti operativi dei tecnici e delle imprese appaltatrici, oltre a mitigare sensibilmente il rischio di indenti in itinere.

- Virtualizzazione cantieri: sono stati definiti nuovi requisiti di processo a seguito della POC (Proof of Concept) inizialmente avviata in Brasile e successivamente nell'Area Lazio, in collaborazione con le strutture territoriali. Inoltre, sono stati definiti i requisiti minimi necessari alla definizione della gara di appalto necessaria all'avvio del pilota.

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

- Progetto PROMO: avviato il progetto con impatto su tutte le istruzioni operative di cui l'unità è responsabile e revisione e trasformazione in istruzioni di lavoro;
- Sap BW: in merito al tema del data driven sono stati prodotti report gestionali, tecnici ed economici finalizzati alla definizione di strategie aziendali e di analisi tecnico/economiche sul tema di consistenza impianti e quantità prodotte. Sono stati inoltre sviluppati nuovi requisiti per ottimizzare la fruizione dei report esistenti a supporto delle attività della unità e di altre funzioni tecniche centrali. È stato avviato un piano di formazione orientato agli end user finalizzato alla diffusione delle conoscenze e delle competenze nell'ambito della reportistica;
- Evolvingrid: sono state introdotte nuove logiche di assegnazione terzi delle attività operative per attività di sostituzione batterie e ispezione in cabina secondaria. È stato definito un nuovo processo nei sistemi Sap e Swim/MaRe;
- Porting FOUR in ECO: l'unità gestisce in partner con i colleghi di CRE il porting del sistema FOUR nella nuova piattaforma di ECO. È stata completata la prima fase di progetto che vede coinvolte alcune transazioni commerciali ed è stato avviato il roll out presso le Unità Territoriali;
- Progetto WAFDD: formulazione requisiti necessari alla industrializzazione delle attività ed al corretto monitoraggio dei costi sostenuti relativamente alle attività di Verifiche dei gruppi di misura;
- Formazione ex IO1870: 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 Blu team inerente alla gestione dei lavori in Sap, coadiuvata dalla funzione P&O;
- Gestione lavori PNRR: supporto operativo ai fini della rendicontazione dei lavori legati al PNRR con particolare riferimento alla determinazione e gestione dei progetti speciali all'interno di essi;
- Nuovi TAM Verifiche: sono stati introdotti e riclassificati nuovi TAM (Tipo Attività di Manutenzione) per tutte le tipologie di Verifiche dei gruppi di misura. Sono state recepite le esigenze Global della nuova classificazione e sono stati adeguati i processi per i sistemi Sap e WorkBeat;
- Capitalizzazione Verifiche Impianti di Terra: è stata introdotta una nuova parte di impianto per le attività di verifiche impianti di terra delle cabine secondarie, definendo la soluzione ci contingency necessaria alla corretta rendicontazione (capex) dei costi sostenuti nel sistema Sap;
- ReTe: progetto finalizzato alla revisione dei testi prodotti verso i clienti con l'obiettivo di migliorare la comunicazione verso gli stessi. Per i sistemi tecnici e gestionali abbiamo collaborato con la funzione Customer Care;
- Pegaso: revisione e affinamento congruenze contabili a seguito dell'aggiornamento del nuovo manuale di classificazione contabile 2023 emanato dalla funzione Controlling. Le attività hanno coinvolto attività ed anagrafiche tecniche, prestazioni di impresa e materiali;

- Revisione ruoli Sap: è stata avviata nel corso del 2023 la revisione totale dei ruoli appartenenti all'APM Sap 004919 in relazione alla policy 25. Sono stati adeguati tutti i ruoli non compliant alla policy;
- GridVision: è stato realizzato il portale informativo per tutti i colleghi e-Distribuzione relativo alla tematica GRIDS. Sono disponibili tutte le informazioni che concorrono alla diffusione delle conoscenze dei sistemi e dei processi
- Oblio: per i sistemi Sap e ForceBeat è stato gestito il processo di oblio delle pratiche commerciali.

Relativamente ai sistemi di gestione dei Guasti (GESI) sono state implementate fra le altre cose:

- Modifiche all'automatismo di gestione dei ticket BT aperti automaticamente in presenza di movimentazione di interruttori automatizzati o telecontrollati. Tali modifiche hanno di fatto consentito di ampliare le casistiche in cui si richiede al sistema GESI di aprire automaticamente ticket BT; rivisti e migliorati alcuni aspetti legati all'implementazione dell'algoritmo.
- Superata la logica di interpretazione del protocollo a "blocchi di righe" (che in alcuni scenari comportava la mancata apertura dei ticket) e attuata la logica di interpretazione puntuale delle singole righe.
- Eliminata la gestione del "blocco operativo"; i ticket saranno aperti, se necessario, anche in presenza del segnale "Blocco operativo". Infine, inserimento nel Protocollo di Servizio (PDS) della gestione dei segnali di PROVA.

Per quanto riguarda l'Autovalidazione IGB:

- Implementata la componente applicativa che abilita la ricezione di proposte automatiche di IGB, da STB e la successiva eventuale validazione automatica. GESI, attraverso un servizio dedicato, verifica la conformità della richiesta e solo in caso positivo provvede alla generazione di una proposta STB valida con la conseguente creazione degli IGB nello stato Chiuso da Validare e l'aggiornamento del ticket con conseguente registrazione verso AUI, mentre in caso negativo genera una proposta STB nello stato scartato senza aggiornamenti sul ticket, che rimane in stato Chiuso da Completare.

Relativamente a Chat BOT Eddie:

- Attivata la possibilità di ricevere e gestire le segnalazioni di guasto inoltrate mediante il Chat BOT da portale e-distribuzione (EDDIE) e il Chat BOT da Facebook. Le segnalazioni sono identificate tramite la gestione di due nuovi valori che popolano il campo "Provenienza"; VB identifica le segnalazioni da Eddie - BOT mentre la provenienza FB quelle da Facebook - BOT.
- Adeguata la sezione reportistica e maschere per le ricerche generiche.

Per quanto riguarda i sistemi per il telecontrollo della rete elettrica, nel 2023, sono state sviluppate, verificate ed attivate le seguenti principali evolutive:

- Porting in ambiente AIRE di una collezione di reportistiche, denominate "LetPuma", per il controllo dei dati del processo di qualità tecnica MT. Tali reportistiche erano in precedenza gestite con strumenti di office automation. L'integrazione con il DB della rete ha migliorato la puntualità nell'aggiornamento dei dati e semplificato le attività di verifica. La soluzione è stata rilasciata in esercizio.
- Sviluppo del Sistema STWeb Multi CO ed integrazione con la Stazione Operativa Evoluta (SOE). Il nuovo sistema consente alla postazione di Centro di Controllo di gestire tutti i sistemi di telecontrollo che

insistono sul territorio di ciascuna Area Regionale. Lo scopo del progetto era di rendere possibile la razionalizzazione dei Centri di Controllo. Il sistema è attualmente in fase di collaudo.

- Sviluppo delle evoluzioni sul modulo Autore di Mare TC per la verifica del corretto funzionamento delle apparecchiature in automazione SHA. Le funzionalità sviluppate consentono di verificare automaticamente il corretto funzionamento delle apparecchiature che selezionano il tratto di rete MT guasto utilizzando le logiche dell'automazione di tipo "SHA - Self Healing Automation". La soluzione è attualmente in collaudo.

Telegestore

Il Telegestore, il sistema integrato di misura e gestione a distanza dei contatori elettronici di e-distribuzione S.p.A., con circa 37,6 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 2023 sono state eseguite con successo da remoto circa 450 milioni di telelettture, circa 3,1 milioni di operazioni di variazione contrattuale (es. nuovi contratti, cambi potenza) e circa 2 milioni di operazioni legate alla gestione dei clienti morosi.

Nel 2023 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 2023 e-distribuzione ha installato 3,4 milioni di contatori 2G, arrivando ad un totale di circa 31,8 milioni dall'avvio della campagna nel 2017.

La rilevazione su base quartoriale 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 2023, 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 31 miliardi di misure.

Gestione Commerciale

Qualità del servizio commerciale

La qualità del servizio commerciale è monitorata dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente che definisce tempi e modalità di esecuzione delle prestazioni richieste al distributore da clienti e produttori, direttamente o tramite venditore.

Le Delibere di riferimento sono la delibera n. 617/23/R/ee (TIQC) che disciplina i tempi di esecuzione delle attività richieste dai clienti al distributore direttamente oppure tramite il trader, la delibera ARG/elt n. 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/ee che disciplina le modalità e i tempi di esecuzione delle richieste di sospensione della fornitura a seguito morosità e delle 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 2023 sono state eseguite circa 3,7 milioni di prestazioni soggette a tempi standard secondo la Deliberazione n. 617/23 con una compliance regolatoria del 98,85%.

Le prestazioni relative ai produttori soggette alla Deliberazione n. 99/08 e s.m.i. sono state circa 2,4 milioni con una compliance regolatoria del 98,66%.

Per le prestazioni eseguite oltre il tempo massimo previsto da 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 2023 gli indennizzi erogati in ambito qualità commerciale ammontano a circa 16 milioni di euro così distribuiti:

- ai sensi della delibera n. 617/23 pari a 3,8 milioni di euro;
- ai sensi della delibera n. 99/08 e s.m.i pari a circa 10,1 milioni di euro;
- ai sensi della delibera n. 376/17 pari a circa 500 mila euro;
- ai sensi della delibera n. 100/16 pari a circa 2,1 milioni di 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 2023 con indicazione del tempo medio di esecuzione, del tempo medio ottenimento atti autorizzativi, del numero e dell'importo degli indennizzi erogati (scadenza 31 marzo 2024);
- i dati relativi alle prestazioni commerciali disciplinate dalla delibera n. 99/08 pervenute e lavorate nel corso del 2022/23 con indicazione di numero, potenza, tempo medio di esecuzione ed entità economica degli indennizzi erogati (scadenza 28 febbraio 2024);
- i dati relativi alle prestazioni commerciali disciplinate dalla delibera n. 50/02 alla n. 99/08 pervenute e lavorate dal 2002 al 2023 con indicazione di numero e potenza (scadenza 15 settembre 2024);
- il numero dei dati di misura funzionali alla cessazione della fornitura messi a disposizione, distinti tra dati effettivi, autolettture 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 2023 ha visto i canali digitali di e-distribuzione posizionarsi tra le più rilevanti piattaforme di relazione con i clienti, con un forte 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.

Rientrano in questo ambito la nuova sezione “FAQ e Guide”, che risponde alle domande più frequenti dei clienti ed offre guide utili alla connessione per i diversi target di riferimento e l’intera sezione “A chi ci rivolgiamo” rivista nell’architettura informativa con l’obiettivo di dare ordine ai vari contenuti e rendere le informazioni chiare e accessibili. Durante l’anno 2023, in ottemperanza alle disposizioni date dall’Autorità è stata pubblicata sul sito anche la “Mappa delle Comunità Energetiche”, strumento utile per verificare i punti di connessione appartenenti alla stessa area geografica convenzionale.

Le azioni introdotte hanno portato ad un notevole incremento delle visite al sito che hanno superato i 12 milioni, +18,6% rispetto al 2022. Un incremento si è avuto anche nell’utilizzo dei servizi tecnico commerciali disponibili in area riservata, con un +50% rispetto all’anno precedente e nella Segnalazione Guasti da canali digitali (+499%)

Protagonista del 2023 anche l’App e-distribuzione, che con più di 290.000 download 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.

A maggio 2023 e-distribuzione è stato il primo distributore ad atterrare su IO, l’app dei servizi pubblici, il canale che permette ai cittadini di accedere alle attività e alle comunicazioni delle Pubbliche Amministrazioni direttamente dallo smartphone. I clienti di e-distribuzione possono ricevere, infatti, avvisi in App sulle interruzioni programmate che interessano la propria fornitura in modalità semplice e a portata di smartphone. Al 31 dicembre 2023 sono state inviate oltre 1,5 milioni di notifiche.

Il Contact Center (800-08 55 77)

Il Contact Center di e-distribuzione ha consolidato l’attività di gestione del servizio Segnalazione guasti (SSG) che, in aggiunta al servizio Commerciale (CCO), ha sviluppato un volume complessivo di contatti sul canale telefonico di circa 12,3 milioni (4,4 per CCO, 5,8 per SSG e 2,1 altro), che hanno generato un volume di attività in carico ai due fornitori pari a circa 3,3 milioni di lavorazioni.

Nel corso del 2023 è stato gradualmente incrementato il servizio di operatore virtuale (VOICEBOT) fino a raggiungere 3M di chiamate gestite sulla segnalazione guasti di cui ca il 70% senza l’intervento di un operatore. Analogi servizi nell’ambito commerciale sono stati avviati all’inizio del 2023 ca 0,44 M di contatti gestiti.

Nel 2023 si è avuto un incremento delle attività in outsourcing per effetto di iniziative tecnico/organizzative volte ad armonizzare le lavorazioni pervenute dal cliente finale e dai traders (integrazione Contact management e Revolution M03). Queste innovazioni hanno comportato una modifica del carico di attività a favore delle Operation commercial e del Caring and Claims che perderanno quota parte dei case che passeranno in gestione al 1^o livello (esterno).

Sarà inoltre potenziata la manutenzione ricorrente degli articoli già presenti nel KBMS necessaria per naturali evoluzioni applicative, normative o di processo.

Per quanto riguarda gli aspetti contrattuali è stata riconfermata la società Datacontact nella gara per i servizi di Contact Center ssg e cco con contratto scaduto a fine 2022.

Canali Social

In forte crescita, rispetto al 2022 (+115%), l’attività di community management, che fornisce ascolto e supporto ai clienti che sempre più spesso cercano informazioni e risposte tempestive alle loro richieste.

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

Open Knowledge

Nel 2023, nell'ambito del progetto Open Knowledge, è stata manutenuta la fruibilità della libreria digitale consultabile da APP e Portale WEB a tutto il personale di e-distribuzione che può accedere a tutta la documentazione presente nel sistema relativa ai processi di customer care di proprio interesse e utilità in particolare per il mondo misure e data quality dell'area impiegatizia.

Per alcune particolari figure professionali territoriali (esperti di materia) sono state aggiunte una serie di funzionalità volte a migliorare l'usabilità dell'applicazione. I documenti che compongono la struttura del Kbms (knowledge base management system) sono circa 1.500 e per essi è stato predisposto un progetto di aggiornamento totale degli articoli e dei corsi, interessando, quando necessario, le unità Legale e Data Protection Officer (DPO).

Altre iniziative

Bilancio Energia

Con il bilancio di energia del 2023, riferito alle immissioni e ai prelievi di energia dalla nostra rete nell'anno 2022 si conferma il livello delle perdite di rete, che ha portato ad un saldo economico pari a zero con i ricavi di energia reattiva di spettanza del DSO.

Le perdite complessive di energia sono risultate pari al 4,7%, superiori alle perdite standard riconosciute dalla regolazione, per effetto della riduzione prevista dall'ARERA per l'anno 2022.

Tale livello è stato mantenuto 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 e recuperando oltre 1600 GWh di energia non misurata per anomalie dei misuratori o frodi, grazie anche al contributo degli algoritmi di apprendimento automatico (Machine Learning) e le analitiche implementate sulla solution II4ER (Inspection Intelligence for Energy Recovery).

L'innovazione sulla rete

Progetti e soluzioni innovative per la Rete

Le attività di innovazione per la rete elettrica nel 2023 sono proseguiti ponendo al centro la resilienza, l'eccellenza operativa e la sicurezza e ricercando pertanto soluzioni avanzate in grado di assicurare e potenziare la salvaguardia dei lavoratori e avere un positivo impatto sul business. In particolare, i progetti e le tecnologie portati avanti sono stati sviluppati nell'ambito di tre direttive:

- **“Resilient, adaptive low impact grid”** per adottare nuove tecnologie, approcci e materiali sostenibili volti a mitigare l'impatto ambientale e migliorare la resilienza della rete;
- **“Safety and Operational Excellence”**, per la sicurezza del personale interno ed esterno e la maggiore efficacia delle operazioni sulle reti;
- **“New DSO role”** per l'aggiornamento della rete come piattaforma digitale sulla quale sviluppare e realizzare nuovi servizi e collaborare con gli stakeholders del settore creando valore condiviso.

Rispetto alla direttrice, “Resilient, adaptive low impact grid”, nel 2023, dopo l'individuazione dei progetti vincitori delle challenge per il redesign innovativo degli asset elettrici, l'attività si è focalizzata sull'industrializzazione e lo sviluppo di tali soluzioni. Ciò ha portato sia all'installazione del prototipo e poi, in alcune città italiane, del prodotto finale della nuova cassetta stradale, sia allo sviluppo del design della nuova cabina secondaria con l'obiettivo di avviare l'installazione nel 2024. Sempre nell'ambito del design sostenibile, è proseguita la ricerca attorno a componenti, materiali ed impianti della rete per un loro ripensamento innovativo e sostenibile. In ottica resilienza delle reti invece, è stato avviato un progetto volto a migliorare, attraverso la comunicazione satellitare, la connettività sulla rete nelle aree rurali, migliorando quindi la qualità del servizio offerto.

Nella direttrice focalizzata sulla “Safety and Operational Excellence”, le iniziative principali del 2023 hanno permesso l'identificazione e l'avvio dei test in Italia di strumenti e dispositivi smart e sostenibili, vestiario innovativo più confortevole e soluzioni robotiche a supporto delle attività di manutenzione della rete in altezza. Altri progetti hanno riguardato robot e droni che consentono l'interazione con componenti della rete per le attività di manutenzione e installazione, nonché l'utilizzo di intelligenza artificiale per supportare gli operativi e ridurre i rischi per le persone. Nel dettaglio, a supporto del personale operativo è stato portato avanti lo sviluppo di nuovi indumenti in ottica di sicurezza, benessere e comfort, ed è stato avviato lo sviluppo di un'assistente virtuale, che funge da unico punto di accesso alle APP di lavoro per semplificare, rendere più sicura ed efficiente le attività in campo. Creare una sorta di “barriera digitale” è invece stato l'obiettivo portato avanti da una iniziativa finalizzata a consentire a persone e veicoli di muoversi in sicurezza all'interno delle aree di lavoro e dei cantieri. È stata inoltre introdotta nel 2023 un'app che sfrutta i più recenti algoritmi di Computer Vision e Deep Learning per avvisare in tempo reale gli operativi in caso di rischio elettrico e per una maggiore sicurezza durante le attività.

Nell'ambito di attività focalizzate al “New DSO role”, nel corso dell'anno si sono sviluppati algoritmi e logiche per l'integrazione e la validazione di servizi, prodotti e risorse per la flessibilità nel breve termine. Sono proseguiti in Italia i progetti, tra cui EDGE, per testare in ambiente reale l'utilizzo di risorse di flessibilità sulla rete di distribuzione e per la risoluzione di congestioni di rete e di violazioni di tensione e facilitare la partecipazione di tutte le parti interessate. In aggiunta, sempre per lo stesso filone di attività, per il progetto Be-Flexible si sono sviluppati tool per migliorare la cooperazione tra DSO e TSO e facilitare la partecipazione di clienti ai servizi di flessibilità, mentre per il progetto Flow è stata avviata la validazione e quantificazione dei benefici associati alla flessibilità della ricarica dei veicoli elettrici.

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 2023, 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 proseguiti 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 avrà 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 saranno 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 cento 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 tre 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.

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 2023 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, vede 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.

Progetti PON

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 mutuate 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.

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 2023, 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 interramento 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. Nel corso del 2023, si sono ultimati i 3 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 dovranno essere ultimati entro il 31/12/2023, 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 2023.

Progetti PON 2.0

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 esposte 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.

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.

NUOVE 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 richiusure o trasversali in cavo tra linee esistenti.

Nel 2023 sono stati realizzati importanti investimenti su tutto il territorio nazionale, per circa 116,5 milioni di euro (circa euro 891 milioni totali già investiti dal 2017 al 2023).

Nel 2024 il progetto prosegue con investimenti complessivi previsti per circa 123 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/adeguamento di linee MT esistenti con alto tasso di guasto, per complessivi 1.650 km circa

Nel corso del 2023 sono stati realizzati investimenti per circa euro 122 milioni. Complessivamente dall'inizio del progetto sono state rilevate in fibra ottica n. 22.636 cabine, di cui n. 11.181 attivate.

Nel 2024 il progetto prosegue con investimenti complessivi previsti per circa 102 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 2023 sono stati realizzati investimenti per circa euro 367 milioni, che hanno consentito di completare la realizzazione / potenziamento di 900 km di linee MT, il rifacimento di 2.400 cabine secondarie e l'installazione di circa 2.288 nuovi telecontrolli MT.

Nel 2024 il progetto prosegue con investimenti complessivi previsti per circa 250 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 2023 e-distribuzione ha installato circa 3,40 milioni di Open Meter, pienamente corrispondente agli obiettivi prefissati per garantire una copertura territoriale omogenea e rispettare i volumi previsti dal piano ARERA approvato (3,37 milioni di meter per l'anno).

In totale sono stati installati circa 1,6 milioni posati in massiva e 0,44 milioni posati in ripasso o completamento dalle imprese dedicate al piano di sostituzione dei contatori elettronici di prima generazione, mentre 1,36 milioni sono afferente a lavori di allacciamento o sostituzione richiesti dai clienti. A partire dal mese di settembre è diventata operativa la Delibera 361/2023/R/eel - "Prime modifiche al Testo integrato connessioni attive (TICA)" che ha eliminato dal processo vigente l'obbligo di accesso in loco e di installazione del misuratore M2 per gli impianti inferiori ai 20kW.

Nel corso del 2023 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 ottenere questo risultato sono state effettuate delle varianti contrattuali sugli appalti di completamento per permettere alle imprese di gestire anche questa tipologia di dispositivi.

Per quanto riguarda la suddivisione tra tipologie di contatori, nel 2023 sono stati quindi installati complessivamente 2,88 milioni di contatori monofase e 0,52 contatori trifase.

A fine 2023, 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 2023 hanno lavorato al piano di sostituzione massiva circa 500 operatori medi giornalieri per complessivi circa 150 lotti contrattuali, il cui importo complessivo, compresi i materiali, ammonta a circa euro 115,1 milioni.

L'anno 2023 è stato caratterizzato da un andamento stabile ed equilibrato delle consegne e dei prezzi dei materiali, superando di fatto le criticità riscontrate nell'anno precedente a causa delle note problematiche legate allo shortage dei componenti elettronici e delle difficoltà logistiche indotte dal conflitto russo-ucraino. Dopo mesi di ritrovata stabilità, a fine anno le tensioni provocate dal nuovo conflitto israelo-palestinese e ai conseguenti attacchi dell'esercito ribelle yemenita degli Houthi, i principali vettori marittimi internazionali hanno modificato il precedente routing che prevedeva il passaggio attraverso il Canale di Suez, dirottando le navi verso il Capo di Buona Speranza ed evitando così la rotta del Mar Rosso, al fine di garantire la sicurezza dell'equipaggio e delle merci. Questi nuovi eventi si stima che possano comportare ritardi e incrementi dei costi legati alla logistica, il cui impatto si vedrà a partire dal 2024.

Parallelamente, è proseguita anche l'installazione dei concentratori di seconda generazione, necessaria per ottemperare alle richieste di performance del sistema 2G: nel corso del 2023 sono stati installati circa 46.000 concentratori di seconda generazione, portando il residuo di cabine secondarie da dotare di concentratori di nuova generazione a circa 3.000: tali cabine saranno allestite con il concentratore di nuova generazione entro i primi mesi del 2024 al fine di completare il piano previsto.

L'investimento totale 2023 per il piano Open Meter è stato pari a circa 400 milioni di euro, 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.

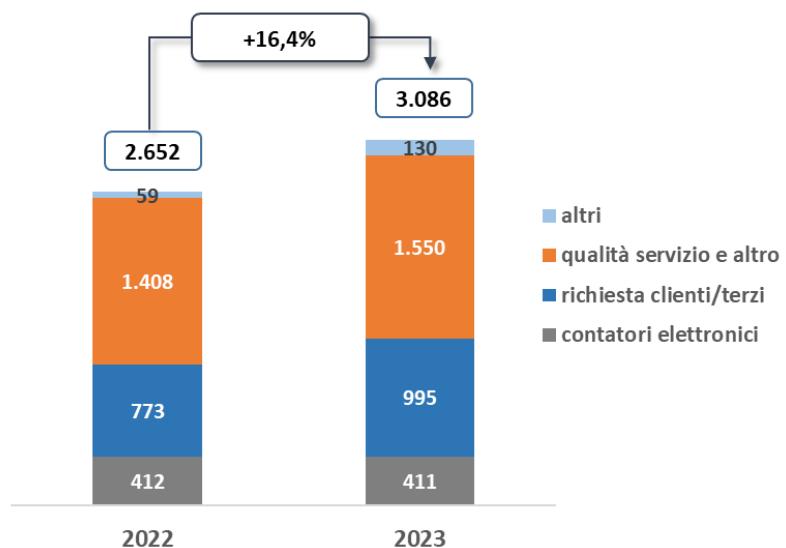
Nel corso dell'anno 2023:

- e-distribuzione ha certificato la utilizzabilità, al fine della posa della rete in fibra ottica, di circa 12.000 km di rete di infrastruttura elettrica aerea, in linea con il piano complessivo. Complessivamente sono stati certificati quasi 103.000 km di rete elettrica;
- operatori di telecomunicazioni hanno accettato Offerte per circa 11.000 km di rete. Complessivamente sono state accettate Offerte per quasi 90.000 km;
- e-distribuzione ha effettuato lavori di adeguamento per quasi 1.400 km di infrastruttura elettrica aerea. Complessivamente sono stati effettuati lavori di adeguamento per circa 9.500 km.

Complessivamente, a fine 2023, l'infrastruttura elettrica aerea e interrata messa a disposizione degli operatori di telecomunicazione da e-distribuzione è di circa 88.700 km.

Investimenti

Gli investimenti realizzati nel corso del 2023 si riferiscono essenzialmente alle richieste dei clienti o terzi, alla qualità del servizio, agli investimenti per PNRR e agli investimenti in contatori elettronici. Di seguito si riporta la composizione degli investimenti al 31 dicembre 2023 confrontata con l'anno precedente:



Gli investimenti legati alla richiesta di clienti o terzi presentano complessivamente un incremento di euro 222 milioni rispetto all'anno 2022; le ragioni principali dell'incremento sono riconducibili a maggiori spese per connessioni passive (in aumento di euro 136 milioni) e per richieste di produttori (in aumento di euro 71 milioni). Si registra altresì un incremento delle richieste di spostamenti da parte di clienti / terzi (in aumento di euro 21 milioni). Per contro, presentano un decremento i lavori di adeguamento della rete al carico (in diminuzione di euro 6 milioni).

Gli investimenti in qualità del servizio ed altro (adeguamenti ed interventi a seguito guasti), riportano un incremento di euro 142 milioni rispetto all'esercizio precedente. 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 progetti già in essere.

In particolare:

- Progetti PNRR complessivi euro 343 milioni, suddivisi tra:
 - ✓ Hosting Capacity, pari ad euro 84 milioni;
 - ✓ Elettrificazione Consumi, pari ad euro 205 milioni;
 - ✓ Resilienza, pari ad euro 54 milioni.
- Altri progetti, complessivamente in riduzione di euro 201 milioni, essenzialmente per:
 - ✓ il decremento, pari ad euro 265 milioni, dei progetti legati alla qualità del servizio conseguente alla destinazione delle risorse a favore dei progetti PNRR (tale riduzione ha interessato principalmente per euro 207 milioni il progetto E-GRID e per euro 47 milioni il progetto DSO 4.0);
 - ✓ il decremento, pari a euro 14 milioni, degli investimenti in Asset Management;
 - ✓ l'incremento, pari a euro 67 milioni, per progetti Smart Grid; principalmente progetti finanziati bando PON (euro 53 milioni);
 - ✓ l'incremento, pari a euro 12 milioni, dei lavori legati al Piano Resilienza ARERA.

Gli investimenti in contatori elettronici presentano un decremento di euro 1 milione rispetto all'anno 2022.

La voce altri, al 31 dicembre 2023, accoglie anticipi ed acconti per euro 16 milioni, investimenti per attività materiali in leasing per euro 113 milioni e investimenti straordinari per euro 1 milione

Tra gli investimenti in attività materiali in leasing relativi all'esercizio 2023, sono presenti euro 74 milioni relativi a noleggio di automezzi ed euro 39 milioni relativi a locazioni fabbricati ad uso ufficio di immobili da Enel Italia.

Gli investimenti straordinari, per euro 1 milione, sono relativi all'acquisizione dell'infrastruttura di rete in Valtellina perfezionata nel 2023.

Gestione ambientale e Sostenibilità

In continuità con gli anni precedenti, nel 2023 e-distribuzione ha rinnovato la 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 anche agli aspetti ambientali:

- persegue il 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;
- valuta costantemente i rischi e le opportunità legati ai processi aziendali e adotta un approccio sistematico di mitigazione;
- assicura nello svolgimento dell'attività lavorativa l'utilizzo di attrezature e strumenti conformi ai requisiti di salute, sicurezza, ambiente, sostenibilità e qualità;
- promuove per i propri stakeholder 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;
- promuove e sviluppa costantemente 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;
- soddisfa le esigenze del mercato sviluppando, producendo ed installando, sulle proprie reti, sistemi evoluti di smart metering, che favoriscono una maggiore consapevolezza dei consumi da parte dei clienti finali ai fini della promozione dell'efficienza energetica e dell'uso razionale delle risorse;
- collabora 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;
- promuove il coinvolgimento dei propri fornitori e appaltatori nei programmi di miglioramento continuo al fine di perseguire gli obiettivi della Società;
- adotta iniziative per comunicare efficacemente la politica integrata della qualità, della salute e sicurezza del lavoro, dell'ambiente e della prevenzione della corruzione;
- verifica periodicamente i principi della politica e la 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 2023 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 svolti corsi sui principali temi ambientali (Campi Elettromagnetici, SF₆, Rumore ambientale, Rifiuti, PCB, Bonifiche) con la scuola di Alta formazione Ambientale di ARPA Umbria, che hanno visto il coinvolgimento di tutta la famiglia professionale HSEQ oltre ai colleghi che gestiscono i contratti.

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 è stata realizzata anche una sessione di informazione organizzata in collaborazione con ANIE che ha visto il coinvolgimento di circa 400 imprese.

Infine, gli indicatori di performance ambientali, hanno fatto registrare nel 2023 una percentuale di recupero dei rifiuti (non pericolosi e pericolosi) conferiti direttamente da e-distribuzione che si attesta intorno al 79%, con un incremento del 5% rispetto al 2022.

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 almeno al 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 270/2020, emessa il 14 luglio 2020, che ne determina il valore in base ai prezzi medi di scambio sul mercato regolamentato ed in parte, sui prezzi delle transazioni avvenute attraverso contratti bilaterali, con un cap a 250,00€/TEE. Infatti, qualora tale formula dia un risultato superiore a 250,00€/TEE il contributo resta 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 2022, chiuso il 31 maggio 2023, il contributo si è confermato pari a 250,00€/TEE ed il contributo aggiuntivo è stato di 0,68€/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 2023, alla scadenza dell'anno d'obbligo 2021, e-distribuzione S.p.A. ha consegnato al Gestore dei Servizi Energetici n. 863.526 TEE, senza necessità di acquisto di titoli "virtuali", conseguendo il 60% dell'obiettivo specifico 2022, azzerando il residuo obbligo 2020 e riducendo in piccola parte il residuo obbligo 2021.

Dal 1° giugno al 31 dicembre 2023 la società ha acquistato 477.835 TEE, al fine di coprire, insieme con i TEE che verranno acquistati da gennaio a maggio 2024, il 60% dell'obbligo 2023 (il cui volume è stato definito da apposita Delibera ARERA in 926.506 TEE), oltre alla quota restante dell'obbligo 2021, pari a 126.645 TEE.

Il dettaglio della movimentazione dei TEE è stato il seguente:

	2023	2022
Saldo di apertura al 1° gennaio	416.174	257.940
Certificati autoprodotti		
Acquisto di certificati	925.187	678.808
di cui:		
acquisto da Gruppo:	10.095	15.000
<i>Enel X Advisory Services Srl</i>	10.095	15.000
acquisto da Terzi	915.092	663.808
Acquisto titoli virtuali dal GSE	-	157.628
Certificati consegnati per l'adempimento dell'obbligo	863.526	678.202
Saldo di chiusure al 31 dicembre	477.835	416.174

Nel corso del 2023, i prezzi si sono assestati intorno ai 250€/TEE, con una tendenza alla diminuzione nella seconda parte dell'anno.

La media di mercato per l'anno d'obbligo 2022 (chiuso il 31 maggio 2023) è stata di 256,40€/TEE. A partire dal 1° giugno del corrente anno, data di inizio dell'obbligo 2023, i prezzi hanno registrato una flessione con una media del periodo pari a 248,01€/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 graduali ma 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 esternalità 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.

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 catastrofale 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 veri e propri database geo-referenziati, possono essere fornite da società globali di ri-assicurazione, società di consulenza metereologica 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 catastrofali.

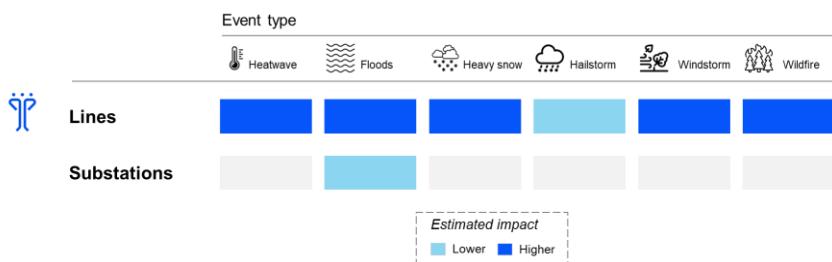
L'insieme dei tre fattori sopra descritti: hazard, vulnerabilità ed esposizione costituisce l'elemento fondamentale per la valutazione del rischio derivante da eventi estremi.

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 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.

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:



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 catastrofale. 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 catastrofali 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 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 appartenenti a determinati cluster critici: ondate di calore, manicotto di ghiaccio e tempeste di vento (caduta di alberi ad alto fusto). Nel periodo 2017-2023 sono stati già investiti circa euro 890 milioni e nel triennio 2024-2026 verranno investiti euro 1.880 milioni. 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; a fronte di questi rischi sono stati pianificati investimenti come la sostituzione mirata dei conduttori nudi con cavo isolato, vie di rialimentazione non vulnerabili e l’impiego del telecontrollo per sezionare nel più breve tempo possibile la porzione di rete affetta dal guasto.

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, chatboot 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 seguente:

- 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). Le analisi svolte in questo campo hanno fornito primi risultati per e-distribuzione S.p.A., data la presenza di un archivio storico particolarmente profondo relativo ad eventi di questa natura e all'esperienza maturata per gli interventi previsti nel Piano Resilienza. Alla luce degli scenari climatici realizzati ad-hoc per valutare il trend delle ondate di calore in Italia e dalla correlazione storica evento estremo-costi, prendendo come riferimento un anno particolarmente critico (il 2017 scelto sia per intensità del fenomeno che per sua estensione sull'intero territorio nazionale), si è ottenuta una prima stima degli eventuali costi associati all'aumentare delle ondate di calore nel periodo 2030-2050. Tali stime del potenziale extra costo prospettico annuale sono state valutate nei tre scenari RCP (orizzonte 2030 – 2050), mostrando come in uno scenario RCP 2.6 essi non rappresentino più del 3% del valore annuale degli interventi previsti nell'attuale piano Resilienza 2022-2024 sopra descritto, così come non vanno oltre il 5% nello scenario RCP 8.5.

Incendi

- Relativamente al rischio incendio, nonostante l'irrilevanza 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 2023 la struttura organizzativa della società e-distribuzione S.p.A. è definita dalla Disposizione Organizzativa n. 941, versione 25, del 17/10/2023 e si compone di:

- **Unità Tecniche Centrali:** Commerciale Rete; Esercizio e Manutenzione; Salute, Sicurezza, Ambiente e Qualità; Sviluppo Rete; Gestione Progetti e Costruzione; Open Meter Deployment; Fibra Ottica e Mobilità Elettrica.
- **Unità di staff:** Amministrazione; Pianificazione e Controllo Industriale; Personale ed Organizzazione; Affari Legali e Societari;
- **12 Unità territoriali:** Area Operativa Piemonte e Liguria; Area Operativa Lombardia; Area Operativa Veneto e Friuli-Venezia Giulia; Area Operativa Emilia-Romagna; Area Operativa Toscana e Umbria; Area Operativa Lazio; Area Operativa Sardegna; Area Operativa Abruzzo Marche e Molise; Area Operativa Campania; Area Operativa Puglia e Basilicata; Area Operativa Calabria, Area Operativa Sicilia;
- **Data Protection Officer**, unità creata per adempiere agli obblighi della comunità europea ai fini della protezione dati sensibili.

Tutte le suddette unità riportano gerarchicamente e funzionalmente all'Amministratore Delegato di e-distribuzione S.p.A.

Inoltre, e-distribuzione S.p.A., essendo parte di una Società verticalmente integrata (Enel Spa) ha adottato dal 2009 le prescrizioni previste dalla "normativa unbundling".

Consistenze

Come evidenziato nella tabella di seguito riportata, la consistenza al 31 dicembre 2023 del personale di e-distribuzione S.p.A. è stata pari a 15.663 unità, con un aumento netto di 54 unità rispetto al 31 dicembre 2022 dovuto a 443 cessazioni (di cui 288 per effetto art.4) e alla mobilità in uscita (101) verso altre Società del Gruppo. Nel 2023 è proseguito inoltre il percorso di ricambio generazionale avviato negli ultimi anni, con l'inserimento 513 risorse di cui 48 impiegati e 464 operai; relativamente alla mobilità interna si è registrato l'ingresso di 85 risorse provenienti da altre Società del Gruppo.

	Consistenza al 31 dicembre 2022	Assunzioni e reinserimenti (*)	Cessazioni	Mobilità intragruppo	Cambi Categoria	Consistenza al 31 dicembre 2023
Dirigenti	94	-	7	3	12	102
Quadri	1.032	1	34	17	66	1.082
Impiegati	7.466	48	282	17	137	7.386
Operai	7.017	464	120	(53)	(215)	7.093
TOTALE	15.609	513	443	(16)	-	15.663

(*) di cui 10 impiegati in Apprendistato Duale

Sviluppo e Formazione

Nell'ambito Sviluppo ed Empowerment delle persone, di seguito le principali attività del 2023.

1. In relazione al protocollo siglato da Enel e l'Università degli Studi dell'Aquila, è stato avviato a settembre 2023 un programma sperimentale di Apprendistato di Alta Formazione e Ricerca che coinvolge 10 studenti del secondo anno del corso di laurea magistrale in ingegneria elettrica. L'Apprendistato di Alta Formazione e Ricerca si concluderà con il conseguimento della laurea magistrale in ingegneria elettrica entro la durata del corso di studi.
2. Sono state implementate diverse iniziative HR riguardanti la Safety, per promuoverne e favorirne la diffusione a livello di cultura aziendale e organizzativa.
 - o In collaborazione con SHE Factory e con l'Università La Sapienza di Roma, è stato realizzato un progetto pilota (Changing the habits) che ha coinvolto, per E-distribuzione, 50 colleghi operativi delle aree Lazio, Abruzzo-Marche-Molise e Toscana-Umbria con l'obiettivo di sensibilizzare e rendere maggiormente consapevoli le persone alla percezione del rischio e all'importanza del benessere anche in chiave safety.
 - o Sono stati realizzati 13 workshop HR, rivolti alla seconda linea dell'AD, con gli obiettivi di: promuovere consapevolezza sulla safety leadership e sulla sicurezza come cultura. Gli output, ovvero proposte di iniziative concrete individuate dai partecipanti, sono state raccolte in un booklet e messe a disposizione della line per l'implementazione.
 - o Sono stati svolti degli incontri di Safety team coaching che hanno coinvolto colleghi operativi dei Blue team, per lavorare su team e comportamenti condivisi.
3. Per diversi ambiti strategici (quali caring delle persone, talenti da valorizzare/ alto potenziale, cultura del feedback, referral interno) sono stati avviati dei gruppi di lavoro – che proseguiranno anche nel 2024.
4. È stata progettata e realizzata una survey rivolta ai neoassunti 2022-2023 con l'obiettivo di raccogliere dagli interessati feedback circa motivazione, networking ed eventuali esigenze formative/ organizzative.

Per quanto riguarda il processo di Formazione per l'anno 2023, si è registrato un significativo ritorno alla modalità di erogazione in presenza, pur facendo ancora ricorso allo strumento delle aule virtuali, in ottica di ottimizzazione dei costi legati alle trasferte per formazione e alla logistica.

Per quanto riguarda i contenuti dell'attività formativa, le tematiche affrontate hanno dato grande spazio alla Safety, che è stata trattata, attraverso il Progetto Safety Leadership, anche in termini di cultura, con l'obiettivo di 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.

Ha avuto grande rilievo anche la formazione su tematiche tecniche e quella finalizzata allo sviluppo di competenze soft e trasversali, con particolare focus sull'upskilling per nuove tecnologie.

Si evidenzia che, pur proseguendo nell'importante impegno formativo verso il target degli Apprendisti (operativi e impiegati), sono stati progettati e realizzati in house dei percorsi formativi ad hoc per potenziare lo sviluppo di alcune figure professionali:

- Vice e Capi Blue Team

- Capi Dispacciamento
- Capi Unità dei tecnici e tecnici di Unità Territoriale
- Verificatori
- Tecnici di Laboratorio Mobile

Nel corso del 2023 inoltre, è stata avviata una analisi delle best practices adottate sul tema Training da parte dei Vigili del Fuoco, per eventuali ottimizzazioni del processo formativo.

L'ultima parte dell'anno è stata dedicata in particolare all'implementazione di un piano formativo di upskilling/reskilling rivolto a colleghi provenienti da altre società del Gruppo e inseriti nelle unità di Customer Engagement.

Relazioni sindacali

Nel corso del 2023 le relazioni industriali sono state improntate alla finalità di garantire un confronto continuo e costruttivo con le parti sindacali in merito agli impatti a livello organizzativo e di gestione del personale conseguenti alle scelte strategiche e agli obiettivi perseguiti dal Gruppo, il tutto in coerenza con i principi del Modello di Relazioni Industriali vigente e in ottica di attenzione, centralità e valorizzazione delle risorse.

In particolare, nei primi mesi dell'anno, in linea con i principi dello Statuto della Persona, sono stati sottoscritti con le organizzazioni sindacali nazionali alcuni importanti accordi in materia di welfare e benessere della persona, quali l'accordo in materia di misure a sostegno della genitorialità e della condivisione dei compiti di cura dei figli, che ha definito una disciplina di miglior favore rispetto alla normativa di legge in tema di trattamento economico-normativo in caso di congedo parentale e di malattia dei figli di età compresa tra 3 e 12 anni, e l'accordo di potenziamento delle misure di welfare che ha esteso sino ad un massimo del 100% la possibilità di conversione del premio di risultato ed incrementato la quota di integrazione a carico azienda dal 15% al 20%.

Sempre in materia di premio di risultato, in data 5 luglio 2023, si è proceduto, con sottoscrizione di specifico accordo con le segreterie nazionali delle OO.SS. al rinnovo della parte normativa della regolamentazione del premio, confermando, per la parte economica, gli importi già definiti nel 2022 per il triennio 2022-2024.

Nel corso del 2023 si è svolto con le Segreterie Nazionali delle OOSS un confronto relativo al rinnovo accordi economici regionali in tema di rimborsi spese per trasferta, scaduti a fine anno 2021, con successivo sviluppo dell'interlocuzione al livello territoriale e definizione ad oggi del rinnovo di circa 50% degli accordi in essere.

È proseguito il percorso all'interno del Comitato bilaterale politiche della sicurezza e dell'ambiente di lavoro sulle misure di prevenzione e gestione dei casi Covid-19 in azienda che, in linea con l'evoluzione della normativa generale, sono state progressivamente alleggerite. Il Comitato è stato, inoltre, attivamente impegnato nella costruzione dell'impianto metodologico e nel percorso di realizzazione della campagna di valutazione del rischio stress-lavoro correlato. Sono, altresì, stati oggetto di condivisione le principali iniziative per la salute e la sicurezza, quali ad esempio la campagna di vaccinazione antinfluenzale, la formazione degli RLSA, i progetti Safety Leadership e Change the habits, la campagna di formazione e informazione Enel X e Mercato.

In materia di centralità e valorizzazione del personale, in data 6 giugno 2023 è stato sottoscritto un nuovo accordo in materia di trattamento del personale Quadro.

A partire da maggio 2023 si è sviluppata l'interlocuzione sindacale per il rinnovo dell'accordo del 5 novembre 2008 in materia di RSU e RLS.

In attuazione degli impegni assunti in sede di rinnovo contrattuale, è stata costituita la Commissione Bilaterale Nuove Professionalità Competenze Emergenti e Classificazione e sono stati avviati i lavori che dovranno concludersi entro maggio 2024.

In coerenza con lo spirito di coinvolgimento e partecipazione che contraddistingue il Modello di relazioni Industriali in Enel, nel mese di novembre e dicembre si sono svolti specifici incontri con le segreterie nazionali delle OOSS volti ad illustrare ed approfondire gli impatti derivanti dal nuovo piano strategico 2024-2026 con rinvio a successivi incontri per la disamina delle singole Aree di Business.

In e-distribuzione, l'anno 2023 si è caratterizzato sotto il profilo delle relazioni sindacali per un costante e proficuo confronto su mirati interventi occupazionali e organizzativi volti a garantire, in coerenza con gli indirizzi strategici, il presidio ottimale della rete ed il potenziamento degli standard di sicurezza e qualità delle performance, in un contesto sempre più caratterizzato dalla penetrazione di nuove tecnologie e sempre nella logica di valorizzazione del personale.

Più in particolare, in data 2 febbraio 2023 è stato sottoscritto tra e-distribuzione e le Segreterie nazionali delle organizzazioni sindacali un Protocollo d'intesa con il quale è stato definito un programma che prevede 1.250 nuovi inserimenti adeguati ad assicurare la piena copertura del servizio di reperibilità operativa.

Particolarmente intenso è stato, altresì, l'impegno nel dialogo con i sindacati su temi organizzativi, attuando una pluralità di leve mirate in ragione della diversificata natura e tipologia delle esigenze, quali ad esempio, revisione dei modelli organizzativi e di funzionamento di alcune aree delle Unità Tecniche Centrali (Esercizio e Manutenzione, Sviluppo rete, Customer Engagement) e delle Aree Operative Regionali (es gestione operativa dei Laboratori Mobili) con lo scopo di migliorare le attività di indirizzo/coordinamento e soddisfare una maggiore focalizzazione sui processi core; ricorso a personale in somministrazione per esigenze straordinarie e temporanee legate a picchi di attività (es connessione produttori); coinvolgimento Terzi (es. sostituzione contatori MT/AT, alcune verifiche Contatori BT, alcune ispezioni in cabina primaria); proseguimento percorso di revisione e progressiva ottimizzazione ed automazione di processi (proroga progetto smartizzazione cabine primarie e secondarie).

Sempre costante è stata la consultazione in sede di Organismo Bilaterale Salute e Sicurezza di e-distribuzione, ove, si è svolto l'esame congiunto su tutte le principali tematiche ed iniziative in materia di salute e sicurezza tra le quali si annoverano, per particolare importanza, le nuove linee guida per la redazione del Documento Valutazione Rischi, le prescrizioni per la Prevenzione del Rischio Elettrico, la nuova edizione dell'evento di fermo delle attività operative di Enel e dei terzi (Stop for Safety), ed alcuni innovativi progetti (a titolo esemplificativo: percorso Safety Leadership, Iniziativa Patto per la vita) volti a promuovere una cultura che alimenti e rafforzi i valori prioritari della salute e sicurezza.

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, formazione di apprendistato e alternanza scuola-lavoro

Il 2023 è stato caratterizzato da un incremento significativo della formazione consuntivata rispetto agli anni precedenti. A fronte di preventivo iniziale di 960 kh di formazione in ambito HSEQ sono stati erogati corsi per 763 kh, ovvero è stato effettuato l'80% del preventivato. Il 40% della formazione erogata ha coinvolto il personale neoassunto sia di tipo operativo che impiegatizio (diplomati e laureati).

Nel progetto Alternanza Scuola Lavoro invece, è stata completata la formazione di circa dieci laureandi dell'Università di L'Aquila (ing. Elettronica).

La formazione 2023 è stata impostata facendo riferimento agli obblighi normativi, rispettando le scadenze delle abilitazioni, con particolare attenzione verso le seguenti macroaree:

- Creazione di corsi rivolti al personale docente
 - Corsi di Safety Academy per abilitare alla formazione safety come previsto dal DI marzo 2013
 - Corsi di "Train the trainer" al fine di irrobustire l'approccio in aula dei docenti anche alla luce della necessità di operare un cambio di approccio nella gestione della formazione degli adulti.
- Introduzione del corso per la gestione del rischio aggressione e delle situazioni critiche
 - Con la collaborazione della facoltà di psicologia e l'Arma dei carabinieri è stato ideato un modulo formativo "esperenziale" dedicato ai verificatori. Negli ultimi mesi del 2023 sono state erogate tre sessioni di primo livello a circa 70 colleghi (40 referenti polo verifiche e 30 referenti HSE). L'erogazione continuerà nel corso del 2024 per formare circa 650 colleghi tra verificatori e PES Ver.
- Introduzione di un percorso formativo dedicato alla nuova figura del Controllore 2.0, per rispondere all'esigenza di applicare l'approccio Total Quality durante le ispezioni in campo. Ai colleghi coinvolti sono stati forniti contenuti, materiali e strumenti utili per migliorare il processo dei controlli in cantiere. L'erogazione è stata articolata in due momenti distinti:
 - Formazione di primo livello erogata a 35 colleghi HSE con esperienza e competenza pluriennale nell'esecuzione dei controlli (giugno-settembre 2023).
 - Successiva formazione a cascata rivolta ad altri 280 discenti tra personale HSE di AOR e Qualità (novembre-dicembre 2023).

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 4 maggio E-distribuzione ha fermato tutte le attività programmate, sia quelle del proprio personale sia quelle delle proprie imprese appaltatrici, per l'intera mattinata, pur garantendo la continuità del servizio, 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, riuniti in circa 110 sedi diverse dislocate sull'intero territorio nazionale. A differenza delle precedenti edizioni, avendo superato le limitazioni legate alla pandemia, è stato possibile garantire la partecipazione, in presenza e nelle stesse sedi, al personale interno e delle Imprese appaltatrici.

Tutto il personale, riunito in gruppi coordinati da un responsabile, ha potuto così focalizzarsi in maniera piena, esclusiva e condivisa sul tema della sicurezza.

La giornata ha visto avanzare numerose occasioni di ingaggio verso i partecipanti, dai percorsi di scelta (sliding doors) nelle diverse strade di risoluzione dei casi studio posti in esame, alle iniziative creative quali il "photobooth" e il "safety aforisma" in cui i partecipanti hanno potuto scattarsi delle foto ricordo della giornata in tema safety e inviare dei pensieri circa il significato che loro attribuiscono al concetto di "sicurezza". L'occasione, in continuità con la precedente edizione, ha visto successivamente sviluppares delle iniziative trasversali di valorizzazione dei contributi quali la creazione di calendari sulla sicurezza e booklet.

In data 27 luglio, e giorni seguenti, in continuità con il precedente evento di S4S, è stato effettuato un ulteriore momento di riflessione che ha coinvolto, in momenti diversi, tutto il personale di e-distribuzione e delle Imprese appaltatrici relativamente all'andamento infortunistico dei primi mesi dell'anno, con particolare riferimento agli eventi fatali che hanno interessato anche altre Società del Gruppo.

Safety Leadership

A fine 2022 è stato avviato un programma di Safety Leadership che nel corso del 2023 ha visto coinvolto, in prima battuta, tutto il management operativo di e-distribuzione. Il percorso è finalizzato ad incrementare il livello di partecipazione e condivisione di tutto il personale verso l'obiettivo di zero infortuni, e stimolare la creazione di una cultura condivisa sulla sicurezza. L'iniziativa, che prevede momenti di focalizzazione tecnica, legale e psicologica/comportamentale, ha previsto diversi momenti formativi nel corso dell'anno:

- Percorso safety leadership per il management (raggiunto il 97% del target) – 2-3 giorni
- Percorso safety leadership tecnici e operativi (raggiunto il 11 % del target) – 1 giorno

L'iniziativa, in forma diversa è stata estesa anche a tutte le Imprese; a tal fine, in accordo e con il supporto di ANIE, in data 16 ottobre è stato organizzato un Forum Sicurezza e Ambiente finalizzato a condividere con le Imprese l'approccio verso le tematiche legali, di gestione dei rischi in cantiere ed ambientali. L'evento ha visto il coinvolgimento di circa 300 imprese.

Il programma proseguirà nel 2024 con l'estensione del percorso Safety Leadership tecnici e operativi a tutto il target (circa 8.000 persone).

Metodi di Lavoro, DPI e Attrezzature

È proseguita nel corso del 2023 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 45 Metodi di Lavoro, 48 Specifiche Tecniche Unificate, seguiti 108 processi di omologazione e definiti altrettanti requisiti di gara.

Si segnala in particolare l'aggiornamento delle specifiche tecniche dell'intero set di strumenti di misura in uso al nostro personale e delle specifiche tecniche dei gruppi elettrogeni con l'adozione dello Stage V.

È stato completato il progetto di miglioramento della sicurezza sui lavori in elevazione con lo sviluppo di una nuova scala a sfilo ibrida che consente la scalata con linea vita anticaduta in tutte le condizioni operative e lo sviluppo di un nuovo metodo di lavoro (e relative attrezzature) per l'accesso alle cabine sotterranee in botola. La formazione, avviata nel 2022, si è conclusa nel 2023. Nel 2023 è stata avviata anche la fornitura delle nuove attrezzature.

A settembre 2023 è stato avviato l'ampliamento dell'attività sui Lavori Sotto Tensione MT, con l'estensione da 6 a 8 operatori delle Squadre territoriali sulle tecniche a "distanza", che si completerà nel 2024.

HSE Update

È proseguita nel 2023 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 tutto il personale di e-distribuzione e con le Imprese.

Nel corso del 2023 gli HSE Update hanno visto una parziale rivisitazione del format a seguito di un lavoro di ascolto del personale interno. Il format è stato strutturato in modo da renderne il contenuto maggiormente fruibile, diversificando il materiale in funzione delle necessità formative e informative. È stata prevista una nuova sezione

di approfondimento e sensibilizzazione con la disponibilità di materiale video di approfondimento o ricostruzione di eventi infortunistici.

Progetto #MissionZero e La sicurezza si fa insieme

Nel 2023 il piano editoriale 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 2022, oltre che portare avanti le iniziative previste dalla campagna “La Sicurezza si fa insieme” volta a rafforzare la cultura della sicurezza vista come un risultato collettivo.

I contenuti globali circa i video 3D che hanno visto proporre ricostruzioni infortunistiche e casi studio, stati oggetto di analisi e sensibilizzazione verso tutto il personale, con esiti molto positivi.

Parallelamente sono stati sviluppati progetti di valorizzazione delle esperienze e del vissuto del personale quali, ad esempio, iniziative che hanno visto colleghi raccontare delle esperienze significative che hanno cambiato la loro vita. Sono pertanto stati sviluppati dei video il cui taglio, fortemente emozionale, ha impattato anche la sfera della sicurezza rappresentando situazioni vissute, infortunistiche o di successo, ed enfatizzando l'importanza del buddy.

Una quota parte delle iniziative di sensibilizzazione è stata inoltre condivisa con le imprese appaltatrici. Numerosi i rilanci social e pubblicazioni in tema di Comunicazione della Sicurezza, sia in materia di sicurezza interna che di sostenibilità e rischio terzi. Sono inoltre migliaia le ore di riproduzione di contenuti sulla sicurezza sui totem multimediali presenti nei Centri di Formazione e Addestramento.

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; inoltre, è prevista nel 2024 la creazione di nuove rubriche e sezioni.

Attività di controllo cantieri

L'attività di controllo è proseguita in linea con quanto fatto nel corso del 2022, ma allo stesso tempo si è avviato 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. Nella seconda parte del 2023 è stata avviata quindi la formazione destinata ai Controllori 2.0, ovvero a quelle figure che dovranno unire un'elevata competenza tecnica a rafforzate capacità relazionali e di feedback, in modo da massimizzare l'efficacia del controllo nel senso prima indicato.

In particolare, per quanto riguarda i controlli ad Impresa si è fatto riferimento all'andamento degli infortuni e delle non conformità riscontrate negli ultimi 12 mesi per il loro indirizzo, oltre a ricorrere a controllori esterni per garantire una visione differenziata e terza. Inoltre, sia per le Imprese che per il personale interno, sono stati tenuti in considerazione i principi della Total Quality che prevedono, tra l'altro, 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 2023 risulta così verificato almeno una volta il 99% del personale e-distribuzione, con quasi l'87% delle persone che hanno ricevuto almeno 3 controlli. Complessivamente, sono stati effettuati circa 19.300 controlli sul personale interno, di cui circa lo 0,8% con presenza di irregolarità. In particolare, i cantieri nei quali sono stati

rilevate Non Conformità rilevanti sono 33, ovvero il 0,2% dei cantieri controllati, a fronte dei quali sono state avviate le previste azioni disciplinari.

Per quanto riguarda le Imprese, dal punto di vista numerico sono stati effettuati complessivamente 32.307 controlli (vs. 30.854 del 2022) con un numero di cantieri irregolari pari a 2.001. In particolare, i cantieri nei quali sono state rilevate Non Conformità rilevanti sono stati complessivamente 460, con un tasso di irregolarità pari a 1,4 %.

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 risultante verifiche cantieri.

Il consuntivo del 2023 è il seguente: preposti impresa sospesi 132 a cui si aggiungono 62 addetti sospesi.

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.

Fatality Risk Index

Nel corso del 2023 è proseguito il processo di valutazione delle performance safety delle oltre 300 imprese appaltatrici operanti sul territorio nazionale. La profilazione di tali imprese si basata sull'adozione del **Fatality Risk Index** (FRI), determinato a partire dalle Non Conformità riscontrate in cantiere e dagli eventi infortunistici occorsi, pesati sulle ore lavorate da ciascun appaltatore. A partire dal 2022 tale indicatore è stato ulteriormente sviluppato, portando in conto anche il livello di controlli eseguito sulla singola Impresa.

Sulla base di tale indicatore 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 2023, sono stati effettuati 59 Assessment, sia a fronte di criticità che per prima valutazione, mentre sono 7 le Imprese i cui lavori sono stati sospesi, parzialmente o totalmente a livello di Area, a seguito di Non conformità rilevanti o Infortuni High Potential.

Virtual Reality (VR)

La VR si è confermata essere un valido supporto alla formazione in campo in quanto permette agli operativi di specializzarsi e di acquisire i corretti modi di operare, ma soprattutto permette di apprendere il lavoro in un ambiente protetto.

Nel 2023 è iniziata la sperimentazione del "GridVerse", un progetto che prevede l'implementazione della realtà virtuale con le funzionalità del metaverso (interazione tra diversi utenti all'interno di uno stesso scenario e aumento del realismo grazie all'utilizzo di dispositivi innovativi).

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

Nella seconda parte del 2023 è stata ultimata la revisione della IO 3405 (PRE) con 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

La nuova versione delle PRE è stata emessa in data 24 novembre 2023 ed è stato avviato il programma formativo interno ed informativo per le Imprese con l'obiettivo di rendere operative le nuove disposizioni a partire da marzo 2024.

Definizione modalità accesso all'infrastruttura elettrica per la posa di fibra ottica da parte delle imprese appaltatrici di Open Fiber

La Società, tramite l'unità Salute, Sicurezza e Ambiente, ha continuato a collaborare con i colleghi dei progetti della Fibra Ottica per affinare le modalità di accesso in sicurezza alle infrastrutture della rete da parte delle imprese appaltatrici di Open Fiber.

Progetto Open Meter

Anche per il progetto Open Meter Deployment (OMD) che riguarda le attività di sostituzione massiva dei contatori elettronici di seconda generazione (CE2G), si è proseguito a fornire la collaborazione specialistica sui temi di sicurezza che impattano l'affidamento dei lavori e soprattutto i controlli nei cantieri da parte di tecnici di e-distribuzione impegnati in sorveglianza operativa.

Nel 2023 i controlli eseguiti su cantieri di sostituzione massiva sono stati circa 3.010.

Iniziative Digital in ambito HSE

Nel corso dell'anno 2023 sono state rilasciate diverse evolutive sulle seguenti applicazioni:

- **AIDA** (segnalazione e gestione di infortuni, near miss e safety observation): è entrata in esercizio esteso su tutte le Aree Territoriali Rete, sulla Unità Produttiva di Sede Centrale e nel perimetro del progetto Open Meter Deployment. Nel corso dell'anno l'applicazione è stata inoltre rilasciata anche in altri Paesi del perimetro Enel Grids e le principali evolutive rilasciate consistono in:
 - Gestione dati sensibili ad appannaggio di ruoli specifici
 - Collegamento alle dashboard SHE.metrics per la condivisione dell'annex 3
 - Aggiornamento dei criteri di recordability degli infortuni
- **Smart Control** (gestione controlli in cantiere): la solution è composta dai seguenti applicativi:
 - S-CAN: permette il monitoraggio delle attività safety gestite nei cantieri e-distribuzione e delle imprese appaltatrici (e-site worksite) nonché dei controlli in corso d'opera (e-site controller). I controlli al personale proprio sono gestiti integralmente in S-CAN, che si è consolidato come applicativo di riferimento per tale processo, mentre è in corso un pilota per l'estensione per i controlli alle imprese appaltatrici. Si è proceduto inoltre ad implementare le evolutive necessarie alla revisione del processo controlli in cantiere in ottica Total Quality. In particolare, nel 2023 sono state sviluppate le funzionalità per:
 - poter consultare, sul cruscotto cantieri, l'elenco del personale presente con dettaglio del numero di controlli ricevuti da inizio anno e dei giorni trascorsi dall'ultimo controllo ricevuto;
 - poter associare, nel dettaglio del cruscotto controlli, le Azioni Correttive a seguito delle NC rilevate.
 - 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. Inoltre, grazie alle sincronizzazioni in S-CAN, viene aggiornato il cruscotto controlli in near real-time. Mediante e-site controller è inoltre possibile verificare, durante l'esecuzione della visita ispettiva, sia le dotazioni degli operativi e-distribuzione sia i metodi di lavoro. L'applicazione è utilizzata per il 100% dei controlli al personale interno mentre è in sperimentazione sui controlli alle imprese appaltatrici. L'applicazione è stata oggetto di evolutive relative alla revisione del processo controlli in cantiere in ottica Total Quality. In particolare, nel 2023 sono state implementate le funzionalità di:

- gestione off-line dei cantieri;
- processo di gestione delle 5 regole d'oro completando anche l'integrazione con Web5RO per la condivisione delle Azioni gestite mediante e-site worksite.
- creazione di nuovi ruoli specifici per i controllori 2.0;
- funzionalità evolute di adattività delle check-list;
- in caso di controllo irregolare, associazione al singolo item NC della check list delle maestranze interessate, indicazione di una standard answer e delle cause radice.
- 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 implementate le integrazioni propedeutiche all'utilizzo di e-site worksite in sostituzione della App5RO e in affiancamento all'applicazione E-CHO. Inoltre, è stata effettuata e conclusa la sperimentazione sul personale di 12 Blue Team (appartenenti a 12 UT differenti, 1 per ogni AOR) e delle Unità di Esercizio e Manutenzione (ESM) con tasso di adoption pari al 100%. L'applicativo verrà esteso a breve su altri 43 Blue Team (a saturazione delle 12 UT) e a seguire su tutti i Blue Team e le unità di ESM coinvolte nel processo.
- **aDAM e MaDAM** (programma di gestione delle dotazioni assegnate al personale - DPI ed utensili): nel corso del 2023, sono state richieste alcune evolutive e correttive, la cui esigenza è emersa durante i primi due anni di esercizio reale. In particolare, è stato reso disponibile l'attributo "taglia" nel vestiario oltre che la possibilità di modificare alcuni attributi delle dotazioni e la correzione di alcuni bug di programma. È stata inoltre sviluppata e testata per l'entrata in esercizio nel 2024 la funzionalità lavaggi dei DPI;
- **App 5RO** (monitoraggio applicazione 5 regole d'oro per la prevenzione del rischio elettrico): applicativo esteso nel 2021 a tutto il perimetro nazionale, ha raggiunto nel corso del 2022 e mantenuto per l'anno 2023 percentuali di utilizzo superiori al 97-98% sui lavori AT ed MT. A fine 2022 è stato introdotto lo sviluppo del processamento automatico, mediante Intelligenza Artificiale delle foto caricate dagli operatori in campo con App5RO ed e-site worksite/ECHO. Nel primo semestre del 2023 la solution 5RO è stata oggetto di migrazione su modelli a piattaforma mentre nell'ultimo trimestre è stata avviata la sostituzione dell'applicazione mobile App5RO con e-site worksite come applicazione per l'esecuzione delle fotografie associate alla gestione delle 5 regole d'oro. Inoltre, sempre nel secondo semestre del 2023, sono state avviate le evolutive per il processamento automatico delle fotografie mediante Intelligenza Artificiale, direttamente sull'applicazione mobile e-site worksite. Previsto l'avvio di una sperimentazione estesa su 3 Blue Team ad inizio 2024.

Alla fine del 2023, infine, è stata avviata la revisione del modello Pre Job Check digitale per renderlo conforme alla Istruzione di Lavoro e sono state avviate le attività propedeutiche alla sperimentazione dell'intelligenza artificiale su e-site worksite che avverrà nel 1° trimestre 2024 coinvolgendo 3 Blue Team.

Andamento infortunistico e action plan a seguito analisi eventi

Nel 2023 si registrano valori che evidenziano la ulteriore riduzione della gravità del fenomeno infortunistico nel suo complesso rispetto agli anni precedenti.

Infatti, a fronte di un incremento del frequency rate complessivo (rapporto tra infortuni e milioni di ore lavorate) dal valore di 0,94% del 2022 al valore di 1,29% per il 2023 (+ 37%), si è registrata una importante riduzione degli infortuni classificati High Potential (ovvero con conseguenze potenzialmente gravi), passati da 15 del 2022 a 5 del 2023.

Allo stesso tempo, si è registrato un incremento degli infortuni classificati Minor, ovvero quelli dovuti a distrazione o a comportamenti maldestri, senza rilevanza industriale, che rappresentano circa i due terzi degli eventi complessivamente registrati, passati dai 26 del 2022 a 52 del 2023.

Nel corso del 2023 si sono verificati due infortuni mortali ad operativi di due imprese appaltatrici, di cui uno di tipo elettrico e uno dovuto a caduta di oggetti dall'alto.

Gli infortuni High Potential sono invece così distribuiti:

- a) e-distribuzione (1):
 - Elettrocuzione (1)
- b) Imprese appaltatrici (4):
 - Elettrocuzione (3)
 - Impatto con oggetti (1)

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 n. 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 2023, 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 29% rispetto al 2022 con maggiori contributi derivanti dalle categorie del settore edile, settore agricolo, settore elettrico e cittadini. Per l'anno 2024 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";
- del "Piani pensionistici e altri piani per benefici post-pensionamento";
- 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”, 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 2023 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 2022.

Milioni di euro	al 31 dicembre 2023	al 31 dicembre 2022	Variazione
Ricavi energia	6.449	6.154	295
Perequazione delta perdite positiva	6	15	(9)
Costo trasporto e acquisto energia	(1.795)	(1.758)	(37)
Perequazione delta perdite negativa	(19)	(9)	(10)
Margine trasporto energia	4.641	4.402	239
Altri ricavi	798	733	65
Altri proventi operativi	357	302	55
Altri ricavi e proventi operativi	1.155	1.035	120
Costo del lavoro	(638)	(526)	(112)
Materiali	(64)	(54)	(10)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(929)	(806)	(123)
Altri costi	(592)	(377)	(215)
Altri costi operativi	(2.223)	(1.763)	(460)
Margine operativo lordo	3.573	3.674	(101)
Ammortamenti e impairment	(1.457)	(1.358)	(99)
Risultato operativo	2.116	2.316	(200)
Oneri finanziari netti	(561)	(341)	(220)
Risultato prima delle imposte	1.555	1.975	(420)
Imposte	(504)	(575)	71
RISULTATO D'ESERCIZIO	1.051	1.400	(349)

Margine trasporto energia

Il Margine da trasporto energia, pari a euro 4.641 milioni, risulta in incremento rispetto a quello dell'esercizio precedente (euro 4.402 milioni). L'aumento, di euro 239 milioni, è riconducibile essenzialmente:

- all'incremento, pari a euro 295 milioni, dei ricavi energia determinato dall'aumento dei ricavi tariffari (pari a circa euro 358 milioni) e dal minor impatto negativo dei ricavi energia anni precedenti (pari a circa euro 21 milioni), parzialmente compensati dal peggioramento delle perequazioni (per circa euro 84 milioni);
- all'effetto negativo complessivo, pari a euro 19 milioni, della perequazione delta perdite;
- all'aumento, pari a euro 37 milioni, del costo trasporto e acquisto energia, riconducibile all'aumento del costo del trasporto energia registrato nell'esercizio 2023 (pari a euro 88 milioni) in parte mitigato dai minori costi di acquisto energia per usi propri (pari a euro 51 milioni).

Altri ricavi e proventi operativi

Gli Altri ricavi e proventi operativi, pari a euro 1.155 milioni (euro 1.035 milioni nel 2022), evidenziano un incremento di euro 120 milioni. I principali fenomeni che hanno generato tale variazione si riferiscono:

- all'incremento dei contributi di connessione e altri diritti accessori, pari a euro 61 milioni, in seguito all'aumento delle richieste di connessione e di altre prestazioni dai clienti finali, terzi e produttori;

- all'incremento dei contributi da CSEA per i titoli di efficienza energetica, pari a euro 60 milioni, conseguente ai maggiori volumi di TEE acquistati nell'anno 2023 rispetto all'anno 2022;
- all'aumento dei premi resilienza, pari a euro 9 milioni;
- ai maggiori rimborsi per danni, pari a euro 7 milioni, prevalentemente per i rimborsi assicurativi ricevuti per i danni agli impianti causati dall'alluvione del 16 maggio 2023 in Emilia-Romagna;
- all'aumento delle locazioni beni strumentali, pari a euro 5 milioni e delle penalità e altre rettifiche da fornitori, pari a euro 4 milioni.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati dal decremento dei proventi per reintegro oneri di sistema (per euro 16 milioni) e per reintegro corrispettivi di rete (per euro 7 milioni) e dei premi sulla continuità del servizio, pari a euro 7 milioni.

Altri costi operativi

Gli Altri costi operativi, pari a euro 2.223 milioni (euro 1.763 milioni nel 2022), evidenziano un incremento complessivo di euro 460 milioni, riconducibile prevalentemente:

- all'aumento degli Altri costi, pari a euro 215 milioni, dato sostanzialmente:
 - per euro 118 milioni dall'incremento degli indennizzi e penalità a carico dei distributori connessi alla qualità del servizio, legato sia ad una previsione degli indicatori di durata e numero interruzioni in peggioramento, rispetto al 2022, sia all'impatto degli ambiti soggetti ad esperimento regolatorio che, nel 2023, non hanno raggiunto il livello tendenziale fissato dall'Autorità per il medesimo anno;
 - per euro 59 milioni dall'aumento dei costi per Titoli di Efficienza Energetica;
 - per euro 20 milioni dall'accertamento delle penalità da riconoscere a Terna, dal mese di aprile 2023, per immissione di energia reattiva sulle reti di alta e altissima tensione (ai sensi della delibera ARERA n. 712/2022);
 - per euro 5 milioni dalla rilevazione del corrispettivo per prescrizione biennale a carico dei distributori, previsto a partire dall'esercizio 2023, dall'art. 8 della delibera ARERA n. 604/2021;
 - per euro 5 milioni dall'accertamento delle penalità resilienza di competenza 2023;
 - per euro 4 milioni dall'incremento del Contributo Fondo eventi eccezionali clienti finali bassa tensione (del. 566/19 ARERA);
 - per euro 3 milioni dai maggiori indennizzi corrisposti nell'esercizio 2023 a clienti finali, traders, produttori e fornitori.
- all'incremento delle Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi, pari a euro 123 milioni, essenzialmente per:
 - i maggiori costi di manutenzione e riparazione (per circa euro 61 milioni);
 - l'incremento dei costi per godimento beni di terzi (per circa euro 47 milioni) principalmente per le variazioni del Fondo per canoni o indennizzi per occupazioni e/o interferenze degli impianti di distribuzione con il demanio idrico regionale (per euro 30 milioni), l'aumento del canone unico patrimoniale (per circa euro 6 milioni) e i maggiori oneri sostenuti per il noleggio temporaneo di attrezzature industriali (per circa euro 4 milioni);
 - l'incremento dei costi per spese telefoniche, postali e di trasmissione dati, pari ad euro 10 milioni, determinato essenzialmente dalla rinegoziazione di contratti effettuata nel corso del 2023;
 - l'aumento dei costi per servizi per realizzazione di lavori e servizi su ordinazione – Terzi, pari a euro 7 milioni.

Tali impatti sono stati in parte compensati dalla riduzione dei servizi connessi alla gestione di autoveicoli e altri servizi al personale – Gruppo, pari complessivamente a euro 8 milioni.

- all'aumento del Costo del lavoro, pari a euro 112 milioni, essenzialmente in seguito all'incremento del costo del personale, pari a euro 109 milioni e alle minori capitalizzazioni di costo del personale effettuate nel 2023, pari a euro 3 milioni.
- all'incremento del costo dei Materiali, pari a euro 10 milioni, essenzialmente per l'aumento degli acquisti di materiali, compreso l'effetto della variazione delle rimanenze, pari a euro 66 milioni, in parte compensato dalle maggiori capitalizzazioni effettuate nel 2023, pari a circa euro 56 milioni.

Margine operativo lordo

Il Margine operativo lordo (euro 3.573 milioni) ha subito un decremento di euro 101 milioni rispetto all'esercizio precedente (euro 3.674 milioni) dovuto all'aumento degli Altri costi operativi, pari a euro 460 milioni, parzialmente mitigato dall'incremento del Margine Trasporto Energia, pari a euro 239 milioni, e degli Altri Ricavi e proventi operativi, pari a euro 120 milioni.

Ammortamenti e Impairment

Gli Ammortamenti e Impairment (euro 1.457 milioni) mostrano un incremento di euro 99 milioni rispetto all'esercizio precedente (euro 1.358 milioni). Tale aumento è collegato all'incremento degli ammortamenti sia delle attività materiali, pari a euro 73 milioni, sia delle attività immateriali, pari a euro 3 milioni, oltre che alle maggiori svalutazioni dei crediti commerciali, altri crediti ed altre attività, pari a euro 23 milioni.

Risultato operativo

L'esercizio 2023 chiude con un Risultato operativo di euro 2.116 milioni, in riduzione di euro 200 milioni rispetto al risultato operativo del 2022 (euro 2.316 milioni), in seguito al decremento sia del Margine operativo lordo, pari a euro 101 milioni che degli Ammortamenti e Impairment, pari a euro 99 milioni.

Oneri finanziari netti

Gli Oneri finanziari netti, pari a euro 561 milioni nel 2023 (euro 341 milioni nel 2022), accolgono oneri finanziari per euro 635 milioni (euro 383 milioni nel 2022) e proventi finanziari per euro 74 milioni (euro 42 milioni nel 2022).

Imposte

Le Imposte sul reddito d'esercizio, pari a euro 504 milioni, accolgono le imposte correnti IRES e IRAP, pari a euro 402 milioni (di cui euro 4 milioni riferiti a rettifiche negative per imposte sul reddito relative ad esercizi precedenti) e la fiscalità differita netta, positiva per euro 102 milioni. L'incidenza delle imposte complessive sul Risultato ante imposte, pari a euro 1.555 milioni, è pari al 32,41%.

Nel 2022 le imposte sul reddito risultano pari a euro 575 milioni, a fronte di un Risultato ante imposte, pari a euro 1.975 milioni, con un'incidenza del 29,11%.

La maggiore incidenza delle imposte sull'utile ante imposte rispetto all'anno precedente è principalmente riconducibile al diverso impatto sia delle imposte anticipate (negativo per circa euro 95 milioni al 31 dicembre 2023

e per euro 66 milioni al 31 dicembre 2022) sia delle sopravvenienze attive sulle imposte correnti (pari a circa euro 4 milioni al 31 dicembre 2023 e a circa euro 9 milioni al 31 dicembre 2022).

Risultato netto

Il Risultato netto del 2023 risulta pari a euro 1.051 milioni (euro 1.400 milioni nel 2022).

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 2023, redatto secondo lo schema di legge, e confrontando lo stesso con i dati al 31 dicembre 2022.

Milioni di euro

	al 31.12.2023	al 31.12.2022	Variazione
Attività Immobilizzate Nette:	18.990	17.505	1.485
Immobili, impianti e macchinari	21.957	20.210	1.747
Attività immateriali	528	513	15
Altre Attività non correnti	118	166	(48)
Passività contrattuali non correnti	(3.014)	(3.129)	115
Altre passività non correnti	(599)	(255)	(344)
Capitale Circolante Netto:	(1.797)	(487)	(1.310)
Rimanenze	776	793	(17)
Crediti commerciali	3.716	1.630	2.086
Altre attività	49	100	(51)
Debiti netti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	(2.739)	(66)	(2.673)
Posizione tributaria netta	86	68	18
Debiti commerciali	(1.776)	(1.484)	(292)
Passività contrattuali correnti	(1.296)	(1.048)	(248)
Altre passività correnti	(613)	(480)	(133)
Capitale investito lordo	17.193	17.018	175
Fondi Diversi e Imposte Anticipate Nette:	683	779	(96)
2021 Piani pensionistici e altri piani per benefici post-pensionamento	(232)	(234)	2
Fondo rischi ed oneri	(390)	(380)	(10)
Attività per Imposte anticipate nette	1.305	1.393	(88)
Capitale Investito Netto	17.876	17.797	79
Patrimonio netto	4.534	4.934	(400)
Indebitamento finanziario netto	(13.342)	(12.863)	(479)

Attività immobilizzate nette

Le Attività immobilizzate nette (euro 18.990 milioni) mostrano un incremento di euro 1.485 milioni rispetto al 31 dicembre 2022 (euro 17.505 milioni), derivante dall'incremento degli immobili, impianti e macchinari (euro 1.747 milioni), e delle attività immateriali (euro 15 milioni) nonché dal decremento delle passività contrattuali (euro 115 milioni). Tali impatti sono stati mitigati dall'aumento delle altre passività non correnti (euro 344 milioni) e dalla riduzione delle altre attività non correnti (euro 48 milioni).

L'incremento degli Immobili, impianti e macchinari, pari a euro 1.747 milioni, riflette:

- per euro 1.696 milioni, la variazione in aumento intervenuta negli immobili, impianti e macchinari di proprietà della Società, per effetto degli investimenti del periodo (pari a euro 2.957 milioni) e degli acconti (pari a euro 16 milioni), parzialmente compensati dagli ammortamenti (pari a euro 1.220 milioni) e dalle dismissioni (pari a euro 57 milioni);
- per euro 51 milioni, l'incremento delle attività materiali per leasing riferite ai contratti di locazione di fabbricati, autovetture ed altri mezzi di trasporto e IRU su fibra ottica per rilegamento cabine, sottoscritti

dalla Società, per effetto degli investimenti del periodo (pari a euro 113 milioni) parzialmente compensati dagli ammortamenti (pari a euro 58 milioni) e delle dismissioni (pari a euro 4 milioni).

L'incremento delle Attività immateriali, pari a euro 15 milioni, deriva sostanzialmente degli investimenti, pari a euro 111 milioni, parzialmente compensati dagli ammortamenti, pari a euro 96 milioni.

Il decremento delle Passività contrattuali, pari a euro 115 milioni, è connesso:

- alla riduzione dei risconti passivi su connessioni alla rete e altri diritti accessori, pari a euro 145 milioni, per effetto dei rilasci della quota di competenza dell'esercizio (pari a euro 439 milioni, di cui euro 418 milioni riferiti a risconti passivi in essere al 31 dicembre 2022) e della riclassifica, nelle passività contrattuali correnti, della quota a breve (pari a euro 45 milioni). Tale effetto risulta parzialmente compensato dall'incremento derivante dalle nuove connessioni "over time" realizzate nel 2023 (pari a euro 339 milioni);
- all' incremento, pari a euro 30 milioni, dei risconti passivi relativi ai diritti di appoggio della fibra ottica sulle reti di proprietà della Società.

L'aumento delle Altre passività non correnti, pari a euro 344 milioni, deriva sostanzialmente dall'aumento degli acconti su contributi da enti e organismi nazionali e comunitari, pari a euro 348 milioni, per l'incasso dell'anticipo del 10% del contributo concesso sui 24 progetti ammessi alle agevolazioni del PNRR.

La riduzione delle Altre attività non correnti, pari a euro 48 milioni, è riconducibile essenzialmente al decremento del *fair value* positivo dei derivati non correnti di CFH da rischio tasso (complessivamente pari a euro 44 milioni), e alla riduzione dei crediti e dei risconti attivi verso CSEA per TEE (pari a euro 4 milioni).

Capitale circolante netto

Il Capitale circolante netto, negativo per euro 1.797 milioni, mostra un incremento di euro 1.310 milioni rispetto al 31 dicembre 2022 (negativo per euro 487 milioni). Tale variazione è la diretta conseguenza dell'aumento dei debiti netti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (pari a euro 2.673 milioni), dei debiti commerciali (pari a euro 292 milioni), delle passività contrattuali (pari a euro 248 milioni) e delle altre passività correnti (pari a euro 133 milioni) nonché del decremento delle altre attività (pari a euro 51 milioni) e delle rimanenze (pari a euro 17 milioni). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'aumento dei crediti commerciali (pari a euro 2.086 milioni) e della posizione tributaria netta positiva (pari a euro 18 milioni).

La riduzione dei Debiti netti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (pari a euro 2.673 milioni), è essenzialmente dovuta all'aumento dei debiti per componenti ed oneri di sistema (euro 2.499 milioni), dei debiti per Penali e Indennità Continuità del Servizio (euro 84 milioni), dei debiti per perequazione (euro 41 milioni), dei debiti per penalità resilienza (euro 5 milioni) e degli altri debiti verso CSEA (euro 5 milioni), oltre che per la riduzione crediti per perequazioni (euro 53 milioni), dei crediti per reintegro OdS e OdR (euro 30 milioni) e dei crediti per TEE (euro 7 milioni). Tali effetti, sono stati parzialmente compensati dall'aumento dei crediti per Penali e Indennità Continuità del Servizio (euro 22 milioni), degli altri crediti verso CSEA (euro 25 milioni) e dei crediti per premi resilienza (euro 3 milioni) nonché dalla riduzione dell'impairment dei crediti verso CSEA (euro 1 milione).

L'aumento dei Debiti commerciali, (pari a euro 292 milioni), è strettamente riconducibile all'incremento dei debiti verso terzi (pari a circa euro 362 milioni), in parte compensato dalla riduzione di quelli verso società del gruppo (euro 70 milioni).

L'incremento delle Passività contrattuali (pari a euro 248 milioni) è sostanzialmente conseguenza dell'aumento degli acconti sui contributi per allacciamenti e aumenti di potenza richiesti dalla clientela e in corso di ultimazione (euro 193 milioni), della quota dei risconti passivi su contributi dalla clientela che sarà riversata a Conto Economico nei successivi 12 mesi (euro 45 milioni), degli acconti diversi verso terzi (per circa euro 6 milioni) e dei debiti per lavori in corso su ordinazione (euro 4 milioni).

L'aumento delle Altre Passività correnti (pari a euro 133 milioni) deriva principalmente:

- dall'incremento dei depositi cauzionali da clienti (pari a euro 56 milioni) strettamente correlato all'aumento dei crediti commerciali;
- dall'incremento, pari a euro 29 milioni, dei debiti verso clienti riferito per euro 19 milioni ad incassi pervenuti ed in corso di lavorazione e per euro 16 milioni a debiti per indennizzi. Tale impatto risulta in parte mitigato, per euro 6 milioni, dalla riduzione dei debiti per errati pagamenti;
- dall'incremento, pari a euro 18 milioni, delle Passività finanziarie correnti, in conseguenza principalmente dall'aumento dei ratei passivi sui finanziamenti BEI (pari a euro 15 milioni) e sui finanziamenti a m/l termine verso la controllante (pari a euro 9 milioni); tali effetti sono stati in parte compensati dalla riduzione dei ratei passivi sulla linea di credito revolving (pari a euro 6 milioni);
- dall'aumento sia dei debiti verso istituti previdenziali e assicurativi, pari a euro 7 milioni, che dei debiti verso il personale, pari a euro 4 milioni;
- dai maggiori debiti diversi verso società del gruppo, pari a euro 6 milioni, principalmente per gli indennizzi da erogare alle società Enel Energia e Servizio Elettrico Nazionale.

La riduzione delle Altre attività (pari a euro 51 milioni) è principalmente collegata a:

- le maggiori svalutazioni delle altre attività correnti operate nell'esercizio, pari a circa euro 50 milioni;
- la riduzione dei crediti diversi verso società del Gruppo, pari a euro 7 milioni, per avvenuto incasso.

. Tali impatti sono stati in parte mitigati:

- dall'aumento dei crediti diversi verso terzi, per complessivi euro 5 milioni, sostanzialmente per pagamenti anticipati effettuati a fornitori (per euro 3 milioni) e per i pagamenti per titolo V e titolo VII effettuati per conto di altri distributori (pari a euro 2 milioni).

Il decremento delle Rimanenze (pari a euro 17 milioni) è riconducibile per euro 65 milioni ai minori stock di materiali MT e BT in essere alla fine dell'esercizio 2023. Tale effetto è stato mitigato per euro 30 milioni dagli anticipi riconosciuti ad un fornitore per l'acquisto di materiale a magazzino e per euro 18 milioni dal maggior valore delle giacenze dei materiali misura.

L'incremento dei Crediti commerciali (pari a euro 2.086 milioni) è la conseguenza dell'aumento dei crediti commerciali verso società del gruppo (pari a euro 654 milioni) e verso terzi (per euro 596 milioni) oltre che dei crediti commerciali da abolizione lag regolatorio (euro 836 milioni).

L'aumento della Posizione tributaria netta positiva (pari a euro 18 milioni) è la diretta conseguenza dell'aumento dei crediti per imposte sul reddito, pari a euro 85 milioni e dei crediti verso Erario per IVA, pari a euro 7 milioni. Tali impatti sono stati in parte mitigati:

- dal decremento dei crediti per IVA di gruppo, pari a euro 67 milioni e la rilevazione, al 31 dicembre 2023, di un debito per IVA di gruppo pari a euro 6 milioni;

- dall'aumento dei debiti per imposte sul reddito, pari a euro 1 milione, derivante dalla rilevazione della stima delle imposte dell'esercizio 2023.

Fondi diversi e Imposte Anticipate Nette

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

Milioni di euro	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022
Piani pensionistici e altri piani per benefici post-pensionamento	(232)	(234)	2
Fondo rischi e oneri futuri	(390)	(380)	(10)
Imposte anticipate nette:	1.305	1.393	(88)
Passività per imposte differite	(19)	(35)	16
Attività per imposte anticipate	1.324	1.428	(104)
Totale	683	779	(96)

La riduzione del valore positivo della voce Fondi diversi e Imposte Anticipate Nette, pari complessivamente a euro 96 milioni, è conseguenza essenzialmente:

- dalla riduzione delle Attività per Imposte anticipate nette, pari a euro 88 milioni, sostanzialmente in conseguenza della movimentazione dei fondi per rischi e oneri e del personale, dei fondi svalutazione crediti e del decremento del *fair value* dei derivati CFH;
- dell'incremento del Fondo rischi e oneri futuri, pari a euro 10 milioni, derivante:
 - dai Fondi Altri, interessati da euro 92 milioni di accantonamenti e da euro 23 milioni di utilizzi e rilasci;
 - dal Fondo franchigie assicurative, che è stato interessato da euro 22 milioni di accantonamenti e da euro 21 milioni di utilizzi;
 - dal Fondo oneri per incentivi all'esodo e altri piani di ristrutturazione, che è stato interessato da euro 12 milioni di accantonamenti ed euro 70 milioni di utilizzi, rilasci e altre variazioni;
 - dal Fondo vertenze e contenzioso, che è stato interessato da euro 8 milioni di accantonamenti e da euro 9 milioni di utilizzi e rilasci;
 - dal Fondo imposte e tasse, che è stato interessato da euro 1 milione di rilasci.

Tali effetti sono stati in parte mitigati della riduzione dei Piani pensionistici e altri piani per benefici post-pensionamento, pari a euro 2 milioni.

Capitale investito netto

Il Capitale investito netto, pari a 17.876 euro milioni (euro 17.797 milioni al 31 dicembre 2022), risulta finanziato da mezzi propri per euro 4.534 milioni e da mezzi di terzi per euro 13.342 milioni.

Patrimonio Netto

Il Patrimonio netto, pari a euro 4.534 milioni, è composto dal Capitale Sociale, pari a euro 2.600 milioni, dalla Riserva legale pari a euro 520 milioni, dalle Altre riserve (compresi gli Utili e Perdite accumulati), per euro 363 milioni, e dall'Utile dell'esercizio, pari a euro 1.051 milioni.

Indebitamento finanziario netto

L'Indebitamento finanziario netto, pari a euro 13.342 milioni, è costituito dai Finanziamenti a lungo termine (euro 10.737 milioni), dal Finanziamento a breve (euro 1.500 milioni) e dalle Disponibilità liquide e conto corrente intersocietario intrattenuto verso Enel Italia (negativo per euro 1.250 milioni), parzialmente compensati dalle Attività finanziarie (euro 145 milioni), come di seguito esposto:

Milioni di euro	al 31.12.2023	al 31.12.2022	Variazione
Indebitamento a breve termine	(3.032)	(2.850)	(182)
Quota corrente Mutui BEI	(186)	(163)	(23)
Quota corrente Mutui Cassa Depositi e Prestiti	(89)	(89)	-
Quota corrente finanziamenti v/Enel Italia per contratti di Leasing	(27)	(26)	(1)
Quota corrente finanziamenti v/Enel Produzione per contratti di Leasing	(1)	(1)	-
Quota corrente finanziamenti v/terzi per contratti di Leasing	(22)	(10)	(12)
Disponibilità liquide e conto corrente intersocietario	(1.250)	(1.115)	(135)
Finanziamento a breve termine v/Enel Italia	(1.500)	(1.500)	-
Attività finanziarie correnti	43	54	(11)
Indebitamento a m/l termine	(10.310)	(10.013)	(297)
Mutui BEI	(2.548)	(2.233)	(315)
Mutui Cassa Depositi e Prestiti	(357)	(447)	90
Mutuo CARISBO Sisma Emilia 2012	(6)	(6)	-
Finanziamento a medio/lungo termine v/Enel Italia	(7.350)	(7.350)	-
Finanziamenti v/Enel Italia per contratti di Leasing	(100)	(93)	(7)
Finanziamenti v/Enel Produzione per contratti di Leasing	(1)	(2)	1
Finanziamenti v/terzi per contratti di Leasing	(50)	(16)	(34)
Attività finanziarie non correnti	102	134	(32)
Indebitamento finanziario netto	(13.342)	(12.863)	(479)

Esso presenta un incremento rispetto allo scorso esercizio pari a euro 479 milioni, determinato dall'aumento dell'indebitamento netto sia a medio e lungo termine (pari a euro 297 milioni) che a breve termine (pari a euro 182 milioni).

La variazione in aumento dell'indebitamento netto a medio e lungo termine, pari a euro 297 milioni, è essenzialmente determinata dall'aumento dei finanziamenti a medio e lungo termine pari a complessivi euro 265 milioni, e dalla riduzione delle attività finanziarie non correnti, pari a euro 32 milioni.

L'aumento dei finanziamenti a medio e lungo termine, pari a complessivi euro 265 milioni, è generato sostanzialmente:

- dall'ottenimento di una nuova trache del mutuo BEI per il progetto Open Meter (pari a euro 500 milioni);
- dall'iscrizione di nuovi finanziamenti da leasing (pari a euro 113 milioni).

Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla riclassifica delle quote correnti dei mutui BEI e CDP (pari a euro 275 milioni) e dei finanziamenti da leasing (pari ad euro 13 milioni) nonché dai rimborsi delle passività a medio e lungo termine da leasing (pari ad euro 60 milioni).

Il decremento delle attività finanziarie non correnti, pari a euro 32 milioni, si riferisce essenzialmente:

- alla riclassifica nei crediti finanziari e titoli a breve termine, pari ad euro 31 milioni, del credito finanziario vantato per il rimborso degli oneri straordinari connessi alla dismissione anticipata dei misuratori elettromeccanici, sostituiti con contatori elettronici;
- al decremento dei prestiti a dipendenti per euro 1 milione.

L'incremento dell'indebitamento a breve, pari a euro 182 milioni, è essenzialmente determinato da:

- l'aumento del saldo negativo delle disponibilità liquide e del conto corrente intersocietario, pari a euro 135 milioni;
- la riclassifica, dalla voce Finanziamenti a lungo termine, della quota dei mutui BEI e CDP in scadenza entro i prossimi 12 mesi (pari a euro 275 milioni), parzialmente compensata dai rimborsi di tali finanziamenti effettuati nel 2023 (pari a euro 252 milioni);
- la riclassifica, dalla voce "Finanziamenti a lungo termine", della quota di finanziamenti da leasing in scadenza entro i 12 mesi, pari a euro 13 milioni;
- la riduzione delle attività finanziarie correnti (pari a euro 11 milioni) riconducibile essenzialmente alle maggiori svalutazioni di crediti finanziari a breve termine effettuate nel 2023.

Si segnala che nel dell'esercizio 2023, la Società ha rinnovato la linea di credito revolving a breve termine con la controllante, pari a euro 1.500 milioni.

L'aumento del saldo negativo delle disponibilità liquide e del conto corrente intersocietario, pari a euro 135 milioni, deriva essenzialmente:

- dal pagamento del dividendo anno 2022 pari ad euro 1.400 milioni;
- dal rimborso delle quote dei finanziamenti a lungo termine, pari a euro 252 milioni e delle quote dei finanziamenti per contratti di leasing, pari a euro 60 milioni;
- dalla maggiore spesa in investimenti rispetto all'anno precedente pari a euro 418 milioni;
- dal pagamento delle imposte pari a euro 487 milioni;
- dalla presenza di maggiori oneri finanziari per euro 160 milioni.

Tali effetti sono stati parzialmente mitigati:

- dall'incasso del finanziamento BEI Open Meter II di euro 500 milioni;
- dall'incasso dei progetti finanziati da organismi ed enti comunitari pari complessivamente ad euro 374 milioni (di cui euro 348 milioni riferiti all'anticipo del 10% del contributo concesso sui 24 progetti ammessi alle agevolazioni del PNRR);
- dal maggior impatto delle cessioni pro-soluto dei crediti, pari a euro 468 milioni e dalle dilazioni debiti ottenute, pari a euro 911;
- incasso per cessione credito bonus sociale pari a euro 286 milioni.

Prevedibile evoluzione della gestione

L'esercizio 2024 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 determinazione del costo riconosciuto per i servizi infrastrutturali;
- n. 614/2021/R/com (TIWACC) 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 provveduto ad approvare 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 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) stabilendo per il triennio 2022-2024, un tasso di remunerazione del capitale investito pari a 5,2% per i servizi infrastrutturali della distribuzione e misura elettrica.

Il TIWACC 2022-2027 prevede inoltre, per gli anni 2023-2024, la possibilità di revisione del WACC al verificarsi di un meccanismo *di trigger* relativo all'aggiornamento di determinati parametri rilevanti.

Pertanto, con delibera n. 556/2023/R/COM ARERA, a seguito della verifica del meccanismo di *trigger*, ha provveduto a rideterminare al 6% il valore del WACC per l'anno 2024.

Nel corso del 2024 sarà avviato il procedimento per l'aggiornamento del valore del WACC per il sub-periodo 2025-2027.

Con delibera n. 630/2023/R/eel sono stati aggiornati **i valori delle tariffe obbligatorie 2024** applicate ai clienti finali non domestici e domestici.

Nei primi mesi del 2024 è prevista la pubblicazione delle **tariffe di riferimento definitive 2023** di e-distribuzione, che definiscono i ricavi ammessi per il 2023, e delle **tariffe di riferimento provvisorie 2024**, attraverso le quali verranno quantificati, in via provvisoria, i ricavi ammessi per lo svolgimento del servizio di distribuzione e misura di energia elettrica per il 2024.

In materia di **bonus sociali**, con delibera n. 622/2023/R/com ARERA ha revisionato le modalità di riconoscimento e aggiornamento delle agevolazioni con decorrenza 1° gennaio 2024.

In materia di **perdite di rete**, con la pubblicazione della delibera n. 584/2023/R/eel, nelle more della conclusione del procedimento avviato con la delibera n. 336/2023/R/eel, ARERA ha sancito l'estensione all'anno 2024 della disciplina della perequazione delle perdite di rete prevista ai sensi del TIV per il biennio 2022-2023, dei fattori

convenzionali di perdita ai fini perequativi stabiliti per l'anno 2023 nel TIV e dei fattori convenzionali di perdita applicati per l'anno 2023 all'energia elettrica immessa e prelevata ai sensi del TIS (rif. delibera n.117/2022/R/eel).

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.

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.

Per quanto attiene alla **gestione operativa**, nel 2024 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 2024 la Società prevede un ulteriore incremento dei già elevati livelli di investimento del 2023, 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.

Tali azioni porteranno ad un ulteriore aumento delle richieste di connessione rispetto al consistente volume del 2023, con maggiori impatti sulla rete elettrica anche in virtù di un potenziale aumento della potenza media degli impianti da connettere.

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 della delibera n. 617/23, è previsto l'avvio di un nuovo piano resilienza 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.

Nel 2024 proseguirà il **piano di installazione dei contatori 2G**, in sostituzione dei contatori di prima generazione, con un volume previsto di circa 2,4 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.

Il **progetto pilota EDGE** proposto da e-distribuzione è stato sottoposto ad una fase di consultazione pubblica conclusa il 31 gennaio 2023 ed è stato successivamente approvato da ARERA per il 2024 con Deliberazione del 3 agosto 2023 n. 365/2023/R/EEL. A fine 2023 come previsto dal Regolamento EDGE approvato da ARERA, si sono svolte le gare per l'approvvigionamento, con contratti bilaterali 'a termine', dei servizi previsti nel primo trimestre 2024 ed è stata avviata la fase di registrazione delle risorse candidate per le procedure competitive relative ai successivi periodi di contrattualizzazione.

Nel 2024 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 due gigawatt 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 cinque gigawatt 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 ed e-distribuzione 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 31/12/2024, sia per la conclusione di tutti i progetti del 30/06/2026 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.

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 30/06/2026), in caso di eventi climatici come la formazione di manicotti di ghiaccio, caduta di piante ed ondate di calore.

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. Le principali sono inerenti alle iniziative evidenziate nel paragrafo “Andamento operativo”.

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 2023 sono in essere in via indiretta, tramite accordi con la controllante Enel Italia S.p.A., strumenti derivati sui tassi di interesse e sul rischio di cambio, nella forma di *interest rate swaps* e di *currency forwards*. Tali strumenti derivati hanno la finalità, rispettivamente, di ricondurre a tasso fisso parte dell'indebitamento finanziario contratto a tasso variabile e di copertura del rischio cambio euro/dollaro riguardo le operazioni connesse all'acquisto di contatori digitali e concentratori.

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. 54 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. 59 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. 61 del Bilancio di esercizio.

Bilancio d'esercizio

Conto Economico

Euro	Note	2023	2022
Ricavi e altri proventi operativi			
Ricavi	8	7.247.676.434	6.886.639.465
Altri proventi operativi	9	362.506.338	317.779.632
	[SubTotale]	7.610.182.772	7.204.419.097
Costi			
Materie prime e materiali di consumo	10	789.269.255	773.809.172
Servizi	11	2.707.112.570	2.494.354.563
Costo del personale	12	1.138.809.108	1.030.510.233
Ammortamenti e Impairment	13	1.457.303.159	1.357.885.377
Altri costi operativi	14	610.746.167	386.030.144
Costi per lavori interni capitalizzati	15	(1.208.607.848)	(1.154.370.565)
	[SubTotale]	5.494.632.411	4.888.218.924
Risultato operativo			
Proventi finanziari da contratti derivati	17	21.446.399	3.211.809
Altri proventi finanziari	18	52.370.340	38.281.548
Oneri finanziari da contratti derivati	17	1.065.300	21.897.656
Altri oneri finanziari	18	633.565.143	360.813.310
		(560.813.704)	(341.217.609)
Risultato prima delle imposte			
Imposte	19	503.874.819	574.830.602
Risultato delle continuing operation			
Risultato delle discontinued operation			
Utile (perdita) dell'esercizio		1.050.861.838	1.400.151.962

Prospetto di Conto Economico complessivo

Euro	Note	2023	2022
Risultato netto dell'esercizio		1.050.861.838	1.400.151.962
Altre componenti di conto economico complessivo riclassificabili a conto economico			
Quota efficace delle variazioni di <i>fair value</i> della copertura di flussi finanziari	34	(43.741.872)	146.777.071
	[Subtotale]	(43.741.872)	146.777.071
Altre componenti di conto economico complessivo non riclassificabili a conto economico			
Rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti	34	(6.204.828)	23.060.747
	[Subtotale]	(6.204.828)	23.060.747
Utili/(perdite) rilevati direttamente a patrimonio netto nell'esercizio	34	(49.946.700)	169.837.818
Utile/(perdita) complessivo dell'esercizio		1.000.915.138	1.569.989.780

Stato Patrimoniale

Euro	Note	al 31.12.2023	al 31.12.2022
ATTIVITA'			
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	20-21	21.956.549.213	20.210.111.023
Attività immateriali	22	527.677.981	513.281.363
Attività per imposte differite	23	1.323.813.795	1.427.338.400
Partecipazioni	24	-	-
Derivati	25	58.563.122	101.921.856
Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine	26	102.437.725	134.016.751
Altre attività non correnti	27	60.094.794	64.074.088
<i>[Subtotale]</i>		24.029.136.630	22.450.743.481
Attività correnti			
Rimanenze	28	775.848.746	793.262.069
Crediti commerciali	29	3.716.115.988	1.629.708.511
Attività derivanti da contratti con i clienti	8	-	-
Crediti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	30	390.051.588	429.243.066
Crediti per imposte sul reddito	31	113.410.185	28.242.336
Altri crediti tributari	32	9.604.576	68.605.743
Derivati	25	-	540.353
Crediti finanziari e titoli a breve termine	33	42.707.169	54.475.744
Altre attività finanziarie correnti	34	3.330.043	1.088.245
Altre attività correnti	35	46.112.670	98.329.110
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	36	137.546.667	70.079.576
<i>[Subtotale]</i>		5.234.727.632	3.173.574.753
TOTALE ATTIVITÀ		29.263.864.262	25.624.318.234

		al 31.12.2023	al 31.12.2022
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'			
Patrimonio netto			
Capitale sociale		2.600.000.000	2.600.000.000
Riserve		1.114.828.565	1.164.816.102
Utili/(Perdite) accumulati		(231.256.190)	(230.939.010)
Utile dell'esercizio		1.050.861.838	1.400.151.962
Totale Patrimonio Netto	37	4.534.434.213	4.934.029.054
Passività non correnti			
Finanziamenti a lungo termine	38	10.412.079.687	10.147.526.449
Piani pensionistici e altri piani per benefici post-pensionamento	40	231.542.865	233.777.682
Fondi per rischi e oneri	41	237.955.230	265.998.951
Passività per imposte differite	23	19.451.556	34.816.092
Derivati	25	13.209.765	1.507.835
Passività contrattuali	44	3.013.778.657	3.129.227.266
Altre passività non correnti	42	585.989.970	253.796.959
[Subtotale]		14.514.007.730	14.066.651.234
Passività correnti			
Finanziamenti a breve termine	38	2.886.666.373	2.685.267.727
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	38	325.395.482	288.804.313
Fondi per rischi e oneri	41	151.704.842	114.049.667
Debiti commerciali	43	1.775.855.871	1.484.410.723
Debiti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	45	3.128.878.678	495.194.352
Debiti per imposte sul reddito	46	619.801	-
Altri debiti tributari	47	36.571.303	28.479.860
Derivati	25	258.670	-
Passività contrattuali	44	1.296.209.609	1.048.331.184
Altre passività finanziarie correnti	48	72.236.805	54.317.737
Altre passività correnti	49	541.024.885	424.782.383
[Subtotale]		10.215.422.319	6.623.637.946
Totale Passività		24.729.430.049	20.690.289.180
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		29.263.864.262	25.624.318.234

Prospecto 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 2022	2.600.000.000	520.000.000	599.097.232	150.382.887	(68.479.885)	(206.550.109)	467.998	(231.112.250)	1.287.953.240	4.651.759.113
<hr/>										
Riparto Utile 2021:										
- Pagamento dividendi									(1.287.780.000)	(1.287.780.000)
- Utili portati a nuovo								173.240	(173.240)	-
Altri movimenti riserve							60.161			60.161
Utile (perdita) complessivo rilevato nel periodo				146.777.071	23.060.747		-	-	1.400.151.962	1.569.989.780
di cui:										
- Utile (perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto				146.777.071	23.060.747		-	-		169.837.818
- Utile del periodo								1.400.151.962		1.400.151.962
Differenze di arrotondamento										-
Totale al 31 dicembre 2022	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
<hr/>										
Riparto Utile 2022:										
- Pagamento dividendi									(1.400.100.000)	(1.400.100.000)
- Utili portati a nuovo							51.962	(51.962)		-
Altre movimentazioni	-	-	-	-	-	-	(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)
- Risultato 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

Rendiconto finanziario

Euro	Note	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Risultato d'esercizio		1.050.861.838	1.400.151.962
Rettifiche per:			
Ammortamenti e Impairment di attività materiali e immateriali	13	1.374.928.515	1.298.101.489
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta	18	154	(4.454)
Accantonamenti e rilascio ai fondi	11-12-14	123.835.556	2.915.500
(Proventi)/Oneri finanziari netti	17-18	560.650.758	341.246.180
Imposte sul reddito	19	503.874.819	574.830.602
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari	9-13-14	129.371.762	109.738.028
Cash flow da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto		3.743.523.402	3.726.979.307
(Decremento) dei Fondi	40-41	(122.931.326)	(158.009.946)
(Incremento)/Decremento di rimanenze	28	17.413.323	(242.181.462)
(Incremento)/Decremento di crediti commerciali e attività contrattuali da clienti	8-29	(2.119.002.228)	822.541.064
Incremento/(Decreimento) di altre passività nette	25-26-27-34-47-	535.872.918	(52.299.602)
Incremento/(Decreimento) di debiti netti verso CSEA	30-45-27	2.672.933.921	(1.294.368.619)
Incremento/(Decreimento) di debiti commerciali	43	291.445.148	(143.067.896)
Incremento/(Decreimento) di passività contrattuali	44	132.429.816	79.408.151
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati	17-18	73.775.493	41.403.315
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati	17-18	(553.463.266)	(328.365.964)
Imposte pagate	19-23-31-46	(486.597.184)	(533.832.536)
Cash Flow da attività operativa (A)		4.185.400.017	1.918.205.812
Investimenti netti in attività materiali e immateriali	20-21-22	(3.069.189.698)	(2.703.036.099)
Cash flow da attività' di investimento/disinvestimento (B)		(3.069.189.698)	(2.703.036.099)
Finanziamenti a lungo termine incassati nel periodo	38	500.000.000	6.650.096.465
Finanziamenti a lungo termine rimborsati nel periodo	38	(312.263.390)	(5.768.098.140)
Altre variazioni dei finanziamenti a lungo termine	38	-	-
Variazione netta dei finanziamenti a breve	38	201.398.646	1.165.751.464
Dividendi pagati	37	(1.400.100.000)	(1.287.780.000)
Incrementi/decrementi di attività e passività finanziarie incluse nell'indebitamento finanziario	26-33-38-48	(239.177.130)	(1.130.540.736)
Cash flow da attività' di finanziamento (C)		(1.250.141.874)	(370.570.947)
Incremento/(Decreimento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C)		(133.931.555)	(1.155.401.234)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	33-36-38	(2.615.188.151)	(1.459.786.917)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio	33-36-38	(2.749.119.706)	(2.615.188.151)

Euro	Note	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo		(2.615.188.151)	(1.459.786.917)
<i>Disponibilità liquide</i>	36	70.079.576	59.729.346
<i>C/c intersocietario</i>	38	(1.185.054.643)	(1.519.488.246)
<i>Finanziamenti a breve termine</i>	38	(1.500.213.084)	(28.017)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo		(2.749.119.706)	(2.615.188.151)
<i>Disponibilità liquide</i>	36	137.546.667	70.079.576
<i>C/c intersocietario</i>	38	(1.386.402.707)	(1.185.054.643)
<i>Finanziamenti a breve termine</i>	38	(1.500.263.666)	(1.500.213.084)
Incremento/(Decreimento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti		(133.931.555)	(1.155.401.234)

Note esplicative al bilancio di esercizio al 31 dicembre 2023

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 Ombrone 2.

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 14 marzo 2024 ha approvato il progetto di bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2023 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 15 aprile 2024 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 2023 è stato predisposto in conformità ai principi contabili internazionali (*International Accounting Standards - IAS* e *International Financial Reporting Standards – IFRS*) emanati dall'*International Accounting Standards Board (IASB)* 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. L'insieme di tutti i principi ed 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 e 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*.

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 finanziamenti concessi e 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 gli stessi principi contabili e criteri di redazione adottati al 31 dicembre 2023 ad eccezione di quanto eventualmente indicato nelle specifiche note di commento. Il principio generale adottato nella predisposizione del presente bilancio è quello del costo storico ad eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS-EU sono obbligatoriamente 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 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

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 2023 interessate dall'utilizzo di stime e giudizi del management si riferiscono all'impairment delle attività non finanziarie, alle obbligazioni connesse alla transizione energetica, incluse quelle 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, sono rilevati secondo il principio della competenza e comprendono, oltre a quanto fatturato in base ai consumi di energia periodicamente misurati attraverso letture periodiche (e di competenza dell'esercizio), una stima dell'energia elettrica distribuita nell'esercizio ma non ancora fatturata, prevalentemente relativa al mese di dicembre.

Attraverso la definizione di tariffe di riferimento e tariffe obbligatorie, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente riconosce all'operatore della distribuzione il costo sostenuto per gli investimenti realizzati sulla rete, la relativa remunerazione in base ad un tasso di ritorno del capitale ritenuto congruo e determina le tempistiche con le quali tali importi saranno finanziariamente riconosciuti in tariffa.

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, quale conseguenza della Delibera ARERA n. 654/2015. 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 sulla suddetta delibera, 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.

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 2020-2023”:

- 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. 19 del 2020.

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 in bassa tensione”, previsto dal “Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica (TIME) per il periodo 2020-2023” 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. 19 del 2020;
- 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 volture 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. 2/2023/R/com ha esteso l'applicazione delle agevolazioni per tutto l'anno 2023 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 e la modifica dei fattori percentuali di perdita commerciali riconosciuti ai distributori per i clienti in bassa tensione.

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 vendori;
- 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 vendori.

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 Delibera ARERA n. 566/2019/R/eel, pubblicata a dicembre 2019, definisce il nuovo quadro regolatorio in materia di qualità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica per il periodo 2020 – 2023.

Il driver principale che ha orientato l'Autorità nella revisione delle previsioni regolatorie è la riduzione del gap tra la qualità del servizio nelle regioni del Centro-Sud e del Nord Italia. Al fine di perseguire questo obiettivo, pur confermando i livelli obiettivo previsti nel precedente semi-periodo regolatorio 2016-2019, la delibera introduce strumenti altamente innovativi per stimolare e orientare le imprese di settore verso investimenti sia di tipo infrastrutturale che in innovazione tecnologica. Tra le altre, le principali novità, dedicate ad ambiti più critici nei quali il livello del servizio è inferiore a determinate soglie, riguardano l'introduzione della c.d. "regolazione speciale", ad adesione volontaria, e degli "esperimenti regolatori", individuati dalle stesse imprese, su specifici ambiti territoriali in cui testare tecnologie particolarmente innovative a fronte di opportune deroghe regolatorie transitorie. Inoltre, in caso di importanti interventi strutturali, dimostrabili e documentabili tecnicamente, per gli ambiti rientranti in "regolazione speciale" o tra quelli selezionati come "esperimenti regolatori", è prevista la possibilità di richiedere all'Autorità un posticipo dei termini per il raggiungimento dei livelli obiettivo, di 2 o 4 anni a seconda dei livelli di partenza, fermo restando il 2023 come anno di riferimento per tutti gli altri ambiti. La delibera ha, inoltre, introdotto aggiornamenti che tendono ad attenuare gli impatti di eventi meteo estremi, in particolare le fulminazioni.

La delibera incide sugli stessi indicatori monitorati della precedente regolazione, ovvero prevede che le imprese distributrici ricevano incentivi o paghino penali in virtù del raggiungimento o meno di obiettivi assegnati sulla durata complessiva e sul numero di interruzione per utente. Obiettivo di tale sistema di incentivazione è, in particolare, quello di promuovere il miglioramento della continuità del servizio a livello nazionale, riducendo le differenze territoriali a parità di grado di concentrazione e limitando il numero annuo delle interruzioni subite dagli utenti.

Sono inoltre confermati gli indennizzi forfetari ai singoli utenti BT e MT in caso di superamento degli standard specifici di continuità relativi al tempo massimo di ripristino dell'alimentazione.

La regolazione dei clienti MT, invece, prevede indennizzi ai clienti che hanno adeguato i loro impianti elettrici a determinati requisiti tecnici indicati in delibera, altrimenti il distributore versa le penali al fondo "Qualità dei servizi elettrici" istituito presso ARERA. Questi indennizzi sono erogati al superamento di un numero massimo di

interruzioni che ARERA considera compatibile con lo standard richiesto. Le penalità per il superamento degli stessi standard per le interruzioni occorse ai clienti MT che non hanno adeguato il loro impianto elettrico nelle modalità previste in Delibera saranno invece versate da e-distribuzione S.p.A. al fondo di cui sopra.

La scadenza prevista dalla Delibera n. 566/19 per il caricamento e 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 sono rilevati tra gli altri proventi operativi mentre le penali sulla continuità del servizio 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).

Il beneficio degli interventi è calcolato sulla base di criteri e algoritmi definiti dalla stessa ARERA.

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 069/2023

La stima dei premi in materia di resilienza viene rilevata tra gli altri proventi operativi mentre quella delle penalità 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 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 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 2023, con la Deliberazione 340/2023/R/EFR Arera ha calcolato il contributo per l'anno d'obbligo 2022 pari a 250€/TEE ed il contributo addizionale, pari a 0,68 €/TEE.

Per il periodo compreso tra il 1° giugno 2023 e il 31 dicembre 2023, relativo all'anno d'obbligo 2023, il contributo è stato stimato pari a 247,97€/TEE applicando la Delibera 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 50 "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 per i crediti commerciali che il management considera singolarmente significativi e in presenza di specifiche informazioni sull'incremento significativo del rischio di credito.

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. 49 "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 49 "Fair value measurement".

Variazioni nelle assunzioni effettuate nella stima dei dati di input potrebbero avere effetti sul fair value rilevato per tali strumenti, soprattutto nel contesto attuale nel quale i mercati sono volatili e le prospettive economiche altamente incerte e soggette a rapidi cambiamenti.

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 recesso, 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/riduzione dei tassi di recesso 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 si rinvia alla Nota n. 40 "Piani pensionistici e altri piani per benefici post-pensionamento".

Fondi rischi e oneri

Per maggiori dettagli riguardo i fondi rischi e oneri, si rinvia alla Nota n. 41 "Fondi rischi e oneri".

La Nota n. 56 "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 la probabilità di un esito sfavorevole e una stima ragionevole dell'importo della perdita.

Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a Conto economico nell'esercizio di competenza.

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. 50 “Strumenti finanziari per categoria”.

Imposte sul reddito

Recupero di imposte anticipate

Al 31 dicembre 2023 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 23 “Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite”.

Giudizi del management

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, i diritti derivanti da altri accordi contrattuali e i diritti di voto potenziali (call option, warrant, put option assegnate ad azionisti minoritari, ecc.). Tali altri fatti e circostanze possono risultare particolarmente rilevanti nell'ambito di tale valutazione soprattutto nei casi in cui la Società detiene meno della maggioranza dei diritti di voto, o diritti similari, della società partecipata.

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

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 regolamenta quali servizi il concessionario deve fornire con l’infrastruttura, a chi li deve fornire e a quale prezzo; e
- il concedente controlla, tramite la proprietà, titolo a benefici o in un altro modo, qualsiasi interessenza residua significativa nell’infrastruttura alla scadenza dell’accordo.

Al fine di valutare l’applicabilità di tali disposizioni per 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, disponendo il concessionario 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, il Gruppo valuta se questi devono essere rilevati separatamente o congiuntamente, considerando sia le caratteristiche individuali dei beni/servizi (ossia, se essi sono distinti oppure se si tratta di una serie di beni o servizi distinti che sono sostanzialmente uguali e che presentano le stesse modalità di trasferimento al cliente nel corso del tempo), sia la natura della promessa nel contesto contrattuale. A tal fine, devono essere inoltre considerati tutti i fatti e le circostanze relativi al contratto specifico nel 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 2023, 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 misura 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 rimanda alla Nota n. 50 “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. 52 "Derivati e Hedge Accounting".

Hedge accounting

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

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

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

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

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. 21 "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. 19 "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 e-distribuzione S.p.A. detiene il controllo. Essa controlla una società, indipendentemente dalla natura della loro relazione formale, quando è esposta a rendimenti variabili, o detiene diritti su tali rendimenti, derivanti dal proprio rapporto con la stessa e ha la capacità di incidere su tali rendimenti, esercitando il proprio potere su tale società.

Al 31 dicembre 2023 la Società non detiene partecipazioni in società controllate.

Partecipazioni in società collegate e joint arrangement

Le società collegate sono quelle in cui e-distribuzione S.p.A. esercita un'influenza notevole, ossia il potere di partecipare alla determinazione delle decisioni circa le politiche finanziarie e gestionali della società partecipata senza averne il controllo o il controllo congiunto su queste politiche.

Una *joint venture* è un accordo a controllo congiunto nel quale la Società detiene il controllo congiunto e vanta diritti sulle attività nette dell'accordo. Per controllo congiunto si intende la condivisione del controllo di un accordo, che esiste unicamente quando per le decisioni riguardanti le attività rilevanti è richiesto il consenso unanime di tutte le parti che condividono il controllo.

Le partecipazioni in società collegate e in joint venture sono contabilizzate 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 2023 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 considerando le assunzioni che i partecipanti al mercato prenderebbero in considerazione per definire il prezzo dell'attività o della passività, assumendo che gli stessi agiscano secondo il loro migliore interesse economico. I partecipanti al mercato sono acquirenti e venditori indipendenti, informati, in grado di entrare in 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 oggetto di valutazione, in particolare:

- per le attività non finanziarie si 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 impiegarlo nel suo massimo e miglior 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 rischio di credito proprio della Società; nel caso di gruppi di attività e passività finanziarie gestiti sulla base della propria esposizione netta ai rischi di mercato o al rischio di credito, □ si veda per maggiori dettagli la nota n. 53 “Attività e passività misurate al fair value”.

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 del valore accumulata. Tale costo è comprensivo dei costi accessori direttamente attribuibili e necessari alla messa in funzione del bene 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 affluiscano 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”.

L'ammortamento inizia quando il bene è disponibile all'uso.

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 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.

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

La Società detiene immobili, impianti, autoveicoli e altri mezzi di trasporto utilizzati nello svolgimento della propria attività aziendale, attraverso contratti di leasing. Alla data di inizio del leasing, la Società determina se il contratto è, o contiene, un leasing applicando la definizione di leasing prevista dall'IFRS 16 e ritenendola 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.

Società in qualità di locatario

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 per il leasing 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, come segue:

Immobili, impianti e macchinari	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

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.

Inoltre, le attività consistenti nel diritto di utilizzo sono sottoposte a impairment e rettificate per riflettere un'eventuale rimisurazione delle passività del leasing. Per ulteriori dettagli sulle perdite di valore si rinvia al paragrafo "Impairment delle attività non finanziarie".

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.

La Società espone le attività consistenti nel diritto di utilizzo che non soddisfano la definizione di investimento immobiliare nella voce "Immobili, impianti e macchinari" e le passività del leasing nei "Finanziamenti".

Conformemente con le disposizioni del principio, la Società espone separatamente gli interessi passivi sulle passività del leasing nella voce "Altri oneri finanziari" e le quote di ammortamento delle attività consistenti nel diritto di utilizzo nella voce "Ammortamenti e altri impairment".

Società in qualità di locatore

Quando agisce in qualità di locatore, la Società determina alla data di inizio di ciascun leasing se è un leasing finanziario oppure operativo.

I leasing in cui la Società trasferisce sostanzialmente tutti i rischi e i benefici connessi alla proprietà dell'attività sottostante sono classificati come leasing finanziari; in caso contrario, sono classificati come leasing operativi.

Per effettuare tale valutazione, la Società considera gli indicatori forniti dall'IFRS 16.

Se il contratto contiene componenti leasing e non leasing, la Società ripartisce il corrispettivo del contratto applicando l'IFRS 15.

La Società contabilizza i ricavi da locazione derivanti da leasing operativi in modo sistematico lungo la durata del contratto e li rileva come "Altri ricavi".

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 alla Nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management".

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

Le attività immateriali 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.

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

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 presumibile realizzo. Il costo è determinato sulla base del costo medio ponderato, che include gli oneri accessori di competenza. Per valore netto di presumibile 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'espeditivo pratico consentito dall'IFRS 15.

Diversamente, la Società valuta inizialmente le attività finanziarie diverse dai crediti commerciali già menzionati 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 cumulati (strumenti di debito);
- attività finanziarie designate al *fair value* rilevato tra le altre componenti di Conto economico complessivo senza riciclo degli utili e perdite cumulati all'atto dell'eliminazione contabile (strumenti di capitale);
- 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 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 riversati 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 quotate che il Società non ha designato irrevocabilmente come 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 altre attività finanziarie valutate al costo ammortizzato, le attività derivanti da contratti con i clienti e tutte le altre attività rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRS 9 “Strumenti finanziari”.

In modello di *impairment* della Società sviluppato in linea con i requisiti dell'IFRS 9 è basato sulla determinazione delle perdite attese (ECL) utilizzando un approccio *forward looking*. In sostanza, il modello prevede:

> l'applicazione di un unico *framework* di riferimento a tutte le attività finanziarie;

> la rilevazione delle perdite attese su base continuativa e l'aggiornamento dell'importo di tali perdite alla fine di ogni esercizio, in modo da riflettere le variazioni di rischio di credito dello strumento finanziario;

> la valutazione delle perdite attese sulla base di tutte le informazioni ragionevolmente ottenibili senza costi eccessivi, in relazione agli eventi passati, alle condizioni correnti e alle previsioni sulle condizioni future.

Per i crediti commerciali 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.

Per tutte le attività finanziarie diverse da crediti commerciali e le attività derivanti da contratti con i clienti, 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 ai sensi dell'IFRS 9.

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 50 "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'esercizio.

Passività finanziarie al costo ammortizzato

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

Le passività finanziarie diverse dagli strumenti derivati sono rilevate quando 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 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. 52 "Derivati e *hedge accounting*".

Derivati impliciti

Un derivato隐式 (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 soddisfarebbe 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隐式 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 2023 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.

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, con contropartita le altre attività di natura non finanziaria.

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 adempire 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).

Piani pensionistici e altri piani per benefici post-pensionamento

La passività relativa ai benefici riconosciuti ai dipendenti ed erogati in coincidenza o successivamente alla cessazione del rapporto di lavoro per piani a benefici definiti o per altri benefici a lungo termine erogati nel corso dell'attività lavorativa è determinata, separatamente per ciascun piano, sulla base di ipotesi attuariali stimando l'ammontare dei benefici futuri che i dipendenti hanno maturato alla data di riferimento del bilancio (attraverso il "metodo di proiezione unitaria del credito").

In maggior dettaglio, il valore attuale dei piani a benefici definiti è calcolato utilizzando un tasso determinato in base ai rendimenti di mercato, alla data di riferimento di bilancio, di titoli obbligazionari di aziende primarie. Se non esiste

un mercato profondo di titoli obbligazionari di aziende primarie nella valuta in cui l'obbligazione è espressa, viene utilizzato il corrispondente tasso di rendimento dei titoli pubblici.

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

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

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

Per gli altri benefici a lungo termine, i relativi utili e perdite attuariali sono rilevati a Conto economico.

In caso di modifica di un piano a benefici definiti o di introduzione di un nuovo piano, l'eventuale costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro passate (past service cost) è rilevato immediatamente a Conto economico.

Inoltre, 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 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 benefits

Le passività per benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione anticipata del rapporto di lavoro derivano o dalla decisione da parte della Società di concludere il rapporto di lavoro con un dipendente prima della normale data di pensionamento o 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. L'evento che dà origine a tale obbligazione è la cessazione del rapporto di lavoro piuttosto che l'esistenza di tale rapporto. I benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione anticipata del rapporto di lavoro 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.

Tali passività sono valutate sulla base della natura del beneficio concesso. In particolare, quando i benefici concessi rappresentano un miglioramento di altri benefici successivi alla conclusione del rapporto di lavoro riconosciuti ai dipendenti, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per tale tipologia di benefici. Altrimenti, se si prevede che i benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione del rapporto di lavoro saranno liquidati interamente entro dodici mesi dalla chiusura dell'esercizio in cui tali benefici sono rilevati, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per i benefici a breve termine; se si prevede che non saranno liquidati interamente entro dodici mesi dalla chiusura dell'esercizio in cui sono rilevati, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per gli altri benefici a lungo termine.

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 verifichino specifiche condizioni. La componente monetaria è classificata 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.

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. Tale fair value si basa sul prezzo di mercato osservabile delle azioni, tenendo conto dei termini e delle condizioni in base ai quali le azioni sono state assegnate (a eccezione delle condizioni di maturazione escluse dalla misurazione del fair value).

Il costo 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 saranno soddisfatte, cosicché, l'importo rilevato al termine del periodo di maturazione si basa sul numero effettivo di strumenti rappresentativi di capitale che soddisfanno tali condizioni alla data di maturazione.

Non è rilevato alcun costo per i premi che alla fine non maturano perché non sono state soddisfatte le condizioni di conseguimento di determinati risultati diverse da quelle di mercato e/o le condizioni di permanenza in servizio. Di contro, le operazioni sono considerate maturate indipendentemente dal fatto che siano soddisfatte o meno le condizioni di mercato o di non maturazione, purché siano soddisfatte tutte le altre condizioni di maturazione.

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. Se il diritto a ricevere l'incentivo monetario non matura perché una o più condizioni non sono soddisfatte, la relativa passività sarà stornata.

Fondi rischi e oneri

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

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

Se la passività è connessa allo smantellamento 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 fiscale.

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, ad eccezione di quelle relative ai costi previsti per smantellamento e/o ripristino che risultino da cambiamenti nei tempi e negli impegni 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 ad 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 8 "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.

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 ad 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 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.

I contributi pubblici in conto impianti, inclusi quelli sotto forma di trasferimenti di attività non monetarie, ricevuti per l'acquisto, la costruzione o l'acquisizione di attività immobilizzate (ad esempio, immobili, impianti e macchinari o attività immateriali) sono rilevati come risconti passivi, tra le altre passività, e accreditati a Conto economico su base sistematica lungo la loro vita utile.

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

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

Le passività fiscali differite sono rilevate in relazione alle differenze temporanee imponibili salvo che tale passività derivino dalla rilevazione iniziale dell'avviamento o in riferimento a differenze temporanee imponibili riferibili agli investimenti 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, le perdite fiscali o i 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 imposte sul reddito differite e anticipate sono compensate solo se esiste un diritto legalmente esercitabile di compensare le attività fiscali correnti con le passività fiscali correnti che si genereranno al momento del loro riversamento e se sono 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 che sia 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 e dell'IFRIC 23.

Di converso, se la Società ritiene che non sia probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale ai fini dell'imposta sul reddito, il Gruppo riflette l'effetto di tale incertezza avvalendosi del metodo che meglio prevede la risoluzione del trattamento fiscale incerto. La Società decide se prendere in considerazione ciascun trattamento fiscale incerto separatamente o congiuntamente a uno o più trattamenti fiscali incerti, scegliendo l'approccio che meglio prevede la soluzione dell'incertezza. Nel valutare se e in che modo l'incertezza incide sul trattamento fiscale, essa ipotizza che l'Autorità fiscale accetti o meno un trattamento fiscale incerto presumendo che la stessa, in fase di verifica, controllerà gli importi che ha il diritto di esaminare e che sarà a completa conoscenza di tutte le relative informazioni. La Società riflette l'effetto dell'incertezza nel determinare le imposte correnti e differite, usando il metodo del valore atteso o dell'importo più probabile, a seconda di quale metodo meglio prevede la soluzione dell'incertezza.

Poiché le posizioni fiscali incerte si riferiscono alla definizione di imposte sul reddito, 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 2023:

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

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

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

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

- ✓ "Amendments to IAS 8 - Definition of Accounting Estimates", emesso a febbraio 2021. Le modifiche hanno lo scopo di chiarire come distinguere tra cambiamenti nei principi contabili e cambiamenti nelle stime contabili. La definizione di cambiamenti nelle stime contabili è sostituita con la definizione di stime contabili intese come "importi monetari che in bilancio sono soggetti ad incertezza nella misurazione". Al fine di chiarire l’interazione tra un principio contabile ed una stima contabile, lo IAS 8 è stato modificato per affermare che un principio contabile potrebbe imporre di valutare alcune voci di bilancio a importi monetari che non possono essere osservati direttamente, e quindi devono essere stimati (dal momento che comportano incertezza nella misura). In tali circostanze, le stime contabili sono elaborate per conseguire l’obiettivo stabilito dal principio contabile, includendo l’uso di valutazioni e ipotesi basate sulle più recenti informazioni attendibili disponibili. Le modifiche spiegano come debbano essere utilizzati le tecniche di valutazione e gli input per sviluppare le stime contabili e stabilisce che tali tecniche comprendono sia tecniche di valutazione che di stima. Al fine di fornire una maggiore guida, le modifiche chiariscono come gli effetti su una stima contabile del cambiamento di un input o di una tecnica di valutazione sono cambiamenti nelle stime contabili, a meno che non derivino dalla correzione di errori di esercizi precedenti. Inoltre, i cambiamenti nelle stime contabili risultanti da nuove informazioni non sono correzioni di errori.

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

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

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

Per transazioni (e.g. leasing e fondi smantellamento) oggetto delle modifiche, è richiesto che le relative attività e passività differite siano rilevate dall'inizio del primo periodo comparativo presentato, con l'eventuale effetto cumulativo rilevato a rettifica degli utili portati a nuovo (o di altre componenti del patrimonio netto) a tale data. A tal riguardo, l'applicazione delle modifiche non ha comportato impatti significativi sugli "Utili portati a nuovo" nel patrimonio netto di apertura della Società al 1° gennaio 2022. Per ulteriori informazioni, si veda la Nota 5 "Effetti derivanti dall'introduzione di nuovi principi e policy contabili".

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

4. Informazioni finanziarie relative al clima

Il Gruppo Enel, di cui la Società fa parte, si posiziona come leader mondiale nella transizione energetica attraverso la decarbonizzazione della produzione di energia elettrica e l'elettrificazione dei consumi energetici.

In particolare, il Gruppo è pienamente impegnato nello sviluppo di un modello di business sostenibile di lungo termine, coerente con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi di raggiungere una riduzione delle emissioni di CO₂ e di contenere l'aumento medio della temperatura globale al di sotto di 2°C rispetto ai livelli preindustriali.

Sin dal 2019, il Gruppo ha ufficialmente ribadito questo impegno, rispondendo all'appello ad agire delle Nazioni Unite ed essendo l'unica azienda italiana a firmare l'impegno di limitare l'aumento delle temperature globali a 1,5°C e a raggiungere un bilancio nullo di emissioni gas serra.

Questi obiettivi rappresentano la base per il piano strategico 2022-2030 presentato a novembre 2021, che si fonda sulla leadership da parte del Gruppo Enel nel processo di transizione energetica attraverso l'elettrificazione dei consumi, nonché la decarbonizzazione del suo mix di generazione, orientandosi pertanto verso un modello di business che vede nella sostenibilità un pilastro fondamentale.

In tale contesto, il contributo di e-distribuzione S.p.A. alla transizione energetica, è focalizzato nelle tre grandi sfide del settore elettrico.

Per quanto riguarda la decarbonizzazione, e-distribuzione 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 più di 1.500.000 produttori per una potenza di connessione complessiva pari a circa 32 GW.

Inoltre, si sta lavorando a ripensare la catena del valore utilizzando approcci come quello della "Sustainability by design" e diventando assorbitori di CO₂ anche attraverso una progressiva decarbonizzazione della nostra filiera produttiva. Attraverso un approccio denominato "grid mining" si sta analizzando l'intera catena del valore degli asset di rete con l'obiettivo di migliorare la creazione di valore a lungo termine, utilizzando la rete come una "miniera" di materiali, che opportunamente rigenerati possano essere utilizzati come input per la produzione di nuovi asset di rete o di nuovi prodotti in altre filiere produttive. Il primo progetto di "grid mining" è stato il "Circular Smart Meter" avviato con l'obiettivo di ridurre l'impronta ambientale dei contatori di seconda generazione attraverso, per esempio, la rigenerazione a fine vita dei materiali che li compongono, a partire dalla plastica. Un altro dei principi fondamentali della Economia Circolare è il "circular by design", seguito per incorporare la circolarità

nella catena del valore degli asset sin dalla loro progettazione riducendo l'uso di materiali vergini, aumentando la resilienza della Supply Chain e limitando gli impatti ambientali, in primis le emissioni di gas climalteranti.

La seconda grande sfida è quella di abilitare l'elettrificazione dei consumi, associata ad una efficienza e qualità sempre maggiore, grazie ad uno sviluppo della rete di distribuzione in linea con le esigenze della clientela.

Anche la *Platformization*, terzo grande pilastro di azione di e-distribuzione, è di fondamentale importanza nella lotta ai cambiamenti climatici. In questo scenario che cambia, le risorse distribuite parteciperanno al mercato dell'energia e le reti di distribuzione avranno un ruolo centrale e sempre più proattivo come abilitatore e facilitatore, raccogliendo e interpretando le necessità dei clienti e dei produttori.

Per affrontare tutte queste sfide, si sta implementando un modello a "piattaforma", con due obiettivi: da un lato creare, con Grid Blue Sky, un ecosistema che metta a disposizione processi e soluzioni di business, per aumentare le performance economiche e di servizio al cliente. Dall'altro costruendo il nuovo modello della rete del futuro, che sarà il Grid Futurability, orientato a migliorare il contesto in cui viviamo, nel breve e lungo periodo. Con Grid Futurability l'innovazione diventa sistematica, digitalizzazione e automatizzazione rendono la rete sempre più resiliente e flessibile, ma al contempo il modello a piattaforma contribuisce a rendere le città più sostenibili e permette di fornire nuovi servizi in base ai diversi contesti territoriali urbani e rurali, massimizzando il valore per i clienti e la rete.

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

Nell'esercizio 2023 non si segnalano operazioni straordinarie di acquisizione o cessione rami d'azienda.

Informazioni sul Conto Economico

8. Ricavi – Euro 7.247.676 migliaia

La voce accoglie i ricavi rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRS 15 nonché altri ricavi; essi risultano così articolati:

Migliaia di euro

	2023	2022	2023-2022	
Ricavi trasporto energia elettrica:	6.449.387	6.154.325	295.062	5%
Ricavi trasporto energia (terzi)	3.321.183	2.840.250	480.933	17%
Ricavi trasporto energia (gruppo)	2.813.377	2.992.961	(179.584)	(6%)
Perequazioni	(167.558)	(84.032)	(83.526)	99%
Ricavi trasporto energia elettrica esercizi precedenti:	(6.856)	(27.818)	20.962	(75%)
<i>Ricavi trasporto energia esercizi precedenti (terzi)</i>	<i>(13.776)</i>	<i>(33.300)</i>	<i>19.524</i>	<i>(59%)</i>
<i>Ricavi trasporto energia esercizi precedenti (gruppo)</i>	<i>6.920</i>	<i>5.482</i>	<i>1.438</i>	<i>26%</i>
Ricavi da Abolizione Regulatory Lag	489.241	432.964	56.277	13%
Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori:	669.284	607.683	61.601	10%
Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati nel corso del tempo (terzi)	259.673	237.848	21.825	9%
Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati nel corso del tempo (gruppo)	179.265	164.012	15.253	9%
Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati in un determinato momento (terzi)	167.232	148.224	19.008	13%
Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati in un determinato momento (gruppo)	63.114	57.599	5.515	10%
Lavori in corso su ordinazione:	17.854	23.569	(5.715)	(24%)
Lavori e servizi in corso su ordinazione (terzi)	17.854	23.569	(5.715)	(24%)
Altre vendite e prestazioni:	85.212	83.563	1.649	2%
Ricavi da vendita beni (terzi)	28.165	25.101	3.064	12%
Ricavi da vendita beni (gruppo)	-	1.431	(1.431)	(100%)
Ricavi per prestazioni di servizi (terzi)	49.078	47.307	1.771	4%
Ricavi per prestazioni di servizi (gruppo)	7.969	9.724	(1.755)	(18%)
Ricavi per licenze d'uso:	59	12	47	>100%
Ricavi per licenze d'uso (terzi)	59	12	47	>100%
Locazione beni strumentali:	16.825	11.859	4.966	42%
Locazione beni strumentali (terzi)	16.825	11.859	4.966	42%
Altri ricavi:	9.055	5.628	3.427	61%
Ricavi da leasing operativo (terzi)	9.055	5.628	3.427	61%
Totale Ricavi	7.247.676	6.886.639	361.037	5%

I Ricavi da trasporto energia elettrica, complessivamente pari al 31 dicembre 2023 a euro 6.449.387 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”, normato con la Delibera ARERA n. 654/2015.

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 295.062 migliaia rispetto allo stesso periodo del 2022 (pari a euro 6.154.325 migliaia) essenzialmente in seguito:

- all'incremento dei ricavi trasporto energia, pari complessivamente a euro 301.349 migliaia (di cui euro 480.933 migliaia riferiti ai terzi, mitigati per euro 179.584 migliaia, dai minori ricavi trasporto energia da società del gruppo);
- all'incremento dei ricavi da abolizione regulatory lag, pari a euro 56.277 migliaia;
- al minor impatto negativo dei ricavi trasporto anni precedenti, pari a euro 20.962 migliaia.

Tali effetti risultano parzialmente compensati dalla riduzione dei ricavi da perequazione, pari complessivamente a euro 83.526 migliaia.

L'incremento dei ricavi trasporto (terzi e gruppo), pari a complessivi euro 301.349 migliaia è essenzialmente determinato dall'aumento dei ricavi fatturati nell'anno 2023 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 2023, come previsto dalle deliberazioni ARERA n. 720/22 e n. 721/22 pubblicate a dicembre 2022.

L'aumento dei ricavi da abolizione regulatory lag, pari a euro 56.277 migliaia, deriva essenzialmente dall'incremento della remunerazione degli investimenti determinato:

- dall'aumento degli investimenti;
- dall'incremento dei tassi deflatori utilizzati ai fini del calcolo, così come previsto dalla delibera ARERA n. 630/2023;
- dall'aumento del tasso di remunerazione del capitale investito come previsto dalla delibera ARERA n. 556/2023.

L'aumento dei ricavi trasporto energia esercizi precedenti, pari a euro 20.962 migliaia risulta principalmente determinato:

- dall'impatto positivo, pari a euro 36.896 migliaia della sopravvenienza sui ricavi da abolizione regulatory lag rilevata in seguito alla comunicazione dei dati RAB relativi all'esercizio precedente: nel 2023 essa è risultata positiva per euro 18.989 migliaia mentre nell'esercizio precedente, era negativa per euro 17.907 migliaia;
- minor 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 2023, in seguito alla pubblicazione delle tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura anno 2022 (definite con delibera ARERA n.154/2023/R/eel) essa è pari a euro 18.470 migliaia; al 31 dicembre 2022 la sopravvenienza passiva derivante dalla pubblicazione delle tariffe di riferimento anno precedente (definite con delibera ARERA n.153/2022/R/eel) era invece pari a euro 19.291 migliaia.

Tale incremento risulta in parte mitigato dalla rilevazione della sopravvenienza passiva relativa alla rettifica del saldo di Perequazione anno 2021 per la quota sharing infrastrutture, pari a euro 7.745 migliaia e dal saldo di perequazione di distribuzione, misura e trasmissione rilevati nell'esercizio 2023 rispetto all'anno precedente da ricalcolo CSEA, complessivamente pari a euro 8.438 migliaia.

L'aumento dei ricavi negativi da perequazione, pari a complessivi euro 83.526 migliaia, deriva:

- dalla riduzione della perequazione positiva dei costi usi propri (per euro 51.341 migliaia) diretta conseguenza del decremento del costo energia intervenuto nell'esercizio 2023;

- dal peggioramento della perequazione negativa sia della misura (per euro 18.155 migliaia), che del servizio di distribuzione (per euro 12.519 migliaia) per effetto dei maggiori ricavi fatturati rispetto ai ricavi ammessi;
- dalla riduzione della perequazione positiva dei costi di trasmissione (per euro 1.559 migliaia), in seguito ai maggiori ricavi derivanti dalla componente *tras* fatturati ai trader rispetto ai costi di trasmissione sostenuti dalla Società nel 2023.

Tali impatti sono stati in parte mitigati dall'incremento della perequazione eventi sismici centro Italia, pari a euro 48 migliaia.

I Contributi di connessione e altri diritti accessori verso terzi e altre società del gruppo, al 31 dicembre 2023 ammontano complessivamente a euro 669.284 migliaia (euro 607.683 migliaia al 31 dicembre 2022), in aumento di euro 61.601 migliaia rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è la diretta conseguenza dell'aumento delle attivazioni di connessione e delle altre prestazioni richieste dai clienti finali, traders e dai produttori nel corso dell'anno 2023, 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 2023, a complessivi euro 438.938 migliaia (euro 401.860 migliaia al 31 dicembre 2022), 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 2023, a complessivi euro 230.346 migliaia (euro 205.823 migliaia al 31 dicembre 2022), si riferiscono ad obbligazioni di fare adempiute 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).

I lavori in corso su ordinazione, pari a euro 17.854 migliaia (euro 23.569 migliaia al 31 dicembre 2022), 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 decremento di euro 5.715 migliaia rispetto ai valori dell'esercizio precedente.

Le altre vendite e prestazioni, pari al 31 dicembre 2022 a complessivi euro 85.212 migliaia (euro 83.563 migliaia al 31 dicembre 2022), si riferiscono per euro 77.243 migliaia a ricavi verso terzi e per euro 7.969 migliaia a ricavi verso le altre società del gruppo.

Le altre vendite e prestazioni verso terzi, pari a complessivi euro 77.243 migliaia (euro 72.654 migliaia al 31 dicembre 2022), si riferiscono prevalentemente:

- per euro 30.313 migliaia ai servizi aggiuntivi di misura a produttori e *traders* (euro 30.246 migliaia al 31 dicembre 2022);
- per euro 28.165 migliaia alla vendita a terzi di materiali e bobine (euro 25.101 migliaia al 31 dicembre 2022);
- per euro 6.402 migliaia a ricavi connessi a lavori di adeguamento dei sistemi protettivi e di automazione della rete AT per le cabine primarie di Terna S.p.A. (euro 4.450 migliaia al 31 dicembre 2022);

- per euro 4.332 migliaia a proventi per richieste di messa fuori servizio impianti (euro 4.579 migliaia al 31 dicembre 2022);
- per euro 3.718 migliaia a ricavi per servizi di mitigazione resi a Terna S.p.A. (euro 5.530 migliaia al 31 dicembre 2022);
- per euro 2.089 migliaia a rimborsi danni ad apparecchi di misura (euro 1.553 migliaia al 31 dicembre 2022).

Le altre vendite e prestazioni verso società del gruppo, pari a euro 7.969 migliaia (euro 10.912 migliaia al 31 dicembre 2022), si riferiscono prevalentemente:

- per euro 3.245 migliaia a ricavi verso Servizio Elettrico Nazionale essenzialmente per rimborsi di prelievi irregolari e danni ad apparecchi di misura (euro 5.257 migliaia al 31 dicembre 2022);
- per euro 2.067 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 1.673 migliaia al 31 dicembre 2022);
- per euro 1.539 migliaia (euro 858 migliaia al 31 dicembre 2022) a ricavi verso Enel Energia per servizi di misura e per rimborsi di prelievi irregolari e per danni ad apparecchi di misura;
- per euro 834 migliaia per servizi di manutenzione sugli impianti di illuminazione pubblica verso la società Enel Sole (euro 1.111 migliaia al 31 dicembre 2022);
- per euro 188 migliaia (euro 242 migliaia al 31 dicembre 2022) a ricavi verso Enel Grids S.r.l. relativi a prestazioni di servizi amministrativi, di supporto tecnico e logistica.

I ricavi per licenze d'uso pari, al 31 dicembre 2023, a euro 59 migliaia (euro 12 migliaia al 31 dicembre 2022) si riferiscono alle fee ricevute dalla società Gridspertise per la concessione di licenze d'uso, a titolo non esclusivo, di beni immateriali di proprietà della Società.

I ricavi per locazioni di beni strumentali, pari a complessivi euro 16.825 migliaia (euro 11.859 migliaia al 31 dicembre 2022), 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 9.055 migliaia (euro 5.628 migliaia al 31 dicembre 2022), 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.

8.1 Informazioni disaggregate sui ricavi

Nella seguente tabella è evidenziata la ripartizione dei ricavi per area geografica:

Migliaia di euro	2023	2022
Italia	7.219.561	6.884.941
Gran Bretagna	27.921	6.540
Spagna	43	(8.364)
Romania	96	2.766
Svizzera	1	-
Altri	54	756
Totale	7.247.676	6.886.639

Nella tabella seguente sono invece riepilogate le informazioni relative agli obblighi di performance della Società relativi ai ricavi da contratti con i clienti:

Migliaia di euro	2023	Point in Time	Over Time	Totale
Ricavi trasporto energia elettrica:		-	6.449.387	6.449.387
Ricavi trasporto energia elettrica (terzi)		-	3.321.183	3.321.183
Ricavi trasporto energia elettrica (gruppo)		-	2.813.377	2.813.377
Perequazioni		-	(167.558) -	167.558
Ricavi trasporto energia elettrica esercizi precedenti:		-	(6.856) -	6.856
<i>Ricavi da trasporto energia elettrica esercizi precedenti (terzi)</i>		-	6.920	6.920
<i>Ricavi da trasporto energia elettrica esercizi precedenti (gruppo)</i>		-	(13.776) -	13.776
Ricavi da Abolizione Regulatory Lag		-	489.241	489.241
Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori:	230.346	438.938	669.284	
di cui Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati nel corso del tempo (terzi)		-	259.673	259.673
di cui Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati nel corso del tempo (gruppo)		-	179.265	179.265
di cui Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati in un determinato momento (terzi)	167.232		-	167.232
di cui Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati in un determinato momento (gruppo)	63.114		-	63.114
Lavori in corso su ordinazione:	10.450	7.404	17.854	
Lavori in corso su ordinazione (terzi)	10.450	7.404		17.854
Lavori in corso su ordinazione (gruppo)	-	-	-	-
Altre vendite e prestazioni:	51.412	33.800	85.212	
Ricavi da vendita beni (terzi)	28.165		-	28.165
Ricavi per prestazioni di servizi (terzi)	18.620	30.458		49.078
Ricavi per prestazioni di servizi (gruppo)	4.627	3.342		7.969
Locazioni beni strumentali:		16.825	16.825	
Locazioni beni strumentali (terzi)	-	16.825		16.825
Ricavi per licenze d'uso	59	-		59
Ricavi per licenze d'uso (terzi)	59	-		59
TOTALE	292.267	6.946.354	7.238.621	

8.2 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 conessione, ai lavori in corso su ordinazione, alle altre vendite e prestazioni e alle locazioni beni strumentali:

Migliaia di euro	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Crediti inclusi tra i "Crediti commerciali"	3.708.666	1.629.402
di cui Crediti inclusi tra i Crediti commerciali (terzi)	2.941.514	1.515.809
di cui Crediti inclusi tra i Crediti commerciali (gruppo)	767.152	113.593
Attività derivanti da contratti con i clienti	13	13
di cui Crediti per Lavori in corso su ordinazione (terzi)	13	13
di cui Crediti per Lavori in corso su ordinazione (gruppo)	-	-
Passività contrattuali non correnti:	(3.013.779)	(3.129.227)
di cui Risconti passivi su connessioni alla rete e altri diritti accessori (terzi)	(1.626.388)	(1.700.228)
di cui Risconti passivi su connessioni alla rete e altri diritti accessori (gruppo)	(1.122.872)	(1.194.194)
di cui Risconti passivi altri (terzi)	(264.519)	(234.805)
di cui Risconti passivi altri (gruppo)	-	-
Passività contrattuali correnti:	(1.296.210)	(1.048.331)
di cui Debiti per Lavori in corso su ordinazione (terzi)	(16.839)	(14.733)
di cui Debiti per Lavori in corso su ordinazione (gruppo)	-	-
di cui Acconti su connessioni alla rete e altri diritti accessori (terzi)	(759.272)	(544.378)
di cui Acconti su connessioni alla rete e altri diritti accessori (gruppo)	(29.965)	(52.299)
di cui Acconti altri (terzi)	(10.018)	(4.468)
di cui Acconti altri (gruppo)	-	-
di cui Risconti passivi su connessioni alla rete e altri diritti accessori (terzi)	(276.411)	(247.472)
di cui Risconti passivi su connessioni alla rete e altri diritti accessori (gruppo)	(186.766)	(170.274)
di cui Risconti passivi altri (terzi)	(16.939)	(14.707)
di cui Risconti passivi altri (gruppo)	-	-
TOTALE	(601.310)	(2.548.143)

I crediti commerciali sopra esposti presentano complessivamente un aumento, rispetto all'esercizio precedente, pari a euro 2.079.264 migliaia, riconducibile all'incremento dei crediti verso terzi per euro 1.425.705 migliaia e di quelli verso il gruppo, per euro 653.559 migliaia (in particolare, per euro 548.083 migliaia verso Enel Energia S.p.A. e per euro 120.784 migliaia verso Servizio Elettrico Nazionale, in parte compensati dalla riduzione, in seguito ad incasso, dei crediti verso Enel Grids, pari a euro 2.893 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 2023, previsto dalle delibere n. 720/22 e n. 721/22 ARERA e al ripristino, per l'esercizio 2023, delle componenti Asos e Arim;
- al minor impatto delle svalutazioni operate sui crediti commerciali al 31 dicembre 2023, pari complessivamente a euro 93.406 migliaia;
- all'incremento dei crediti per ricavi da abolizione *regulatory lag* pari a euro 835.831 migliaia.

Tali impatti sono stati parzialmente compensati dal maggior volume, rispetto al 31 dicembre 2022, delle operazioni di cessione pro-soluto dei crediti commerciali, pari a euro 469.125 migliaia.

Per maggiori dettagli si rinvia alla nota n. 29 "Crediti commerciali".

Le attività da contratti con la clientela riguardano esclusivamente lavori in corso su ordinazione. Al 31 dicembre 2023 esse ammontano ad euro 13 migliaia.

Le passività contrattuali non correnti, pari ad euro (3.013.779) migliaia, accolgono essenzialmente i risconti passivi su connessioni alla rete ed altri diritti accessori (per complessivi euro (2.749.260) migliaia) e i risconti passivi altri, relativi ai diritti di appoggio della fibra ottica (per complessivi euro (264.519) 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 2023, una riduzione pari ad euro 145.162 migliaia determinata dai rilasci delle quote di competenza del periodo (pari a euro 438.937 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 45.430 migliaia). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalle nuove connessioni "over time" realizzate nell'esercizio 2023 (pari a euro 339.205 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 2022, un aumento di euro 29.714 migliaia riconducibile all'IRU relativa alle nuove tratte di infrastruttura elettrica messa a disposizione agli operatori della telefonia nel corso del 2023 (pari a euro 47.850 migliaia) e da altre variazioni positive (pari a euro 6 migliaia). Tali effetti sono parzialmente compensati dai rilasci delle quote di competenza del periodo (pari a euro 15.910 migliaia) e 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 2.232 migliaia).

Le passività contrattuali correnti, pari ad euro (1.296.210) migliaia, accolgono essenzialmente:

- debiti per lavori in corso su ordinazione (pari a euro (16.839) migliaia);
- acconti su connessioni alla rete ed altri diritti accessori (pari a complessivi euro (789.237) migliaia);
- acconti diversi (pari a euro (10.018) migliaia);
- risconti passivi su connessioni alla rete ed altri diritti accessori (per complessivi euro (463.177) migliaia);
- risconti passivi altri, riferiti ai diritti di appoggio della fibra ottica (pari a euro (16.939) migliaia).

Gli acconti su connessioni alla rete ed altri diritti accessori si riferiscono per euro 759.272 migliaia ad acconti verso terzi e per euro 29.965 migliaia ad acconti verso società del gruppo (principalmente verso la società Enel Energia, per euro 27.135 migliaia, e verso Servizio Elettrico Nazionale, per euro 1.277 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 192.560 migliaia, è sostanzialmente riconducibile alle maggiori richieste di connessioni, sia da clienti finali e traders che da produttori, pervenute nel 2023.

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.

8.3 Performance Obligations

Di seguito si fornisce l'informativa sulle "performance obligation" sottostanti le principali tipologie di ricavi:

- 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 adempiuta 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.

9. Altri proventi operativi – Euro 362.506 migliaia

Il dettaglio degli altri proventi operativi è riportato di seguito:

Migliaia di euro	2023	2022	2023-2022
Contributi in conto impianti:	18.776	19.868	(1.092) (5%)
Contributi in conto impianti, esercizio e per elettrificazione rurale (terzi)	18.776	19.868	(1.092) (5%)
Plusvalenze da alienazione:	3.908	1.491	2.417 >100%
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali (terzi)	3.908	1.491	2.417 >100%
Rimborsi per danni ad impianti e simili:	14.319	6.739	7.580 >100%
Rimborsi per danni ad impianti e simili (terzi)	14.319	6.739	7.580 >100%
Personale distaccato:	(29)	1.145	(1.174) (>100%)
Personale distaccato (gruppo)	(29)	1.145	(1.174) >100%
Canoni e locazioni varie:	3	14	(11) (79%)
Canoni e locazioni varie (terzi) - no IFRS 16	3	14	(11) (79%)
Vendita materiali vari	571	109	462 >100%
Penalità e altre rettifiche da fornitori	22.888	19.030	3.858 20%
Premio continuità del servizio	34.255	41.112	(6.857) (17%)
Altri proventi connessi al business elettrico	15.272	40.536	(25.264) (62%)
Reintegro Oneri di Sistema	1.892	18.331	(16.439) (90%)
Reintegro Oneri di Rete	(1.232)	6.246	(7.478) >100%
Premio resilienza	8.935	535	8.400 >100%
Perequazione delta perdite positiva	5.677	15.423	(9.746) (63%)
Contributi da CSEA per Titoli efficienza energetica	230.914	171.493	59.421 35%
Altri	21.629	16.243	5.386 33%
Altri (terzi)	21.590	16.243	5.347 33%
Altri (gruppo)	39	0	39 100%
Totale	362.506	317.780	44.726 14%

I ricavi per i contributi in conto impianti, esercizio e per elettrificazione rurale sono pari a euro 18.776 migliaia (euro 19.868 migliaia al 31 dicembre 2022) 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 3.908 migliaia (euro 1.491 migliaia al 31 dicembre 2022) e sono sostanzialmente connesse a vendite di trasformatori di cabina primaria e automezzi speciali.

I rimborsi per danni a impianti e simili, pari a euro 14.319 migliaia (euro 6.739 migliaia al 31 dicembre 2022), si riferiscono ai rimborsi assicurativi riconosciuti dalle compagnie assicuratrici a fronte del danneggiamento di alcuni impianti per eventi eccezionali. L'incremento, pari a euro 7.580 migliaia, è sostanzialmente riconducibile ai rimborsi assicurativi ricevuti per i danni agli impianti causati dall'alluvione del 16 maggio 2023 in Emilia-Romagna (pari a euro 10.000 migliaia).

I ricavi per personale distaccato, pari ed euro (29) migliaia (euro 1.145 migliaia al 31 dicembre 2022), si riferiscono ai proventi connessi a distacchi del personale di e-distribuzione S.p.A. presso alcune società del gruppo. Essi

presentano una riduzione di euro 1.174 migliaia, essenzialmente per la scadenza dei contratti di distacco in essere e al mancato rinnovo degli stessi.

I canoni e locazioni varie, pari a euro 3 migliaia (euro 14 migliaia al 31 dicembre 2022), 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 571 migliaia (euro 109 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 22.888 migliaia (euro 19.030 migliaia al 31 dicembre 2022) presentano un incremento pari a euro 3.858 migliaia, dovuto ad un aumento delle penalità applicate per inadempienze contrattuali ai fornitori di materiali (per euro 2.269 migliaia) e per le violazioni delle norme in materia di salute e sicurezza (per euro 1.160 migliaia).

Il premio sulla continuità del servizio accoglie la stima del premio spettante a e-distribuzione S.p.A., nell'esercizio 2023, ai sensi del 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 (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).

Al 31 dicembre 2022 il valore del premio sulla continuità del servizio accoglieva la stima del premio spettante ad e-distribuzione S.p.A. per i recuperi di continuità del servizio realizzati nel 2022 (euro 39.200 migliaia) e l'integrazione dei premi sulla continuità del servizio ai sensi del titolo IV e del titolo VI relativi all'esercizio 2021, determinata a seguito della Deliberazione ARERA n. 622/2022 (euro 1.912 migliaia).

La riduzione della stima dei premi titolo IV rilevata nel 2023 rispetto all'esercizio precedente è sostanzialmente imputabile ad un peggioramento degli indicatori di durata e del numero di interruzioni, a causa dei fenomeni metereologici rilevanti occorsi nel 2023, concentrati nei mesi estivi, sia sotto forma di ondate di calore che di fenomeni temporaleschi violenti.

Si rinvia alla Nota di commento n.14 per l'analisi dei costi per penali e indennizzi sulla continuità del servizio.

Gli altri proventi connessi al business elettrico, pari a euro 15.272 migliaia (euro 40.536 migliaia al 31 dicembre 2022) presentano una riduzione di euro 25.264 migliaia. In particolare, tale variazione riguarda essenzialmente:

- per euro 16.439 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 7.478 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 9.746 migliaia, alla 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 2022 (periodo 2017-2021).

Tali impatti sono stati parzialmente mitigati dall'incremento, pari a euro 8.400 migliaia, dei premi resilienza relativi ai lavori completati nel 2023.

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 230.914 migliaia (euro 171.493 migliaia al 31 dicembre 2022), 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.

Al 31 dicembre 2022 si riferivano per il periodo 01.01.2022-31.05.2022 ai titoli acquistati e maturati sui progetti nel corso del 2022 per la copertura di almeno del 60% dell'obbligo 2021, oltre alla quota restante dell'obbligo 2019. Per il periodo 01.06.2022-31.12.2022, i contributi si riferiscono ai titoli acquistati per contribuire alla copertura del 60% dell'obbligo 2022, oltre alla quota restante del residuo 2020 non adempiuto.

L'incremento, pari a euro 59.421 migliaia, deriva essenzialmente da maggiori volumi di titoli acquistati rispetto all'esercizio precedente.

Gli Altri ricavi e proventi, complessivamente pari ad euro 21.629 migliaia (euro 16.243 migliaia al 31 dicembre 2022) presentano un incremento pari a euro 5.386 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), altri ricavi (pari a euro 6.557 migliaia) e rimborsi vari ottenuti da terzi, clienti e dipendenti (pari a euro 3.720 migliaia).

10. Materie prime e materiali di consumo – Euro 789.269 migliaia

Il dettaglio delle materie prime e materiali di consumo è riportato nel prospetto seguente:

Migliaia di euro	2023	2022	2023-2022
Acquisto energia:	41.705	92.847	(51.142) (55%)
Acquisto energia (gruppo)	42.693	94.034	(51.341) (55%)
Acquisto energia esercizi precedenti:	(988)	(1.187)	199 (17%)
Conguagli e revisioni di stime acquisto energia esercizi precedenti (gruppo)	(988)	(1.187)	199 (17%)
Acquisto di materiali e apparecchi vari:	700.803	923.143	(222.340) (24%)
Acquisto di materiali e apparecchi vari (terzi)	699.559	697.327	2.232 0%
Acquisto di materiali e apparecchi vari (gruppo)	1.244	225.816	(224.572) (99%)
Variazione rimanenze materiali	46.761	(242.181)	288.942 (>100%)
Totale	789.269	773.809	15.460 2%
<i>di cui capitalizzati</i>	(683.641)	(627.314)	(56.327) 9%

I costi per materie prime e materiali di consumo utilizzati presentano, al 31 dicembre 2023, un incremento complessivo di euro 15.460 migliaia riconducibile, per euro 66.602 milioni, all'incremento degli acquisti di materiali (compreso l'effetto della variazione delle rimanenze), in parte compensato dalla riduzione dei costi di acquisto energia elettrica per usi propri, pari a euro 51.142 migliaia.

In particolare, l'incremento degli acquisti di materiali (compreso l'effetto della variazione delle rimanenze), pari a euro 66.602 migliaia, è la conseguenza diretta della variazione delle rimanenze (in aumento di euro 288.942 migliaia), in parte compensata dai minori costi per acquisto di materiali (pari complessivamente a euro 222.340 migliaia). Tali impatti sono stati determinati dai minori acquisti di materiali destinati alle reti di media e bassa tensione e dal maggior impiego del materiale presente a magazzino per gli investimenti del 2023 (principalmente per il PNRR), in parte mitigati dall'aumento delle giacenze dei materiali della misura, in seguito, sia ad un incremento dei prezzi che dei quantitativi in giacenza al 31 dicembre 2023.

Gli acquisti di energia elettrica per usi propri, pari a euro 42.693 migliaia (euro 94.034 migliaia al 31 dicembre 2022) 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 51.341, è sostanzialmente dovuto alla riduzione intervenuta nei prezzi di acquisto energia (PAU) nell'anno 2023 rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente.

11. Servizi – Euro 2.707.113 migliaia

Il dettaglio dei costi per servizi è riportato nel prospetto seguente:

Migliaia di euro	2023	2022 ^(*)	2023-2022
Trasporto energia elettrica:	1.752.741	1.665.010	87.731 5%
Trasporto energia elettrica (terzi)	1.752.698	1.664.453	88.245 5%
Trasporto energia elettrica esercizi precedenti (terzi)	43	557	(514) (92%)
Spese telefoniche, postali e servizi informatici:	161.556	152.310	9.246 6%
Spese telefoniche, postali e servizi informatici (terzi)	38.683	43.227	(4.544) (11%)
Spese telefoniche, postali e servizi informatici (gruppo)	122.873	109.083	13.790 13%
Servizi per manutenzione e riparazione impianti:	294.106	234.371	59.735 25%
Servizi per manutenzione e riparazione impianti (terzi)	294.106	234.371	59.735 25%
Servizi per la connessione alla rete e altre attività correlate	7.693	4.511	3.182 71%
Vigilanza, pulizia e altri costi di edificio:	65.440	77.619	(12.179) (16%)
Vigilanza, pulizia e altri costi di edificio (terzi)	1.507	1.409	98 7%
Vigilanza, pulizia e altri costi di edificio (gruppo)	63.933	76.210	(12.277) (16%)
Management fee e altri servizi di coordinamento (gruppo)	65.977	64.860	1.117 2%
Amministrazione del personale, service amministrativo e acquisti (gruppo)	17.694	16.414	1.280 8%
Provvidigioni e commissioni	467	456	11 2%
Trasporto, immagazzinaggio e deposito	39.769	37.106	2.663 7%
Costi per assicurazioni:	25.207	24.961	246 1%
Costi per assicurazioni (terzi)	21.524	21.137	387 2%
Costi per assicurazioni (gruppo)	3.683	3.824	(141) (4%)
Servizi connessi alla gestione di autoveicoli e altri servizi al personale - Gruppo	434	563	(129) (23%)
Servizi e altre spese connesse al personale	7.659	8.194	(535) (7%)
Prestazioni professionali e tecniche	24.721	22.497	2.224 10%
Servizi di ristorazione (gruppo)	28.854	25.874	2.980 12%
Personale distaccato (gruppo)	1.654	2.188	(534) (24%)
Accantonamenti e rilasci al fondo rischi ed oneri	75.089	29.326	45.763 156%
Altri servizi relativi al business dell'energia elettrica	31	-	31 100%
Altri costi per servizi:	38.894	36.179	2.715 8%
Altri costi per servizi (terzi)	28.479	24.579	3.900 16%
Altri costi per servizi (gruppo)	10.415	11.600	(1.185) (10%)
Costi per godimento beni di terzi			
Affitti e locazioni:	13.842	14.183	(341) (2%)
Affitti e locazioni (terzi)	1.263	1.283	(20) (2%)
Affitti e locazioni (gruppo)	12.579	12.900	(321) (2%)
Canoni di noleggio:	13.878	11.135	2.743 25%
Noleggio autoveicoli e mezzi operativi	11.791	8.240	3.551 43%
Noleggio autoveicoli e mezzi operativi - short term	2.087	2.895	(808) (28%)
Altri canoni e costi (terzi)	71.407	66.584	4.823 7%
Altri canoni e costi (gruppo)	-	14	(14) (100%)
Totale	2.707.113	2.494.355	212.741 9%
<i>di cui capitalizzati</i>	(24.400)	(23.076)	(1.324) 6%

^(*) Sul 2022 i costi verso Gridspertise S.r.l., per la fornitura di 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, pari a euro 3.413 migliaia, sono stati ricollocati dalla voce Management fee e altri servizi di coordinamento (gruppo) alla voce Altri costi per servizi (terzi).

I costi per servizi, al 31 dicembre 2023, sono pari a euro 2.707.113 migliaia (euro 2.494.355 migliaia al 31 dicembre 2022) e presentano un incremento di euro 212.741 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 87.731 migliaia, è sostanzialmente dovuto all'incremento delle tariffe di trasmissione da riconoscere a Terna S.p.A. per l'anno 2023, previsto dalla delibera n. 719/2022 ARERA.

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 9.246 migliaia, in seguito all'incremento di quelle verso società del gruppo (pari a euro 13.790 migliaia), in parte mitigato dal decremento di quelle verso terzi (pari a euro 4.544 migliaia). In particolare, l'aumento delle spese telefoniche, postali e servizi informatici verso terzi è sostanzialmente determinato dalla rinegoziazione di contratti effettuata nel corso del 2023.

I costi di manutenzione e riparazione impianti, pari a euro 294.106 migliaia (euro 234.371 migliaia al 31 dicembre 2022), 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 59.735 migliaia, è essenzialmente conseguenza dei maggiori interventi di riparazione a seguito di guasti (circa euro 36.055 migliaia) e per i maggiori interventi di manutenzione preventiva (circa euro 17.432 migliaia) effettuati nell'esercizio 2023 rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. In particolare, sul 2023, hanno pesato sui guasti gli eventi meteo emergenziali dell'alluvione in Emilia-Romagna nel mese di maggio, le ondate di calore nel mese di luglio e l'alluvione in Toscana nel mese di novembre.

La voce Servizi per la connessione alla rete e altre attività correlate, pari a euro 7.693 migliaia, accoglie essenzialmente costi verso fornitori di servizi di disattivazione e riattivazione connessione alla rete, allacci di forniture stagionali e/o temporanee. In particolare, l'incremento, pari a euro 3.182 migliaia, è strettamente correlato all'aumento delle richieste di connessione ricevute.

La voce Vigilanza, pulizia e altri costi di edificio, pari a euro 65.440 migliaia, si riferisce per euro 1.507 migliaia per costi verso terzi e per euro 63.933 migliaia per costi verso la società Enel Italia. In particolare, il decremento dei costi verso Enel Italia, pari a euro 12.277 migliaia, è sostanzialmente dovuto ai minori costi di "facility" del 2023 connessi ad un piano di riorganizzazione delle sedi di lavoro (per circa euro 8.954 migliaia) e ai minori addebiti per il recupero dei costi delle utenze -energia e gas- pari a euro 2.842 migliaia.

La voce Management fee e altri servizi (gruppo), pari ad euro 65.977 migliaia, accoglie essenzialmente i costi per "managerial services" prestati dalla capogruppo e quelli per "technical fee" per i servizi ricevuti sia dalla controllante che da alcune società del gruppo. In particolare:

- euro 17.143 migliaia (euro 14.967 migliaia nel 2022) 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, Innovazione e Sostenibilità, Affari Europei e Audit;
- euro 19.480 migliaia (euro 20.085 migliaia nel 2022) di costi verso Enel Italia S.p.A. per la fornitura di servizi operativi di staff: Legale e Segreteria Societaria, Affari Istituzionali, Fiscale, Finanza e Controllo, Audit, Regolamentazione e Antitrust e Sostenibilità, Risorse Umane e People Care;
- euro 29.354 migliaia (euro 29.808 migliaia nel 2022) verso Enel Grids S.r.l. per la fornitura di servizi tecnici nell'area Infrastrutture e Reti: 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 e servizi di Global procurement 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) aumenta per euro 1.280 migliaia essenzialmente per il l'aumento dei costi del service amministrativo, per euro 588 migliaia, e dei costi per amministrazione del personale pari auro 692 migliaia.

La voce Trasporto, immagazzinaggio e deposito presenta un incremento di euro 2.663 migliaia rispetto all'esercizio precedente essenzialmente per i maggiori costi di noleggio mezzi di trasporto (pari a euro 1.191 migliaia).

La voce Costi per assicurazioni, pari complessivamente a euro 25.207 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 lieve incremento pari a euro 246 migliaia.

La voce Servizi e altre spese connesse al personale, pari a euro 7.659 migliaia (pari a euro 8.194 nel 2022) presenta un incremento di euro 535 migliaia per minori costi delle trasferte e dei viaggi del personale.

La voce Prestazioni professionali e tecniche, pari a euro 24.721 migliaia (euro 22.497 migliaia al 31 dicembre 2022), presenta un incremento di euro 2.224 migliaia rispetto all'esercizio precedente principalmente per il maggior ricorso a terzi per la certificazione del passaggio della fibra ottica sulle reti di distribuzione di media e bassa tensione (incremento di euro 2.163 migliaia rispetto all'esercizio precedente).

La voce Servizi di ristorazione (gruppo), pari a euro 28.854 migliaia (euro 25.874 migliaia al 31 dicembre 2022), presenta un incremento di euro 2.980 migliaia rispetto all'esercizio precedente principalmente per i maggiori costi per ristorazione sostenuti nel 2023 in seguito alla revisione degli accordi regionali sui ticket e per il maggior ricorso ai ticket rispetto alle mense.

L'accantonamento netto al fondo rischi ed oneri, pari a euro 75.089 migliaia, riflette gli accantonamenti effettuati nel 2023, pari complessivamente a euro 75.868 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 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 2023, pari complessivamente a euro 779 migliaia.

La voce Altri servizi relativi al business dell'energia elettrica, pari a euro 31 migliaia, accoglie attività di supporto specialistico in materia di sicurezza informatica.

Gli Altri costi per servizi aumentano complessivamente di euro 2.715 migliaia, essenzialmente per l'incremento di euro 3.900 migliaia degli Altri costi per servizi terzi, compensati da una riduzione di euro 1.185 migliaia di quelli verso gruppo. In particolare, l'incremento degli Altri costi per servizi terzi è dovuta principalmente ai maggiori costi per smaltimento rifiuti speciali (pari a euro 1.462 migliaia), per servizi forniti da Gridspertise (pari a euro 880 migliaia), per prestazioni di lavoro interinale (pari a euro 872 migliaia), per acquisizione di servizi informatici (customer satisfaction, app IO, servizi social) da partner esterni (pari a euro 694 migliaia).

Le voci "Affitti e locazioni", "Canoni di noleggio" e "Altri 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 3.551 migliaia, riflette i maggiori costi per noleggi temporanei di attrezzature industriali (solitamente gruppi elettrogeni) effettuati nel corso del 2023.

L'aumento della voce Altri canoni e costi (terzi), pari a euro 4.822 migliaia, è la conseguenza dell'incremento, pari a euro 6.459 migliaia, del canone unico patrimoniale per l'adeguamento tariffario intervenuto nel 2023 parzialmente compensato dai minori canoni di attraversamento pagati a terzi nell'esercizio 2023 (per euro 1.170 migliaia).

12. Costo del personale – Euro 1.138.809 migliaia

Nel prospetto seguente è riportato il dettaglio del costo del personale:

Migliaia di euro	Note	2023	2022	2023-2022
Salari e stipendi		809.570	767.002	42.568 6%
Oneri sociali		245.665	244.062	1.603 1%
Benefici successivi al rapporto di lavoro	40	49.099	46.443	2.656 6%
Altri benefici a lungo termine	40	3.651	(3.725)	7.376 (>100%)
Altri costi	41	28.783	(25.123)	53.906 (>100%)
Accantonamenti e rilasci al fondo vertenze contenzioso	41	2.041	1.851	190 10%
Totale		1.138.809	1.030.510	108.299 11%
<i>di cui capitalizzati</i>		<i>(500.567)</i>	<i>(503.981)</i>	<i>3.414 (1%)</i>

I costi del personale, al 31 dicembre 2023, presentano un aumento complessivo di euro 108.299 migliaia rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

L'aumento delle voci "Salari e stipendi" e "Oneri sociali", pari a complessivi euro 44.171 migliaia, è sostanzialmente riconducibile all'aumento delle retribuzioni per effetto delle assunzioni e dei passaggi di categoria (pari a circa euro

39.749 migliaia) e dell'incremento delle indennità e rimborsi (per circa euro 5.173 migliaia); tali impatti sono stati in parte mitigati dai minori straordinari effettuati dal personale impiegato ed operaio (per circa euro 2.803 migliaia).

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 2023, è pari a euro 43.939 migliaia (euro 47.204 migliaia al 31 dicembre 2022) mentre il costo dei piani a benefici definiti, alla stessa data, risulta complessivamente pari a euro 1.895 migliaia (euro 2.504 migliaia al 31 dicembre 2022). I piani a benefici definiti in essere al 31 dicembre 2023 si riferiscono principalmente ai costi per assistenza sanitaria ASEM (per euro 1.271 migliaia), per Indennità Mensilità Aggiuntive – IMA (per euro 580 migliaia), per Indennità Sostitutive del Preavviso – ISP (per euro 34 migliaia) e per Indennità aggiuntiva contributi FOPEN (per euro 10 migliaia).

La voce “Altri benefici a lungo termine”, per euro 3.651 migliaia, accoglie i costi legati al piano Premio di Fedeltà, per euro 2.867 migliaia (negativi per euro 4.610 migliaia al 31 dicembre 2022) e il costo dei Piani di incentivazione della business line Enel Grids, pari a euro 784 migliaia (euro 885 migliaia al 31 dicembre 2022). L’incremento intervenuto nei costi del Premio di Fedeltà è da attribuire principalmente alla rilevazione, al 31 dicembre 2023, di perdite attuariali pari a euro 1.831 migliaia, in seguito all’aggiornamento delle ipotesi attuariali effettuato per tener conto del mutato contesto macroeconomico.

La variazione in aumento degli “Altri costi”, pari a euro 53.906 migliaia, è essenzialmente connessa all’iscrizione al 31 dicembre 2023, di circa euro 3.286 migliaia di perdite attuariali nette (portate ad integrazione dei costi del personale) mentre nell’esercizio precedente la Società aveva rilevato utili attuariali a rettifica dei costi del personale, per circa euro 48.709 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 2023 essi risultano complessivamente pari a euro 1.851 migliaia e riflettono accantonamenti per euro 2.848 migliaia e rilasci per euro 807 migliaia.

Per maggiori dettagli si rinvia alla nota n. 41 “Fondi per rischi e oneri”.

La consistenza del personale al 31 dicembre 2023 è pari a 15.663 unità e ha evidenziato un incremento di 54 unità (15.609 unità nel 2022). 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 2023:

	Consistenza media		Consistenza	
	2023	2022	2023-2022	al 31 dicembre 2023
Dirigenti	102	97	5	102
Quadri	1.028	960	68	1.082
Impiegati (*)	7.512	7.212	300	7.386
Operai	7.138	6.854	284	7.093
TOTALE	15.780	15.123	657	15.663

(*) di cui 10 impiegati in Apprendistato Duale

13. Ammortamenti e impairment - Euro 1.457.303 migliaia

Gli ammortamenti e impairment sono composti come evidenziato nella tabella seguente:

Migliaia di euro	2023	2022	2023-2022
Ammortamento delle attività materiali	1.278.241	1.204.712	73.529 6%
Ammortamento delle attività immateriali	96.685	93.352	3.333 4%
Impairment	94.410	97.710	(3.300) (3%)
Ripristini delle perdite di valore	(12.033)	(37.889)	25.856 (68%)
TOTALE Ammortamenti e Impairment	1.457.303	1.357.885	99.418 7%

Gli ammortamenti delle attività materiali, pari a euro 1.278.241 migliaia, si riferiscono per euro 1.219.882 migliaia all'ammortamento dei beni di proprietà e per euro 58.358 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 76.862 migliaia, è la conseguenza:

- dell'aumento, pari a euro 73.529 migliaia, degli ammortamenti delle attività materiali (di cui euro 71.031 migliaia riferiti alla variazione in aumento dell'ammortamento dei beni di proprietà, ed euro 2.498 migliaia per l'incremento degli ammortamenti delle attività materiali in leasing);
- dell'aumento, pari a euro 3.333 migliaia, degli ammortamenti delle attività immateriali.

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 2023.

Al 31 dicembre 2023 la svalutazione dei crediti commerciali presenta un decremento, pari a euro 3.300 migliaia, essenzialmente per l'iscrizione, al 31 dicembre 2022, di maggiori svalutazioni di crediti commerciali verso traders rispetto allo stesso periodo dell'anno corrente.

La tabella di seguito riportata evidenzia la composizione degli impairment e dei ripristini di valore:

Migliaia di euro	Note	2023	2022	2023-2022
Impairment:				
Immobili, impianti e macchinari	20-21	2	37	(35)
Crediti commerciali	29	44.570	74.598	(30.028)
Altri crediti		49.838	23.075	26.763
Totale Impairment		94.410	97.710	(3.300)
Ripristini delle perdite di valore				
Crediti commerciali	29	(11.975)	(37.888)	25.913
Altri crediti		(58)	(1)	(57)
Totale Ripristini delle perdite di valore		(12.033)	(37.889)	25.856

Per maggiori dettagli si rinvia alle note n. 50 "Strumenti Finanziari per categoria" e n. 51 "Risk management".

14. Altri costi operativi – Euro 610.746 migliaia

Il dettaglio degli Altri costi operativi è riportato nel prospetto seguente:

Migliaia di euro	2023	2022	2023-2022	
Accantonamenti e rilasci al fondo rischi ed oneri	35.697	14.989	20.708	>100%
Minusvalenze ordinarie alienazioni	50.905	51.445	(540)	(1%)
Imposte, tasse e tributi	22.011	22.286	(275)	(1%)
Titoli efficienza energetica	234.538	176.339	58.199	33%
Contributi e quote associative	6.060	8.227	(2.167)	(26%)
Indennizzi automatici interruzioni clienti finali in media tensione (del. 566/19 ARERA)	9.764	7.887	1.877	24%
Indennizzi per interruzioni con preavviso (del. 566/19 ARERA)	3.261	11.500	(8.239)	(72%)
Indennizzi per interruzioni prolungate ed estese (del. 566/19 ARERA)	22.884	11.764	11.120	95%
Penalità sulla continuità del servizio (del. 566/19 ARERA)	122.859	29.256	93.603	>100%
Contributo Fondo eventi eccezionali clienti finali bassa tensione (del. 566/19 ARERA)	10.658	7.036	3.622	51%
Perequazione delta perdite negativa	18.700	8.700	10.000	115%
Penalità prescrizione biennale	5.000	-	5.000	100%
Penalità energia reattiva	19.866	-	19.866	100%
Penalità resilienza	4.835	-	4.835	100%
Altri costi operativi:	43.708	36.601	7.107	19%
Altri oneri diversi di gestione (terzi)	30.661	25.808	4.853	19%
Altri oneri diversi di gestione (gruppo)	13.047	10.793	2.254	21%
Totale altri costi operativi	610.746	386.030	195.015	51%

La voce accantonamenti e rilasci del fondo rischi e oneri al 31 dicembre 2023 presenta un saldo pari ad euro 35.697 migliaia (al 31 dicembre 2022 risultava pari a euro 14.989 migliaia) e riflette euro 40.810 migliaia di stanziamenti al fondo rischi ed oneri (euro 20.206 migliaia nel 2022) ed euro 5.113 migliaia di rilasci a conto economico (euro 5.217 migliaia nel 2022).

L'aumento degli accantonamenti e rilasci del fondo rischi e oneri, pari a euro 20.708 migliaia, deriva principalmente:

- dai maggiori accantonamenti al fondo penali resilienza (pari a euro 19.400 migliaia), al fondo eventi eccezionali (pari a euro 370 migliaia), al fondo esperimenti regolatori (pari a euro 812 migliaia) e al fondo in materia di salute e sicurezza sul lavoro (pari a euro 734 migliaia);
- dai minori rilasci del fondo imposte e tasse in contenzioso (pari a euro 971 migliaia).

Tali impatti risultano parzialmente mitigati dai minori accantonamenti, effettuati nel 2023, al fondo vertenze (pari a euro 368 migliaia) al fondo imposte e tasse in contenzioso (pari a euro 344 migliaia) oltre che da maggiori rilasci del fondo vertenze (per euro 559 migliaia) e del fondo eventi eccezionali (per euro 308 migliaia).

Le minusvalenze, pari a euro 50.905 migliaia al 31 dicembre 2023 (euro 51.445 migliaia al 31 dicembre 2022), risultano sostanzialmente in linea con l'esercizio precedente. Esse derivano principalmente dalle dismissioni di contatori elettronici effettuate in attuazione del piano Open Meter.

Le imposte tasse e tributi nel 2023, pari a euro 22.011 migliaia, accolgono sostanzialmente l'imposta municipale unica, pari a circa euro 19.070 migliaia (euro 19.542 migliaia nel 2022).

I costi per Titoli Efficienza Energetica pari, al 31 dicembre 2023, a euro 234.538 migliaia, si riferiscono al costo dei titoli acquistati per coprire la quota in scadenza dell'obbligo di efficienza energetica del 2023, del 2022 e del 2021 e 2020 (per gli obblighi residui).

Nel 2022 erano pari a euro 176.339 migliaia e si riferivano al costo dei titoli acquistati per coprire la quota in scadenza dell'obbligo di efficienza energetica del 2022, del 2021, del 2020 e 2019 (per gli obblighi residui).

L'incremento dei costi per Titoli di Efficienza Energetica, pari a euro 58.199 migliaia, deriva dai maggiori volumi di TEE acquistati nell'anno 2023 in parte compensata da una riduzione dei prezzi rispetto all'esercizio precedente.

I contributi e le quote associative accolgono sostanzialmente il contributo straordinario riconosciuto alla Fondazione Centro Studi Enel, pari a euro 1.760 migliaia (euro 2.560 migliaia al 31 dicembre 2022) e ad Enel Cuore Onlus, pari a euro 1.628 migliaia (euro 2.370 migliaia al 31 dicembre 2022). Inoltre, la voce accoglie il contributo versato all'ARERA, pari a euro 1.159 migliaia (euro 1.957 migliaia al 31 dicembre 2022) e i contributi consortili per euro 667 migliaia (euro 430 migliaia al 31 dicembre 2022).

Con la delibera 566/2019/R/eel, l'ARERA ha determinato le modalità di regolazione della qualità del servizio per i distributori per il semiperiodo regolatorio 2020-2023 confermando un sistema di indennizzi e penalità a carico della Società che, al 31 dicembre 2023, ha comportato la rilevazione di:

- indennizzi per interruzioni senza preavviso dei clienti finali in media tensione (Titolo V) pari a euro 9.764 migliaia (euro 7.887 migliaia nel 2022);
- indennizzi per interruzioni con preavviso (Titolo VI), per euro 3.261 migliaia (euro 11.500 migliaia nel 2022);
- indennizzi per interruzioni prolungate ed estese (Titolo VII), pari a euro 22.884 migliaia (euro 11.764 migliaia nel 2022).

Inoltre, la regolazione delle interruzioni prolungate ed estese (Titolo VII) ha previsto a carico di e-distribuzione un versamento al Fondo Eventi Eccezionali per il 2023 pari a euro 10.658 migliaia (euro 7.036 migliaia nel 2022).

Per quanto riguarda la stima delle penali sulla continuità del servizio ai sensi del Titolo IV della suddetta delibera, al 31 dicembre 2023, risulta pari a euro 122.859 migliaia (euro 29.256 migliaia nel 2022). Essa presenta un forte incremento rispetto all'esercizio precedente, pari a 93.603 migliaia, in seguito sia ad una previsione in peggioramento degli indicatori di durata e numero interruzioni, sia per la rilevazione del 60% del saldo delle penalità cumulate per il periodo 2020-2023 da corrispondere, ai sensi della delibera ARERA n. 617/2023, per gli ambiti soggetti ad esperimento regolatorio che, nel 2023, non hanno raggiunto il livello tendenziale fissato dall'Autorità.

Gli importi esposti contengono anche i conguagli e revisioni di stime di esercizi precedenti.

La voce Perequazione delta perdite negativa al 31 dicembre 2023 accoglie la stima degli oneri connessi alla perequazione perdite di rete, pari ad euro 18.700 migliaia, in aumento di euro 10.000 migliaia per i maggiori accertamenti effettuati nel 2023 rispetto all'esercizio precedente.

La voce Penalità prescrizione biennale, pari ad euro 5.000 migliaia al 31 dicembre 2023, 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 19.866 migliaia, al 31 dicembre 2023 accoglie l'accertamento delle penalità da riconoscere a Terna, dal mese di aprile 2023, 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, par a euro 4.835 migliaia al 31 dicembre 2023, si riferisce all'accertamento delle penalità resilienza di competenza dell'esercizio 2023.

Gli altri costi operativi, pari a complessivi euro 43.708 migliaia (euro 36.601 migliaia al 31 dicembre 2022) risultano in incremento per euro 7.107 migliaia. Tale aumento è sostanzialmente riconducibile ai maggiori indennizzi pagati nel 2023 ai produttori (per euro 5.149 migliaia), parzialmente compensato dalla riduzione degli indennizzi pagati agli utenti del trasporto per ritardo messa a disposizione misure, così come previsto dall'art. 27 della delibera ARERA n. 568/19 e successivi aggiornamenti (per euro 1.553 migliaia) e ai fornitori (per euro 212 migliaia).

15. Costi per lavori interni capitalizzati – Euro 1.208.608 migliaia

Le capitalizzazioni si riferiscono alle seguenti tipologie di costi:

Migliaia di euro	2023	2022	2023-2022
Incrementi immobilizzazioni per lavori interni (Personale)	(500.567)	(503.981)	3.414 (1%)
Incrementi immobilizzazioni per lavori interni (Materiali)	(683.641)	(627.314)	(56.327) 9%
Incrementi immobilizzazioni per lavori interni (Prestazioni di servizi)	(24.400)	(23.076)	(1.324) 6%
Totale	(1.208.608)	(1.154.371)	(54.237) 5%

I costi per lavori interni capitalizzati presentano, al 31 dicembre 2023, un aumento complessivo di circa euro 54.237 migliaia rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente per le maggiori capitalizzazioni dei costi di materiale e prestazioni di servizi (pari complessivamente a euro 57.651 migliaia) parzialmente compensato dalla riduzione del costo del personale (pari a euro 3.414 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 2023 rispetto all'esercizio precedente.

16. Proventi da partecipazioni – Euro 0 migliaia

La società, al 31 dicembre 2023, non ha conseguito proventi da partecipazioni in società controllate.

17. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati – Euro 20.381 migliaia

Il dettaglio dei Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati è di seguito esposto.

Migliaia di euro	2023	2022	2023-2022
Proventi finanziari da derivati:			
- proventi da derivati di fair value hedge	-	-	-
- proventi da derivati di cash flow hedge	21.446	3.212	18.234 >100%
Totale proventi finanziari da derivati	21.446	3.212	18.234 >100%
Oneri finanziari da derivati:			
- oneri da derivati di fair value hedge	-	-	-
- oneri da derivati di cash flow hedge	(1.065)	(21.898)	20.833 (95%)
Totale oneri finanziari da derivati	(1.065)	(21.898)	20.833 (95%)
Totale oneri e proventi finanziari da derivati	20.381	(18.686)	39.067 (>100%)

Per maggiori dettagli sui derivati si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 52 “Derivati e hedge accounting”.

18. Proventi/(Oneri) finanziari – Euro 581.195 migliaia

I proventi e oneri finanziari si riferiscono per euro 52.370 migliaia a proventi finanziari (euro 38.281 migliaia nel 2022) e per euro 624.676 migliaia a oneri finanziari (euro 360.880 migliaia nel 2022). Il loro dettaglio è riportato di seguito, unitamente ai commenti sulle voci più rilevanti:

Migliaia di euro	2023	2022	2023-2022
Proventi finanziari al tasso di interesse effettivo			
Interessi attivi su attività finanziarie a lungo termine	538	47	491 >100%
Interessi attivi su attività finanziarie a breve termine	142	24	118 >100%
Totale Proventi finanziari al tasso di interesse effettivo	680	71	609 >100%
Differenze positive di cambio	1	4	(3) (75%)
Altri proventi finanziari	51.689	38.206	13.483 35%
Totale proventi finanziari	52.370	38.281	14.089 37%
Interessi passivi al tasso di interesse effettivo:			
Interessi passivi su finanziamenti bancari	(120.821)	(25.746)	(95.075) >100%
Interessi passivi su finanziamenti da leasing - terzi	(1.180)	(210)	(970) >100%
Interessi passivi su finanziamenti da leasing - gruppo	(3.745)	(1.855)	(1.890) >100%
Interessi passivi su altri finanziamenti	(247.117)	(249.944)	2.827 (1%)
Interessi passivi sul c/c intersocietario e oneri su credito di firma	(90.884)	(32.522)	(58.362) >100%
Interessi passivi su linea di credito revolving	(59.519)	(6.948)	(52.571) >100%
Commissioni passive sul factoring	(65.925)	(37.616)	(28.309) 75%
Totale interessi passivi al tasso di interesse effettivo	(589.191)	(354.841)	(234.350) 66%
Differenze negative di cambio	(1)	(9)	8 (89%)
Interessi passivi su piani a benefici definiti e altri benefici a lungo termine relativi al personale	(10.529)	1.217	(11.746) (>100%)
Interessi passivi su trattamenti di fine rapporto non correlati a piani di ristrutturazione	(818)	-	(818) 100%
Oneri finanziari da attualizzazione - Fondi per programmi di ristrutturazione	(7.823)	-	(7.823) 100%
Altri oneri finanziari	(16.314)	(7.247)	(9.067) >100%
Totale oneri finanziari	(624.676)	(360.880)	(263.796) 73%
Impairment e ripristini di valore di Crediti finanziari	(8.889)	67	(8.956) (>100%)
Totale proventi/(oneri) finanziari netti	(581.195)	(322.532)	(258.663) 80%

Gli altri proventi finanziari, pari a euro 51.689 migliaia, si riferiscono essenzialmente:

- per euro 37.029 migliaia (euro 33.537 migliaia al 31 dicembre 2022) 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 11.119 migliaia (euro 2.927 migliaia nel 2022) agli interessi attivi di mora fatturati ai clienti;
- per euro 1.565 migliaia (euro 893 migliaia nel 2022) agli interessi attivi riconosciuti da CSEA in sede di reintegro OdS;
- per euro 810 migliaia 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 709 migliaia (euro 709 migliaia nel 2022) 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 2023 sono pari a euro 589.191 migliaia (euro 354.841 migliaia al 31 dicembre 2022) e presentano un aumento di circa euro 234.350 migliaia. Essi sono essenzialmente riferiti a:

- gli oneri finanziari su finanziamenti bancari, pari a euro 120.821 migliaia (euro 25.746 migliaia nel 2022) 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 alla variazione in aumento intervenuta nel 2023 nei tassi di interesse oltre che al nuovo finanziamento ENEL OPEN METER II, di euro 500.000 migliaia, ottenuto dalla BEI nell'ottobre 2023;
- gli interessi passivi su finanziamenti da leasing terzi e gruppo complessivamente pari a euro 4.925 migliaia (euro 2.065 migliaia al 31 dicembre 2022);
- gli interessi passivi su altri finanziamenti, pari a euro 247.117 migliaia (euro 249.944 migliaia nel 2022) 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 90.884 migliaia (euro 32.522 migliaia nel 2022) 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 2023, un tasso di interesse pari all'"Euribor ad un mese-media mensile", maggiorato di uno spread pari allo 0,62% e sui saldi creditori, aumentato di uno spread che è variato mensilmente. L'incremento della voce è sostanzialmente riconducibile alla variazione in aumento intervenuta nel 2023 nei tassi di interesse;
- gli interessi passivi sulla linea di credito revolving, rinnovata nel mese di luglio 2023 con la controllante, pari a euro 59.519 migliaia nell'esercizio 2023. L'incremento della voce, pari a euro 52.571 migliaia, è essenzialmente riconducibile a due fattori: il maggiore arco temporale di riferimento (nel 2023 la linea di credito è stata attiva per l'intero anno mentre nel 2022 solo a partire dal mese di luglio) e l'aumento intervenuto nel 2023 nei tassi di interesse;
- le commissioni passive sul factoring, pari a euro 65.925 migliaia (euro 37.616 migliaia nel 2022), si riferiscono alle commissioni pagate sulle cessioni credito pro-soluto effettuate nell'esercizio 2023.

Gli interessi passivi su piani a benefici definiti e altri benefici a lungo termine relativi al personale per euro 10.529 migliaia (euro 1.217 migliaia nel 2022) presentano un aumento pari a euro 11.746 migliaia, determinato principalmente dalla rivisitazione delle stime attuariali della Previdenza Integrativa Aziendale (PIA), pari a euro

7.074 migliaia, del Fondo Trattamento di fine rapporto (TFR), pari a euro 2.927 migliaia, e del Fondo assistenza sanitaria ASEM pari a euro 745 migliaia.

Gli altri oneri finanziari, pari a euro 16.314 migliaia, si riferiscono principalmente:

- agli interessi legali maturati sugli anticipi del 30% ricevuti dai produttori, pari a euro 7.476 migliaia (euro 1.292 migliaia nel 2022) il forte incremento, rispetto all'esercizio precedente, è dovuto alla variazione in aumento del tasso di interesse legale preso a riferimento per il loro calcolo (passato da 1,25% del 2022 a 5% del 2023);
- agli interessi passivi di mora riconosciuti a fornitori e terzi pari a euro 4.449 migliaia (euro 490 migliaia nel 2022). L'incremento della voce, pari a euro 3.960 migliaia, è anch'esso riconducibile già menzionato aumento del tasso di interesse legale;
- 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 1.871 migliaia (euro 1.576 migliaia nel 2022);
- gli oneri finanziari, pari a euro 1.459 migliaia (euro 391 migliaia nel 2022), accantonati al Fondo Vertenze e Contenziosi;
- agli oneri finanziari verso la capogruppo, pari a euro 442 migliaia (euro 434 migliaia nel 2022) per ARCA e FISDE.

La voce "Impairment e ripristini di valore di crediti finanziari" riflette, per effetto dell'applicazione dell'IFRS 9, 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. 50 "Strumenti finanziari per categoria".

19. Imposte – Euro 503.875 migliaia

Di seguito si riporta la composizione delle imposte al 31 dicembre 2023 confrontata con l'esercizio precedente:

Migliaia di euro	2023	2022	2023-2022
Imposte Correnti	405.701	518.692	(112.991) (22%)
IRES	308.904	421.346	(112.442) (27%)
IRAP	96.797	97.240	(443) -
<i>Imposte estere</i>	-	106	(106) (100%)
Rettifiche per imposte sul reddito relative ad esercizi precedenti	(3.652)	(9.550)	5.898 (62%)
Sopravvenienza IRES	(2.905)	(8.080)	5.175 (64%)
Sopravvenienza IRAP	(647)	(1.038)	391 (38%)
Sopravvenienza imposte estere	(100)	(432)	332 (77%)
Imposte differite	(1.614)	(3.546)	1.932 (54%)
Imposte anticipate	103.440	69.235	34.205 49%
Totali Imposte	503.875	574.831	(70.956) (12%)

Al 31 dicembre 2023, le imposte sono costituite per euro 305.999 migliaia dall'IRES (24%) e per euro 96.150 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 3.552 migliaia).

Il decremento delle sopravvenienze attive IRES e IRAP 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 101.826 migliaia e la sopravvenienza su imposte estere reiferita alla *branch* in Romania, positiva per complessivi euro 100 migliaia.

Al 31 dicembre 2023 l'incidenza delle imposte complessive, pari a euro 503.875 migliaia, sul risultato ante imposte, pari a euro 1.554.737 migliaia, è pari al 32,41%.

Nel 2022 le imposte sul reddito sono state pari a pari a euro 574.831 migliaia, a fronte di un risultato ante imposte di euro 1.974.983 migliaia, è pari al 29,11%.

La maggiore incidenza delle imposte sull'utile ante imposte rispetto all'anno precedente è principalmente riconducibile al diverso impatto sia delle imposte anticipate (negativo per euro 103.440 migliaia al 31 dicembre 2023 e per euro 69.235 migliaia al 31 dicembre 2022) sia delle sopravvenienze attive sulle imposte correnti (pari a euro 3.652 migliaia al 31 dicembre 2023 e a circa euro 9.550 migliaia al 31 dicembre 2022).

La riduzione delle attività per imposte anticipate è dovuta principalmente alle deduzioni delle svalutazioni dei crediti verso società ammesse nell'esercizio 2023 in procedure concorsuali, anche laddove non si sia provveduto ad uno stralcio contabile dello stesso credito svalutato.

La variazione delle imposte rilevate direttamente a Patrimonio Netto è complessivamente pari a euro 13.835 migliaia (per euro 299 migliaia al 31 dicembre 2022) 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

	2023	2022
Risultato ante imposte	1.554.737	1.974.983
Aliquota fiscale applicabile	24%	24%
Imposte teoriche IRES	373.137	473.996
Minori imposte:	(251.474)	(181.646)
plusvalenze da partecipazioni pex	-	-
utilizzo fondi	(156.483)	(75.269)
ammortamenti (e.s.reversal)	(21.033)	(31.493)
deduzione IRAP da IRES	-	(2.334)
deduzione oneri a Patrimonio Netto	(68.149)	(68.149)
Altro	(5.808)	(4.401)
Maggiori imposte:	187.241	128.996
accantonamento ai fondi	102.503	58.045
Ammortamenti	62.398	58.592
telefonia e autoveicoli	4.809	4.838
Altro	17.531	7.521
Totale imposte correnti sul reddito (IRES)	308.904	421.346
IRAP	96.797	97.239
Totale fiscalità differita	94.255	63.731
Differenze su stime imposte anni precedenti	3.919	(7.592)
Imposte estere	-	106
Imposte sul reddito	503.875	574.831

Informazioni sullo Stato Patrimoniale

Attivo

Attività non correnti

20. Immobili, impianti e macchinari – Euro 21.956.549 migliaia

La consistenza e la movimentazione degli immobili, impianti e macchinari (dell'esercizio 2023 e 2022) 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	Immobilizzazioni 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
<i>Valore lordo</i>	<i>271</i>	<i>185</i>	<i>674</i>	-	-	-	-	-	<i>1.130</i>
<i>Fondo ammortamento</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Disinvestimenti ordinari:	(39)	8	(50.826)	(800)	(5.116)	(4.735)	(265)	(193)	(61.966)
<i>Valore lordo</i>	<i>(39)</i>	<i>(304)</i>	<i>(512.344)</i>	<i>(5.427)</i>	<i>(16.658)</i>	<i>(17.914)</i>	<i>(5.226)</i>	<i>(193)</i>	<i>(558.105)</i>
<i>Fondo ammortamento</i>	-	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	-
<i>Valore lordo</i>	<i>(61)</i>	<i>(641)</i>	<i>332</i>	<i>(5)</i>	<i>5</i>	<i>(1.171)</i>	<i>(74)</i>	<i>444</i>	<i>(1.171)</i>
<i>Fondo ammortamento</i>	-	24	(24)	-	-	1.171	-	-	1.171
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
<i>Valore lordo</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	2
<i>Fondo ammortamento</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ammortamenti	-	(35.039)	(1.140.159)	(12.594)	(19.259)	(58.359)	(12.895)	-	(1.278.305)
Altri movimenti:	8	23	(10)	336	-	-	-	-	357
<i>Valore lordo</i>	<i>8</i>	<i>26</i>	<i>-</i>	<i>388</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>422</i>
<i>Fondo ammortamento</i>	-	(3)	(10)	(52)	-	-	-	-	(65)
Totali 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

Migliaia di euro

	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinario	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Attività materiali in leasing	Migliorie su immobili di terzi	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
Situazione al 31.12.2021									
Costo originario	116.538	1.628.967	45.872.534	165.558	233.697	284.462	186.100	1.030.520	49.518.376
Rivalutazioni/(Svalutazioni)	15.011	143.229	2.826.024	33	(287)	-	-	-	2.984.010
Valore lordo di bilancio	131.549	1.772.196	48.698.558	165.591	233.410	284.462	186.100	1.030.520	52.502.386
Fondo ammortamento	-	(1.075.802)	(32.727.457)	(111.834)	(204.259)	(118.289)	(148.053)	-	(34.385.694)
Rivalutazione Legge n.350/03	-	30.874	681.901	334	2.993	-	-	-	716.102
Consistenza al 31.12.2021	131.549	727.268	16.653.002	54.091	32.144	166.173	38.047	1.030.520	18.832.794
Investimenti ordinari	1.488	22.547	1.784.229	22.336	23.585	80.270	1.489	716.528	2.652.472
Disinvestimenti ordinari:	(10)	(34)	(51.883)	(463)	(4.346)	(13.754)	(55)	(170)	(70.715)
Valore lordo	(10)	(112)	(513.774)	(2.826)	(10.319)	(51.492)	(2.261)	(170)	(580.964)
Fondo ammortamento	-	78	461.143	2.363	5.973	37.738	2.206	-	509.501
Rivalutazione Legge n.350/03	-	-	748	-	-	-	-	-	748
Riclassifiche altre:	(64)	(959)	1.023	-	-	-	-	-	-
Valore lordo	(64)	(979)	1.043	-	-	-	-	-	-
Fondo ammortamento	-	20	(20)	-	-	-	-	-	-
Rivalutazione Legge n.350/03	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Passaggi in esercizio	2.687	16.458	494.667	-	-	-	7.926	(521.738)	-
Impairment rilevato a conto economico:	-	-	-	-	-	-	-	37	37
Valore lordo	-	-	-	-	-	-	-	37	37
Fondo ammortamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ammortamenti	-	(34.685)	(1.073.735)	(11.334)	(18.249)	(55.861)	(10.848)	-	(1.204.712)
Altri movimenti:	6	45	-	184	-	-	-	-	235
Valore lordo	6	45	-	221	-	-	-	-	272
Fondo ammortamento	-	-	-	(37)	-	-	-	-	(37)
Totale variazioni	4.107	3.372	1.154.301	10.723	990	10.655	(1.488)	194.620	1.377.280
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

Il valore al 31 dicembre 2023 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. 21 "Leasing operativo" del Bilancio d'esercizio.

L'aumento della voce immobili, impianti e macchinari deriva dagli investimenti di seguito dettagliati:

Migliaia di euro	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022
Terreni e fabbricati	3.042	1.013	2.029
Reti di distribuzione:	2.753.996	2.399.441	354.555
<i>Impianti di Alta Tensione</i>	259.945	214.955	44.990
<i>Impianti di Media Tensione</i>	1.334.996	1.137.903	197.093
<i>Impianti di Bassa Tensione</i>	1.159.055	1.046.583	112.472
Altri impianti e macchinari	128.225	130.510	(2.285)
Altri beni e attrezzature	51.533	46.012	5.521
Migliorie su beni di terzi	19.195	15.816	3.379
Attività materiali in leasing (incluso acconti)	113.348	67.404	45.944
Anticipi e acconti attività materiali di proprietà	15.881	(7.724)	23.605
Totale investimenti ordinari	3.085.220	2.652.472	432.748
Investimenti straordinari	1.130	-	1.130
Totale	3.086.350	2.652.472	433.878

Rispetto all'esercizio precedente, nell'esercizio 2023 gli investimenti presentano un forte incremento, pari a euro 433.878 migliaia, in seguito alle maggiori richieste di clienti o terzi (per euro 222.573 migliaia), alla crescita dei progetti di "qualità del servizio e altro" (per euro 142.170 migliaia), all'incremento delle attività materiali in leasing, incluso acconti (per euro 45.944 migliaia), all'incremento degli anticipi a fornitori per forniture di attività materiali (per euro 23.605 migliaia) e alla presenza di investimenti straordinari (per euro 1.130 migliaia). Tali effetti sono stati in parte compensati dal decremento degli investimenti in contatori elettronici per effetto della riduzione dei volumi di contatori installati nell'esercizio (per euro 1.544 migliaia).

L'incremento dei progetti di "qualità del servizio e altro" è sostanzialmente riconducibile all'aumento, pari ad euro 342.933 migliaia, dei progetti del PNRR, in parte mitigato dalla riduzione, di euro 200.763 migliaia, complessivamente riscontrata sugli altri progetti rientranti in tale tipologia (principalmente sui progetti e-grid e sul DSO 4.0).

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 2023, 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 richiusure o trasversali in cavo tra linee esistenti.

Nell'ambito dell'attuale Piano Resilienza, nel 2023 sono stati realizzati importanti investimenti su tutto il territorio nazionale, per complessivi euro 116.457 migliaia circa (quasi euro 891.319 migliaia totali già investiti dal 2017 al 2023).

Al 31 dicembre 2023, tra gli investimenti in contatori elettronici, sono presenti rettifiche per euro 1.492 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.

Gli ammortamenti sono stati calcolati applicando le aliquote economico – tecniche rappresentative della vita utile dei cespiti evidenziate nella nota di commento n. 2 "Principi contabili".

Si evidenzia di seguito il dettaglio degli Immobili, impianti e macchinari in corso:

Migliaia di euro	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022
Terreni	10.412	9.242	1.170
Fabbricati	124.734	77.095	47.639
Impianti e macchinari	1.426.447	1.024.775	401.672
Attrezzature industriali e commerciali	-	-	-
Altri beni	-	-	-
Migliorie su immobili di terzi	39.293	33.084	6.209
Attività materiali in leasing	77.001	88.705	(11.704)
Acconti	15.881	(7.724)	23.605
Totale immobilizzazioni in corso e acconti	1.693.768	1.225.177	468.591

Al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022 non sono presenti beni gratuitamente devolvibili iscritti tra i Fabbri
cati strumentali.

Nella tabella seguente viene riportato il dettaglio degli immobili, impianti e macchinari al 31 dicembre 2023 classificati per tipologia d'impianto.

Migliaia di euro	al 31.12.2023			al 31.12.2022	
	Valore lordo	Ammortamento	Totale	Totale	Scostamento
Terreni	139.677	-	139.677	135.656	4.021
Fabbricati civili	7.876	6.050	1.826	2.031	(205)
Fabbricati strumentali	1.846.497	1.108.174	738.323	728.609	9.714
Reti di distribuzione					
Linee di alta tensione	21.700	4.453	17.247	17.789	(542)
Cabine primarie	4.488.325	3.180.146	1.308.179	1.272.379	35.800
Cabine secondarie e trasformatori delle cabine secondarie	6.643.910	3.433.663	3.210.247	3.032.970	177.277
Linee di media tensione	15.749.432	10.255.217	5.494.215	5.028.094	466.121
Linee di bassa tensione	15.599.459	10.723.740	4.875.719	4.529.634	346.085
Prese	4.546.873	2.973.648	1.573.225	1.511.110	62.115
Contatori	3.613.528	1.474.331	2.139.197	2.074.802	64.395
Altri impianti	1.676.190	1.290.894	385.296	340.525	44.771
Totale reti di distribuzione	52.339.417	33.336.092	19.003.325	17.807.303	1.196.022
Attrezzature	198.856	128.527	70.329	64.814	5.515
Altri beni	262.891	221.259	41.632	33.134	8.498
Attività materiali in leasing	411.981	180.421	231.560	176.828	54.732
Migliori su beni di terzi	200.738	164.629	36.109	36.559	(450)
Immobilizzazioni in corso e acconti	1.693.768	-	1.693.768	1.225.177	468.591
Totale	57.101.701	35.145.152	21.956.549	20.210.111	1.746.438

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".

21. Leasing operativo

Società operante come locatario – Euro 231.560 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 (i.e. droni) 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 n. 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 31.12.2022	124.445	21.690	30.693	176.828
Incrementi	39.522	73.826	4.478	117.826
Ammortamenti	(31.825)	(24.086)	(2.448)	(58.359)
Impairment rilevato a Conto Economico	-	-	-	-
Altri movimenti	(210)	-	-	(210)
Dismissioni	(1.772)	(2.599)	(154)	(4.525)
Saldo al 31.12.2023	130.160	68.831	32.569	231.560

Si segnala che la voce "Altri beni in leasing" accoglie, al 31 dicembre 2023, i diritti di uso della fibra ottica utilizzata per il rilegamento delle cabine, acquistati in modalità IRU, e regolati finanziariamente in via anticipata.

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 31.12.2023
Saldo al 01.01.2022	147.724
Incrementi	113.348
Rimborsi	(59.959)
Altri movimenti	223
Totalle al 31 dicembre 2023	201.336
<i>di cui non corrente (si veda nota 35 "Finanziamenti")</i>	<i>150.975</i>
<i>di cui corrente (si veda nota 35 "Finanziamenti")</i>	<i>50.361</i>

I rimborsi totali per leasing nel 2023 sono stati pari a euro 59.959 migliaia (euro 54.438 migliaia nel 2022), mentre le nuove integrazioni delle passività per leasing sono state pari a euro 113.348 migliaia nel 2023 (euro 67.404 migliaia nel 2022). Si segnalano inoltre nel 2023 altri movimenti in riduzione per euro 223 migliaia (euro 13.588 migliaia nel 2022).

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 31.12.2023
Ammortamenti beni in leasing	58.359
Interessi passivi su passività finanziarie per leasing	4.925
Costi short-term leasing (inclusi tra i costi per servizi)	2.101
Costi per leasing di asset di modico valore (inclusi tra i costi per servizi)	5
Costi per leasing variabili (inclusi tra i costi per servizi)	-
Totale	65.391

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 31.12.2023
entro un anno	56.028
tra uno e cinque anni	134.453
oltre 5 anni	31.789
Totale	222.270

Società operante come locatore – Euro 9.055 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 9.055 migliaia nel 2023 (euro 5.628 al 31 dicembre 2022).

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 31.12.2023
entro un anno	10.201
tra uno e cinque anni	31.290
oltre 5 anni	5.420
Totale	46.911

22. Attività immateriali – Euro 527.678 migliaia

Il dettaglio e la movimentazione delle attività immateriali (dell'esercizio 2023 e 2022) 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	1.055.068	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

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	983.061	-	260.879	253.916	1.502.664
Fondo ammortamento e perdite di valore accumulate	(4.806)	(755.177)	-	(260.879)	-	(1.020.862)
Consistenza al 31 dicembre 2021	2	227.884	-	-	253.916	481.802
Investimenti	-	58.793	54.651	-	11.414	124.858
Attività sviluppate internamente	-	-	-	-	-	-
Attività acquisite tramite business combination	-	-	-	-	-	-
Passaggi in esercizio	-	13.285	91.204	-	(104.489)	-
Dismissioni	-	(27)	-	-	-	(27)
Ammortamento	(2)	(74.325)	(19.025)	-	-	(93.352)
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	-	(44)	-	-	-	(44)
Altre Riclassifiche - Fondo Amm.to	-	44	-	-	-	44
Operazioni straordinarie - Costo	-	-	-	-	-	-
Operazioni straordinarie - Fondo Amm.to	-	-	-	-	-	-
Altre variazioni	-	-	-	-	-	-
Totale variazioni	(2)	(2.274)	126.830	-	(93.075)	31.479
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

I diritti di brevetto industriale, pari a euro 257.394 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 2023, sono essenzialmente riferiti ad evolutive relative ai software dei progetti Smart Grid - Network Digital Twin e DSO 4.0. oltre che ad evolutive di applicazioni dei sistemi commerciali, di gestione della misura e del telecontrollo.

Le Licenze, pari a euro 144.334 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 2023 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.

Per quanto riguarda, infine, le Attività immateriali in corso, si riporta di seguito il dettaglio distinto per tipologia di investimento:

Migliaia di euro	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione opere ingegno	117.950	151.684
Licenze	8.000	9.157
Totale	125.950	160.841

Il decremento delle Attività immateriali in corso, pari a complessivi euro 34.891 migliaia, è da ricondursi principalmente al passaggio in esercizio, nel corso del 2023, degli investimenti agli applicativi evolutivi di software relativi ai sistemi dell'area Rete, Misura e Servizi Commerciali Rete (pari a euro 96.781 migliaia). Tale effetto è stato parzialmente compensato dall'aumento, pari a euro 61.890 migliaia, degli investimenti riferiti ad evolutive software ancora in corso di realizzazione al 31 dicembre 2023.

Di seguito è esposto il valore dei diritti di brevetto industriale e di utilizzazione delle opere di ingegno al 31 dicembre 2023, stratificato in base alla vita utile complessiva e residua:

Migliaia di euro

al 31.12.2023				
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	(503.516)	2.595
3	2 mesi	1	(1)	0
3	9 mesi	11.670	(4.725)	6.946
3	10 mesi	3.655	(1.421)	2.234
3	1 anno e 5 mesi	12	(2)	9
3	1 anno e 10 mesi	5.859	(326)	5.533
4	0	21.689	(20.447)	1.242
4	7 mesi	6	(4)	2
5	0	297.286	(284.448)	12.838
5	5 mesi	1.717	(1.231)	486
5	7 mesi	2.557	(1.747)	810
5	9 mesi	1.694	(1.101)	593
5	10 mesi	147	(93)	54
5	11 mesi	17024,4	-10498,38	6.526
5	1 anno e 1 mese	121	(67)	53
5	1 anno e 2 mesi	1.122	(640)	482
5	1 anno e 3 mesi	260	(143)	117
5	1 anno e 11 mesi	70.413	(29.339)	41.074
5	2 anni e 7 mesi	4	(1)	3
5	2 anni e 9 mesi	10.641	(2.628)	8.013
5	2 anni e 10 mesi	5.696	(1.329)	4.367
5	2 anni e 11 mesi	61	(13)	48
5	3 anni	963	(228)	735
5	3 anni e 10 mesi	52.780	(1.759)	51.022
5	3 anni e 11 mesi	8.293	(138)	8.154
8	6 anni e 11 mesi	36	(0)	36
10	4 anni e 10 mesi	12.557	(5.441)	7.116
10	4 anni e 11 mesi	880	(367)	513
10	5 anni e 11 mesi	5.988	(1.846)	4.141
10	6 anni e 11 mesi	21.976	(4.578)	17.397
10	7 anni e 9 mesi	32.749	(4.053)	28.696
10	7 anni e 10 mesi	539	(63)	477
10	7 anni e 11 mesi	2.801	(303)	2.497
10	8 anni e 10 mesi	33.920	(565)	33.355
10	8 anni e 11 mesi	1.953	(16)	1.936
11	4 anni e 11 mesi	19.021	(11.729)	7.291
11	5 anni	1	(1)	0
Totale		1.157.946	(900.553)	257.393

23. Attività per imposte differite – Euro 1.323.813 migliaia - Passività per imposte differite – Euro 19.452 migliaia

Separatamente, per il 2023 e il 2022, 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 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
plusvalenza a tassazione differita	-	-	-	-	-	-
altre partite	6.970	(1.608)	-	(4)	-	5.358
strumenti finanziari derivati	24.725	-	(13.750)	-	-	10.975
applicazione principi contabili IFRS 15 e IFRS 9	-	-	-	-	-	-
Totale passività per imposte sul reddito differite	34.816	(1.610)	(13.750)	(4)	-	19.452

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 2022					al 31 dicembre 2022
Attività per imposte sul reddito differite:						
accantonamenti per rischi e oneri a deducibilità differita	145.639	(33.684)	-	-	-	111.955
perdite di valore a deducibilità differita	193.782	10.949	-	-	-	204.731
ammortamenti attività materiali e immateriali a deducibilità differita	378.570	39.228	-	-	-	417.798
Piani pensionistici e altri piani per benefici post-pensionamento	42.391	(2.872)	(3.399)	-	-	36.120
imposte e tasse deducibili per cassa	859	59	-	-	-	918
contributi in conto impianti correlati ad ammortamenti eccessivi	85	-	-	-	-	85
altre partite a deducibilità differita	2.071	(1.109)	-	-	-	962
strumenti finanziari derivati	21.625	(21.625)	-	-	-	-
applicazione principi contabili IFRS 15 e IFRS 9	736.576	(81.807)	-	-	-	654.769
Totale attività per imposte sul reddito differite	1.521.598	(69.236)	(25.024)	-	-	1.427.338
Passività per imposte sul reddito differite:						
differenze relative ad attività materiali ed immateriali	3.122	(1)	-	-	-	3.121
altre partite	10.515	(3.545)	-	-	-	6.970
strumenti finanziari derivati	-	-	24.725	-	-	24.725
Totale passività per imposte sul reddito differite	13.637	(3.546)	24.725	-	-	34.816

Il valore delle imposte differite al 31 dicembre 2023 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 differite sono state rilevate sulle differenze tra i valori iscritti in bilancio con i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali.

Gli incrementi (decrementi) con imputazione a Conto Economico si riferiscono essenzialmente alla movimentazione del Fondo svalutazione crediti, dei risconti passivi sui contributi alla clientela stanziati in fase di prima applicazione del principio contabile IFRS 15, dei Fondi del personale (principalmente Fondi incentivi all'esodo e MBO), dei Fondi rischi e oneri e alla differenza tra gli ammortamenti civilistici e quelli riconosciuti ai fini fiscali.

Gli incrementi (decrementi) con imputazione a Patrimonio Netto 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).

Si precisa che le imposte anticipate rilevate al 31 dicembre 2023 non possono essere compensate con le imposte passive.

24. Partecipazioni – Euro 0 migliaia

Al 31 dicembre 2023 e-distribuzione S.p.A. non detiene partecipazioni.

Si segnala che nel corso del 2023, la società Enel Saudi Arabia Ltd. di cui e-distribuzione deteneva una partecipazione di maggioranza (60%) dal 2016, totalmente svalutata nel 2019, è stata liquidata e cancellata dal registro delle imprese saudita. A valle di tale evento, si è proceduto alla *derecogniton* della partecipazione dallo Stato Patrimoniale della Società.

25. Derivati – euro 58.563 migliaia - euro 0 migliaia – euro (13.210) migliaia – euro (259) 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 2023, confrontate con i valori dell'esercizio precedente:

Migliaia di euro	Non correnti		Correnti	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Attività finanziarie-derivati	58.563	101.922	-	540
Passività finanziarie derivati	(13.210)	(1.508)	(259)	-
Totale	45.353	100.414	(259)	540

In particolare, al 31 dicembre 2023:

- le attività finanziarie non correnti, pari a euro 58.563 migliaia, sono esclusivamente riferite a coperture da rischio tasso di interesse di CFH sull'indebitamento finanziario a medio/lungo termine. Al 31 dicembre 2022 erano invece riferite, per euro 101.690 migliaia, a coperture di CFH da rischio tasso di interesse e per euro 232 migliaia a coperture da rischio cambio di CFH per l'acquisto di contatori e concentratori 2G in dollari;
- le attività finanziarie correnti sono pari a 0 migliaia mentre al 31 dicembre 2022 erano pari a euro 540 migliaia ed erano riferite esclusivamente a coperture da rischio cambio di CFH per l'acquisto di contatori e concentratori 2G in dollari;
- le passività finanziarie non correnti, pari a euro 13.210 migliaia, sono riferite a coperture da rischio tasso di interesse di CFH sull'indebitamento finanziario a medio/lungo termine (euro 1.508 migliaia al 31 dicembre 2022);
- le passività finanziarie correnti sono pari a 0 migliaia mentre al 31 dicembre 2022 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 43.359 migliaia, è riconducibile:

- nel caso dei derivati di CFH su tasso di interesse, alla variazione delle curve dei tassi nell'area euro e alla conseguente riclassifica da attività non correnti a passività non correnti;
- nel caso dei derivati di CFH su tasso di cambio, all'andamento del tasso di cambio dell'euro rispetto al dollaro statunitense e alla conseguente riclassifica da attività non correnti a passività correnti.

La variazione in aumento del fair value delle passività non correnti dei derivati su tasso di interesse di CFH, pari a euro 11.702 migliaia, è imputabile esclusivamente alla variazione delle curve dei tassi nell'area euro e alla conseguente riclassifica da attività non correnti a passività non correnti.

La variazione in riduzione sia del fair value delle attività correnti (pari a euro 540 migliaia) è dovuta alla naturale scadenza di derivati su cambio a copertura degli acquisti in dollari statunitensi di contatori e concentratori 2G.

La riduzione del fair value delle passività correnti (pari a 259 migliaia), deriva sia dalle nuove coperture da rischio cambio sugli acquisti in dollari statunitensi di contatori e concentratori 2G, effettuate dalla Società nell'esercizio 2023, sulle consegne previste per il 2024, sia dall'andamento del cambio dell'euro rispetto al dollaro statunitense che ha comportato la riclassifica sopra descritta.

Per maggiori dettagli sulla natura dei derivati, che sono inclusi nelle attività e passività finanziarie, si rimanda alle Note Esplicative n. 50 "Strumenti finanziari per categoria" e n. 52 "Derivati e hedge accounting".

26. Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine – Euro 102.438 migliaia

La composizione della voce è la seguente:

Migliaia di euro	Note	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022
Crediti rimborso oneri straordinari sostituzione misuratori elettromeccanici	50.1.1	80.881	111.506	(30.625)
Prestiti ai dipendenti	50.1.1	20.957	22.406	(1.449)
Crediti rimborso oneri colonne montanti vetuste	50.1.1	708	253	455
Fondo perdite attese - crediti finanziari m/l termine	50.1.1	(108)	(148)	40
Totale		102.438	134.017	(31.579)

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 2023, a euro 80.881 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 31.570 migliaia rispetto al 31 dicembre 2022, 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 30.625 migliaia) e della riduzione dei Prestiti a dipendenti (per euro 1.449 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 455 migliaia) e dalla riduzione del Fondo perdite attese sui crediti finanziari a m/l termine, pari a euro 40 migliaia.

Il Fondo perdite attese, pari al 31 dicembre 2023 a euro (108) 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. 50 "Strumenti Finanziari per categoria".

I crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine sono interamente inclusi nell'indebitamento finanziario.

27. Altre attività non correnti – Euro 60.095 migliaia

La composizione della voce è la seguente:

Migliaia di euro

	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022
Crediti verso la CSEA	-	3.354	(3.354)
Crediti verso CSEA > 12 - impairment	-	(4)	4
Altri crediti a lungo termine:	60.095	60.724	(629)
<i>Depositi cauzionali presso terzi</i>	3.180	2.933	247
<i>Risconti attivi Titoli Efficienza Energetica</i>	-	1.029	(1.029)
<i>Altri crediti diversi</i>	56.936	56.783	153
<i>Fondo perdite attese - Altri crediti</i>	(21)	(21)	-
Totale	60.095	64.074	(3.979)

I crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA), si riferiscono al valore dei contributi che saranno versati alla Società a fronte dell'annullamento dei TEE per la copertura degli obblighi normativi, riferiti a progetti di efficienza energetica, rilevati tra i risconti attivi per TEE, che matureranno i relativi titoli in un arco temporale superiore ai 12 mesi.

Al 31 dicembre 2023 sia i crediti verso CSEA che i risconti attivi per TEE > 12 risultano pari a zero in quanto si sono esaurite le emissioni di TEE derivanti da contratti di acquisto di progetti pluriennali negoziati in passato da terzi.

Gli altri crediti diversi, pari a euro 56.936 migliaia (euro 56.783 migliaia al 31 dicembre 2022) accolgono essenzialmente:

- per euro 47.244 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 42.504 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 2022, presenta un incremento di euro 697 migliaia in seguito all'iscrizione degli interessi attivi maturati nell'anno 2023;
- per euro 1.686 migliaia, l'iscrizione nel 2009 del credito per IRES (rispettivamente euro 972 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 2022, presenta un incremento di euro 12 migliaia in seguito all'iscrizione degli interessi attivi maturati nell'anno 2023;

- per euro 6.995 migliaia, il credito oltre i 12 mesi, maturato in seguito all'accesso ai finanziamenti agevolati "Sisma Emilia" (pari a euro 6.903 migliaia) e "Alluvione Livorno" (pari a euro 92 migliaia).

Il Fondo perdite attese, pari al 31 dicembre 2023 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. 50 "Strumenti Finanziari per categoria".

Attività correnti

28. Rimanenze – Euro 775.849 migliaia

Il dettaglio delle rimanenze è evidenziato nella tabella seguente:

Migliaia di euro	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022
Materie prime, sussidiarie e di consumo:			
Acconti per magazzino	30.000	-	30.000
Materiali, apparecchi e altre giacenze	748.352	795.799	(47.447)
Fondo obsolescenza magazzino	(2.503)	(2.537)	34
Totali	775.849	793.262	(17.413)

I materiali ed apparecchi esposti nelle attività correnti sono destinati alle attività di manutenzione e funzionamento.

La voce presenta una riduzione complessiva di euro 17.413 migliaia dovuta al decremento delle giacenze di magazzino (pari a euro 47.447 migliaia), in parte compensato dagli anticipi corrisposti nel 2023 alla società Gridspertise in base a quanto previsto dal contratto di Fornitura dispositivi "Quantum Edge Device" (QEd) relativi accessori e firmware/software (pari a euro 30.000 migliaia) e dalla riduzione del Fondo obsolescenza magazzino (pari a euro 34 migliaia).

La riduzione delle giacenze di magazzino sopra menzionata è determinata, per euro 64.992 migliaia, dai minori stock di materiali di bassa e media tensione, per i minori acquisti effettuati nel 2023 rispetto all'esercizio precedente e per i maggiori prelievi effettuati per attività di investimento (soprattutto progetti PNRR). Tale impatto è stato mitigato, per euro 17.475 migliaia, dal maggior valore delle giacenze della misura per effetto sia dell'aumento dei prezzi unitari dei contatori e concentratori intervenuto nel 2023 che dei maggiori volumi di giacenze al 31 dicembre 2023.

Il Fondo obsolescenza magazzino, pari a euro 2.503 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.

29. Crediti commerciali – Euro 3.716.116 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 1.106.094 migliaia.

Migliaia di euro	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022
Crediti commerciali verso Terzi	4.053.972	2.725.880	1.328.092
- Crediti commerciali derivanti da contratti con i clienti	1.989.883	1.500.226	489.657
- Altri crediti commerciali	2.064.089	1.225.654	838.435
Crediti commerciali verso società controllante	146	580	(434)
- Crediti commerciali derivanti da contratti con i clienti	(392)	41	(433)
- Altri crediti commerciali	538	539	(1)
Crediti commerciali verso altre società del gruppo	768.092	102.749	665.343
- Crediti commerciali derivanti da contratti con i clienti	767.544	101.798	665.746
- Altri crediti commerciali	548	951	(403)
Svalutazione Crediti:	(1.106.094)	(1.199.500)	93.406
- Svalutazione crediti commerciali derivanti da contratti con i clienti	(1.073.163)	(1.168.771)	95.608
- Svalutazione crediti per interessi di mora	(19.328)	(20.819)	1.491
- Svalutazione altri crediti commerciali	(13.603)	(9.910)	(3.693)
- Svalutazione crediti gruppo	-	-	-
Totale	3.716.116	1.629.709	2.086.407

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.

Si evidenzia che i crediti al 31.12.2022 sono stati riperformati esponendo quelli verso la società Gridspertise S.r.l. tra i crediti verso Terzi.

L'incremento dei crediti commerciali, pari complessivamente ad euro 2.086.407 migliaia, è sostanzialmente riconducibile:

- per euro 664.910 migliaia all'aumento dei crediti verso Società del Gruppo;
- per euro 585.666 milioni all'incremento dei crediti verso Terzi;
- per euro 835.831 migliaia all'incremento dei crediti per ricavi da abolizione regulatory lag.

L'aumento dei crediti commerciali sia verso Terzi che verso società del Gruppo è principalmente riconducibile:

- all'incremento dei volumi di fatturato per effetto dell'incremento delle tariffe obbligatorie fissate per l'anno 2023, previsto dalle delibere n. 720/22 e n. 721/22 ARERA e al ripristino, per l'esercizio 2023, delle componenti Asos e Arim. Più in dettaglio:
 - con la delibera n. 735/2022, sono state reintrodotte per il primo trimestre 2023 le componenti Asos e Arim per le utenze non domestiche con potenza disponibile superiore a 16,5 kW;
 - con la delibera n. 134/23 ARERA, in vigore per il secondo trimestre 2023, tali componenti sono state reintrodotte anche per le utenze domestiche e per tutte le utenze non domestiche con potenza disponibile inferiore a 16,5 kW;

- con le delibere n. 297/2023 e 429/2023 ARERA ha aggiornato il valore delle componenti Asos e Arim per il terzo e quarto trimestre 2023.
- al minor impatto delle svalutazioni operate sui crediti commerciali al 31 dicembre 2023, pari complessivamente a euro 93.406 migliaia.

Tali impatti sono stati parzialmente compensati dal maggior volume, rispetto al 31 dicembre 2022, delle operazioni di cessione pro-soluto dei crediti commerciali, pari a euro 469.125 migliaia.

Infine, l'incremento dei crediti per ricavi da abolizione *regulatory lag* pari a euro 835.831 migliaia, è sostanzialmente riconducibile all'aumento del credito riferito alla remunerazione degli investimenti in conseguenza degli investimenti effettuati dalla Società nell'esercizio 2023 e del minor impatto delle cessioni credito pro-soluto in essere al 31 dicembre 2023 rispetto all'esercizio precedente (per circa euro 327.601 migliaia).

La svalutazione dei crediti ha avuto la seguente movimentazione:

Migliaia di euro	Svalutazione crediti commerciali	Svalutazione per interessi di mora	Totale
Totale al 01.01.2022	1.146.292	20.824	1.167.116
Accantonamenti	74.598	-	74.598
Utilizzi	(4.325)	-	(4.325)
Ammontare inutilizzato riversato	(37.883)	(5)	(37.888)
Altre variazioni	(1)	-	(1)
Totale al 31.12.2022	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

Per ulteriori dettagli sulla rilevazione, classificazione, svalutazione e *derecognition* dei crediti commerciali si rinvia alla Nota di Commento n. 50 relativa agli "Strumenti Finanziari per categoria".

I crediti commerciali per area geografica sono di seguito esposti:

Migliaia di euro	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022
Italia	3.710.005	1.626.074	2.083.931
Spagna	531	545	(14)
Romania	237	577	(340)
Gran Bretagna	4.145	1.414	2.731
Slovacchia	153	153	-
Germania	94	94	-
USA	80	80	-
Altri	871	772	99
Totale	3.716.116	1.629.709	2.086.407

Di seguito sono riportati i crediti commerciali per grado temporale di esigibilità al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022:

<u>Migliaia di euro</u>				
	<u>al 31.12.2023</u>	<u>Entro l'anno successivo</u>	<u>Dal 2° al 5° anno</u>	<u>Oltre il 5° anno</u>
Crediti commerciali	3.716.116	2.893.164	820.226	2.726

<u>Migliaia di euro</u>				
	<u>al 31.12.2022</u>	<u>Entro l'anno successivo</u>	<u>Dal 2° al 5° anno</u>	<u>Oltre il 5° anno</u>
Crediti commerciali	1.629.709	1.043.728	585.981	-

I crediti commerciali verso la capogruppo, la società controllante e le altre società del gruppo (al lordo del fondo svalutazione) sono così dettagliati.

<u>Migliaia di euro</u>			
	<u>al 31.12.2023</u>	<u>al 31.12.2022</u>	<u>2023-2022</u>
Crediti verso società controllante	146	580	(434)
Crediti verso altre società del gruppo	768.092	102.749	665.343
Servizio Elettrico Nazionale SpA	141.060	20.276	120.784
Enel Energia SpA	622.401	74.318	548.083
Enel Grids Srl	287	3.180	(2.893)
Enel Produzione SpA	644	1.049	(405)
E-Distributie Muntenia SA	-	148	(148)
Enel Romania SA	-	138	(138)
Enel Sole Srl	1.512	1.512	-
Enel Green Power Italia	1.245	861	384
E-Distributie Banat SA	-	18	(18)
Altre società del gruppo	943	1.249	(306)
Totale	768.238	103.329	664.909

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. 54 relativa alle "Operazioni con le parti correlate".

30. Crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali – Euro 390.052 migliaia

Il dettaglio dei crediti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali è di seguito esposto:

Migliaia di euro

	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022
Perequazioni	71.218	124.070	(52.852)
Premi e altre partite recupero continuità del servizio	79.802	57.996	21.806
Titoli efficienza energetica	23.230	29.568	(6.338)
Premi resilienza	7.099	3.535	3.564
Reintegro OdS versati e non riscossi	8.405	24.331	(15.926)
Reintegro OdR non riscossi	-	13.866	(13.866)
Altri crediti verso CSEA	200.813	176.446	24.367
Impairment crediti verso CSEA	(515)	(569)	54
Totale	390.052	429.243	(39.191)

La riduzione dei crediti per perequazioni al 31 dicembre 2023, pari a euro 52.852 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 2022, che ha comportato incassi complessivi pari a euro 105.102 migliaia e la registrazione di un impatto complessivo negativo a Conto Economico pari a euro 18.968 migliaia;
- dall'iscrizione della stima dei meccanismi di perequazione del 2023 relativi agli usi propri di distribuzione (per euro 42.693 migliaia), ai costi di trasmissione (per euro 27.391 migliaia) e alla perequazione riferita al sisma centro Italia (euro 1.134 migliaia).

Il credito relativo ai premi e alle altre partite sulla continuità del servizio (così come regolati dal TIQE), pari a euro 79.802 migliaia, si riferisce:

- per euro 32.600 migliaia, all'iscrizione della stima del premio per l'anno 2023 ai sensi del titolo IV della deliberazione n. 566/2019/R/EEL ARERA (euro 39.200 migliaia al 31 dicembre 2022);
- per euro 47.201 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 18.757 migliaia al 31 dicembre 2022).

Il credito relativo ai Titoli di Efficienza Energetica, pari a euro 23.230 migliaia (euro 29.568 migliaia al 31 dicembre 2022), 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 6.338 migliaia, deriva dall'incasso del credito per l'anno d'obbligo 2022 e dall'iscrizione del credito per i titoli acquistati per l'anno 2023, pari a euro 118.848 migliaia, parzialmente mitigato dall'anticipo, pari euro 95.258 migliaia, ottenuto da CSEA ai sensi della delibera n. 270/2020, Allegato A, art. 5.;

I crediti per Premi Resilienza, pari ad euro 7.099 migliaia, si riferiscono alla stima dei premi relativi agli interventi di incremento della resilienza del servizio di distribuzione dell'energia elettrica completati nel 2023.

Il credito per Reintegro OdS versati e non riscossi presenta un decremento di euro 15.926 migliaia derivante:

- dalla definizione dei risultati dell'esercizio 2022 che, a valle della presentazione dell'istanza ha comportato nell'esercizio 2023 un incasso di euro 18.442 migliaia e la rilevazione di una sopravvenienza passiva di euro 5.979 migliaia;
- dall'iscrizione dei proventi netti per reintegro oneri di sistema, ai sensi della deliberazione n. 119/2022 ARERA, maturati al 31 dicembre 2023, pari a euro 8.495 migliaia.

Il credito per Reintegro OdR presenta una riduzione di euro 13.866 migliaia derivante dalla definizione dei risultati dell'esercizio 2022 che, a valle della presentazione dell'istanza ha comportato nell'esercizio 2023 un incasso di euro 12.674 migliaia e la rilevazione di una sopravvenienza passiva di euro 1.192 migliaia. Si segnala che, al 31 dicembre 2023, non sono maturati proventi per reintegro oneri di rete ai sensi della deliberazione n. 119/2022 ARERA.

L'incremento degli Altri crediti verso CSEA, pari a complessivi euro 24.367 migliaia, è sostanzialmente riconducibile al minor impatto delle cessioni pro-soluto del credito per bonus sociale effettuate al 31 dicembre 2023 rispetto al 31 dicembre 2022 e alla rilevazione del credito verso CSEA per i contributi erogati ai produttori ai sensi della delibera ARERA n. 540/2021 (per euro 1.995 migliaia).

Tali effetti sono stati in parte compensati dalla riduzione del credito connesso al recupero delle componenti di fatturato negativo (pari a circa euro 4.796 migliaia) per l'avvenuto incasso della componente ASOS relativa al fatturato di dicembre 2022.

Il Fondo perdite attese, pari al 31 dicembre 2023 a euro (515) 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 considerazione del fatto che non si riscontra un incremento significativo del rischio di credito rispetto alla rilevazione iniziale.

Per ulteriori informazioni si rimanda al paragrafo n. 50 "Strumenti Finanziari per categoria".

31. Crediti per imposte sul reddito – Euro 113.410 migliaia

I Crediti per imposte sul reddito sono così composti:

Migliaia di euro	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022
Crediti IRAP	667	7.516	(6.849)
Crediti IRES	112.556	20.510	92.046
Crediti addizionale IRES	94	94	-
Altri crediti tributari	93	122	(29)
Totale	113.410	28.242	85.168

L'incremento complessivo della voce, pari a euro 85.168 migliaia, è essenzialmente riconducibile all'iscrizione, al 31 dicembre 2023, di un credito IRES pari ad euro 112.556 migliaia, risultante come saldo netto tra la stima delle imposte IRES dovute per l'esercizio in chiusura e gli acconti versati nel corso dell'anno 2023.

Tali impatti sono stati in parte compensati:

- dalla riduzione del credito IRAP relativo all'esercizio precedente, pari a euro 6.849 migliaia;
- dal decremento di euro 29 migliaia degli altri crediti tributari.

32. Altri crediti tributari – Euro 9.605 migliaia

Gli altri crediti tributari, pari a euro 9.605 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 2023 e 2022:

Migliaia di euro	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022
Crediti verso l'Erario per Iva	7.630	91	7.539
Crediti verso Capogruppo per IVA	-	66.686	(66.686)
Crediti tributari diversi	1.975	1.829	146
Totale	9.605	68.606	(59.001)

La voce presenta una riduzione complessiva di euro 59.001 migliaia quasi del tutto riconducibile alla riduzione del credito per IVA verso la capogruppo (per euro 66.686 migliaia) riscontrato al 31 dicembre 2023.

La riduzione del credito IVA è fortemente collegata all'incremento dei crediti commerciali intervenuto nel 2023 per la reintroduzione delle componenti Asos ed Arim che, a sua volta, ha comportato un incremento dell'IVA a debito di gran lunga superiore a quella a credito.

33. Crediti finanziari e titoli a breve termine - Euro 42.707 migliaia

Il dettaglio dei crediti finanziari e titoli a breve termine è di seguito esposto:

Migliaia di euro	Note	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022
Depositi liquidità non disponibili - Terzi	50.1.1	9.927	9.661	266
Crediti rimborso oneri soppressione FPE (delibera ARERA 157/2012)	50.1.1	-	3	(3)
Credito per accise e addizionali sul consumo di E.E.	50.1.1	10.751	11.664	(913)
Prestiti ai dipendenti	50.1.1	1.854	2.091	(237)
Crediti rimborso oneri straordinari sostituzione misuratori elettromeccanici	50.1.1	30.625	32.666	(2.041)
Fondo perdite attese - crediti finanziari a breve termine	50.1.1	(10.450)	(1.609)	(8.841)
Totale		42.707	54.476	(11.769)

I crediti finanziari e titoli a breve termine sono costituiti prevalentemente 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 30.625 migliaia) e dal credito per accise e addizionali sul consumo di energia elettrica (pari a euro 10.751 migliaia).

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 depositi non disponibili verso terzi, pari al 31 dicembre 2023 a euro 9.927 migliaia, accolgono i crediti a breve termine derivanti da depositi di liquidità vincolati.

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 2023 a euro (10.450) migliaia, riflette l'impairment effettuato in base all'IFRS9 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. 50 "Strumenti Finanziari per categoria".

La riduzione intervenuta nella voce, pari complessivamente ad euro 11.769 migliaia, è quasi del tutto riconducibile:

- alle maggiori svalutazioni dei crediti finanziari a breve termine effettuate nell'esercizio 2023, pari a euro 8.841 migliaia;
- alla riduzione dei crediti per rimborso oneri straordinari sostituzione misuratori elettromeccanici, pari a euro 2.041 migliaia, in seguito al recupero dal fatturato 2023, pari a euro 32.666 migliaia, in parte compensato dalla quota esigibile entro i dodici mesi successivi riclassificata dai crediti a medio e lungo termine, pari a euro 30.625 migliaia.

I crediti finanziari e titoli a breve termine sono interamente inclusi nell'indebitamento finanziario.

34. Altre attività finanziarie correnti – Euro 0 migliaia

Al 31 dicembre 2023 non si rilevano altre attività finanziarie correnti.

35. Altre attività correnti - Euro 46.113 migliaia

Si riporta di seguito il dettaglio delle altre attività correnti al 31 dicembre 2023 confrontato con il 2022:

Migliaia di euro	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022
Crediti verso il personale	798	800	(2)
Depositi cauzionali presso terzi < 12	488	342	146
Anticipi a fornitori e a terzi	8.304	8.499	(195)
Crediti verso istituti previdenziali e assicurativi	1.603	1.570	33
Note credito da ricevere:	8.202	8.393	(191)
Note credito da ricevere (terzi)	8.025	8.216	(191)
Note credito da ricevere (Controllante)	177	177	-
Crediti diversi:	24.345	76.224	(51.879)
Crediti diversi (terzi)	24.332	69.094	(44.762)
Crediti diversi (gruppo)	-	7.130	(7.130)
Crediti diversi (Controllante)	13	-	13
Risconti attivi:	2.373	2.501	(128)
Risconti attivi (terzi)	2.373	2.501	(128)
Totale	46.113	98.329	(52.216)

La riduzione delle Altre attività correnti, pari complessivamente ad euro 52.216 migliaia, è sostanzialmente la conseguenza della diminuzione dei crediti diversi sia verso terzi, pari ad euro 44.762 migliaia, che verso gruppo, pari a euro 7.130 migliaia.

La riduzione dei crediti diversi verso terzi è principalmente riconducibile alle maggiori svalutazioni operate nell'esercizio 2023 (pari a euro 49.838 migliaia), in parte compensate dall'incremento dei crediti per partite diverse da regolare afferenti fornitori (pari a euro 3.399 migliaia) e dei crediti verso Terna e altri gestori per indennizzi ai clienti MT/BT erogati per loro conto ai sensi della Deliberazione n. 566/2019 dell'ARERA (per euro 1.621 migliaia).

Il decremento dei crediti diversi verso società del gruppo, pari a euro 7.130 migliaia, è la conseguenza dell'avvenuto incasso, nell'esercizio 2023, del credito in essere nell'esercizio precedente.

Si evidenzia che le altre attività correnti sono esposte al netto delle svalutazioni operate sia ai fini IFRS9 che non, pari a complessivi euro 107.879 migliaia.

Per ulteriori informazioni si rimanda al paragrafo n. 50 "Strumenti finanziari per categoria".

36. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti - Euro 137.547 migliaia

Il dettaglio della voce è di seguito esposto:

Migliaia di euro	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022
Depositi bancari	134.458	68.051	66.407
Depositi postali	3.048	1.885	1.163
Cassa	228	242	(14)
Fondo perdite attese - disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(187)	(98)	(89)
Totale	137.547	70.080	67.467

I depositi bancari si riferiscono per euro 78.174 migliaia ad importi ricevuti da organismi comunitari e dal Ministero per lo Sviluppo Economico (MISE) e destinati a specifici progetti di investimento (euro 67.457 migliaia al 31 dicembre 2022) e per euro 56.284 migliaia alle giacenze liquide degli ultimi giorni di dicembre 2023, in attesa di trasferimento sul conto corrente intersocietario (euro 594 migliaia al 31 dicembre 2022).

L'incremento della voce è sostanzialmente riconducibile alle disponibilità liquide che sono state tenute a disposizione per l'acquisto di crediti fiscali perfezionato i primi di gennaio 2024, pari a euro 55.476 migliaia, e all'incasso, pari a euro 10.716 migliaia, del contributo PAN - Puglia Active Network NER300, riconosciuto per la produzione di energia da fonte rinnovabile realizzata nell'anno 2021 (indicatore di progetto).

Il Fondo perdite attese, pari al 31 dicembre 2023 a euro 187 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. 50 "Strumenti finanziari per categoria".

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti sono interamente inclusi nell'indebitamento finanziario.

Passivo

Patrimonio netto

37. Patrimonio netto – Euro 4.534.434 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 1.114.828 migliaia

Riserva legale – Euro 520.000 migliaia

La Riserva legale accoglie euro 333.490 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 2023 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 intrattenuo 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 487 migliaia

Le Altre riserve, pari a euro 487 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 34.555 migliaia

La riserva da valutazione di strumenti finanziari di *cash flow hedge* (CFH), pari a euro 34.555 migliaia (euro 78.297 migliaia al 31 dicembre 2022) 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 (189.694) migliaia

La Riserva di rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti, pari a euro (189.694) migliaia (euro (183.489) migliaia al 31 dicembre 2022) 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
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)

Migliaia di euro	Utili (perdite) rilevate a patrimonio netto nell'esercizio	Imposte	Rilasci a conto economico lordi	Imposte	
					al 31.12.2022
Riserva da valutazione strumenti finanziari di CFH					
(68.480)	174.442	(41.866)	18.686	(4.485)	78.297
Rimisurazioni delle passività nette per benefici definiti	(206.550)	26.355	(3.294)	-	(183.489)
Totale	(275.030)	200.797	(45.160)	18.686	(4.485)
					(105.192)

Utili/(perdite) accumulate – Euro (231.256) migliaia

Gli utili e perdite accumulate (euro (230.939) migliaia al 31 dicembre 2022) 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 695.300 migliaia agli utili portati a nuovo derivante dalla destinazione degli utili 2022 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 retrospettivo 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 retrospettico, 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 1.050.862 migliaia

La Società al 31 dicembre 2023 presenta un utile dell'esercizio pari a euro 1.050.862 migliaia (euro 1.400.152 migliaia nell'esercizio 2022).

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	365.348		520.483	(155.135)
<i>Riserva legale</i>	520.000	B	520.000	-
<i>Riserva da valutazione di strumenti finanziari</i>	34.555		-	34.555
<i>Riserva rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti</i>	(189.694)		-	(189.694)
<i>Riserva Stock option RSU</i>	487		483	4
Utili/perdite) accumulate	(231.256)		-	(231.256)
Totale	883.572		1.269.963	(386.391)

A: aumenti di capitale

B: per copertura di perdite

C: per distribuzione ai soci

37.1 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 2023 e 2022 è sintetizzata nella seguente tabella.

Migliaia di euro	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022
Posizione finanziaria non corrente	10.412.080	10.147.526	264.554
Posizione finanziaria corrente netta	3.031.808	2.849.517	182.291
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	(102.438)	(134.017)	31.579
Indebitamento finanziario netto	13.341.450	12.863.026	478.424
Patrimonio netto	4.534.434	4.934.029	(399.595)
Indice debt/equity	2,94	2,61	0

38. Finanziamenti – Euro 10.412.080 migliaia, euro 325.395 migliaia, 0 migliaia, 2.886.666 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 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Finanziamenti a lungo termine	10.412.080	10.147.526	325.395	288.804
Finanziamenti a breve termine	-	-	2.886.666	2.685.268

Per maggiori dettagli sulla natura dei finanziamenti si rimanda alla Nota di commento n. 50 “Strumenti finanziari per categoria”.

39. 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 31.12.2023	al 31.12.2022	Variazione
Finanziamenti a medio/lungo termine	46	(10.412.080)	(10.147.526)	(264.554)
Finanziamenti a breve termine	46	(2.886.666)	(2.685.268)	(201.398)
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	46	(325.395)	(288.804)	(36.591)
Attività finanziarie nette non correnti	23	102.438	134.017	(31.579)
Attività finanziarie nette correnti	30	46.037	55.564	(9.527)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	33	137.547	70.080	67.467
Indebitamento finanziario netto		(13.338.119)	(12.861.937)	(476.182)

40. Piani pensionistici e altri piani per benefici post-pensionamento – Euro 231.543 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 movimenta 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.

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 2023 è riportato nella seguente tabella:

Migliaia di euro

	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022
Trattamento di fine rapporto	118.532	120.858	(2.326)
Indennità mensilità aggiuntive (IMA)	20.442	19.510	932
Indennità sostitutive del preavviso (ISP)	969	761	208
Premio fedeltà	20.758	18.457	2.301
Indennità sostitutive sconto energia	3	-	3
Assistenza sanitaria ASEM	28.751	28.641	110
Previdenza Integrativa Aziendale (PIA)	40.149	43.649	(3.500)
Accordo sconto attivi	329	322	7
Piani di incentivazione al personale	1.610	1.580	30
Totale	231.543	233.778	(2.235)

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 2023 e 2022 nonché la riconciliazione tra il saldo di apertura e quello di chiusura:

Migliaia di euro

2023

	Trattamento di fine rapporto	ISEE	Indennità mensilità aggiuntive (IMA)	Indennità sostitutiva del preavviso (ISP)	Premio di fedeltà	Assistenza sanitaria ASEM	Previdenza integrativa aziendale	Accordo sconto attivi	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 demografiche	(46)	-	31	16	1.047	22	-	-	-	1.070
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	2022									
	Trattamento di fine rapporto	ISEE	Indennità mensilità aggiuntive (IMA)	Indennità sostitutiva del preavviso (ISP)	Premio di fedeltà	Assistenza sanitaria ASEM	Previdenza integrativa aziendale	Accordo sconto attivi	Piani di incentivazione al personale	Totale
Passività attuariale al 1° gennaio	148.390	-	24.428	752	24.076	35.486	54.716	385	1.705	289.938
Costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro corrente	-	-	771	33	1.305	646	-	12	885	3.652
Interessi passivi	1.153	-	192	6	180	275	406	3	-	2.215
Perdite (utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	(20.633)	-	(5.122)	(125)	(3.873)	(6.782)	(5.649)	(60)	-	(42.244)
Rettifiche basate sull'esperienza passata	6.045	-	(334)	57	(2.042)	618	2.217	(18)	-	6.543
Pagamenti per estinzioni	(14.129)	-	(440)	-	(1.135)	(1.681)	(8.041)	-	(1.027)	(26.453)
Altre Variazioni	32	-	15	38	(54)	79	-	-	17	127
Passività attuariale al 31 dicembre	120.858	-	19.510	761	18.457	28.641	43.649	322	1.580	233.778

Migliaia di euro	2023	2022
Perdite (utili) rilevate a Conto Economico		
Costo previdenziale	2.974	3.652
Interessi passivi netti	7.957	2.215
Perdite (utili) al momento dell'estinzione	-	-
Perdite (utili) attuariali su altri benefici a lungo termine	4.403	(9.347)
Altre variazioni (Costo relativo alle prestazioni di lavoro passate)	-	-
Altre variazioni	-	-
Totale	15.334	(3.480)

Migliaia di euro	2023	2022
Perdite (utili) rilevate nelle OCI		
Perdite (utili) attuariali su piani a benefici definiti	6.432	(26.354)
Altre variazioni	-	-
Totale	6.432	(26.354)

Il costo normale per benefici ai dipendenti rilevati nel 2023 è pari a euro 2.974 migliaia rilevato tra i costi del personale (euro 3.652 migliaia al 31 dicembre 2022), mentre i costi per oneri di attualizzazione, rilevati tra gli oneri finanziari, sono pari a euro 7.957 migliaia (euro migliaia 2.215 al 31 dicembre 2022).

Le principali assunzioni utilizzate nella stima attuariale delle passività per benefici ai dipendenti, in parte ridotte rispetto al 2022, sono evidenziate nella seguente tabella:

	2023	2022
Tasso di attualizzazione	3,40%	3,70%
Tasso di attualizzazione - art. 4	3,30%	3,70%
Tasso di inflazione	2,30%	2,30%
Tasso di incremento delle retribuzioni*	3,30%	3,30%

(*) età superiore a 40 anni ma pari o inferiore a 55 anni

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	Benefici pensionistici	Assistenza sanitaria (ASEM)	Premio di Fedeltà	Altri benefici	Benefici pensionistici	Assistenza sanitaria (ASEM)	Premio di Fedeltà	Altri benefici
	al 31 dicembre 2023				al 31 dicembre 2022			
Una riduzione del 0,5% del tasso di attualizzazione	(4.262)	(1.381)	(1.012)	(841)	(4.833)	(1.462)	(861)	(965)
Un incremento del 0,5% del tasso di attualizzazione	4.029	1.267	930	806	4.551	1.337	793	924
Un incremento del 0,5% del tasso di inflazione	(2.294)	(1.303)	(1.115)	-	(3.077)	(1.524)	(955)	-
Un incremento del 0,5% delle retribuzioni	(42)	-	(1.115)	-	(33)	-	(955)	-
Un incremento del 0,5% delle pensioni	-	-	-	(960)	-	-	-	(38)
Un incremento del 1,0% del costo delle spese sanitarie	139.942	26.040	-	40.481	141.129	(4.740)	-	43.971
Un incremento di 1 anno nell'aspettativa di vita dei dipendenti e dei pensionati	-	(1.273)	-	(2.731)	-	(1.362)	-	(3.000)

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.

41. Fondo rischi ed oneri (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) – Euro 389.660 migliaia

Il dettaglio dei Fondi rischi ed oneri non correnti e correnti iscritti nel bilancio della Società al 31 dicembre 2023 e 2022 è il seguente:

Migliaia di euro	al 31 dicembre 2023		al 31 dicembre 2022	
	Non corrente	Corrente	Non corrente	Corrente
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:				
- Vertenze e contenzioso	36.982	5.274	39.604	4.380
- Altri	71.646	77.248	42.701	37.865
Totale	108.628	82.522	82.305	42.245
Fondo oneri per incentivi all'esodo	1.311	8.147	8.706	28.609
Fondo per programmi di ristrutturazione	128.016	61.036	174.988	43.196
Totale complessivo	237.955	151.705	265.999	114.050

Di seguito si riporta anche la movimentazione complessiva dei fondi rischi e oneri intervenuta nell'esercizio 2023:

Migliaia di euro	Accantonamenti al 31.12.2022	Utilizzi e altri movimenti		Rilasci a Conto economico	al 31.12.2023
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:					
- Vertenze e contenzioso	43.984	7.345	(4.972)	(4.101)	42.256
- Altri	80.566	113.640	(42.716)	(2.596)	148.894
Totale	124.550	120.985	(47.688)	(6.697)	191.150
Fondo oneri per incentivi all'esodo	37.315	1.074	(26.870)	(2.061)	9.458
Fondo per programmi di ristrutturazione	218.184	10.534	(39.666)	-	189.052
Totale fondi rischi e oneri	380.049	132.593	(114.224)	(8.758)	389.660

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 191.150 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 42.256 migliaia) e da rischi di varia natura (euro 148.894 migliaia).

Fondo contenzioso e rischi diversi – Vertenze e contenziosi

Nel determinare l'entità dell'accantonamento (euro 7.345 migliaia) e degli utilizzi e rilasci (euro -9.073 migliaia) relativo 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 è stato contabilizzato, per euro 2.848 migliaia nella voce di Conto Economico

"Costi del personale – Accantonamenti e rilasci al fondo rischi e oneri", per euro 23 migliaia nella voce "Costi per servizi – Accantonamenti e rilasci al fondo rischi e oneri", per euro 3.015 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 1.459 migliaia nella voce "Altri oneri finanziari".

Gli utilizzi dell'esercizio, pari a euro 4.972 migliaia si riferiscono alla definizione, entro il 31 dicembre 2023, di alcune vertenze giudiziali e stragiudiziali.

Fondo contenzioso e rischi diversi – Altri rischi

Il Fondo contenzioso e rischi diversi al 31 dicembre 2023 (euro 148.894 migliaia), si riferisce a rischi di varia natura, quali essenzialmente la stima degli oneri da corrispondere a fronte di eventuali danni a terzi, al di sotto delle franchigie previste dalle coperture assicurative in essere, degli oneri associati a danni ad impianti in seguito ad eventi atmosferici eccezionali, degli oneri correlati ai guasti agli impianti, 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 113.640 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 oltre che la stima dei canoni o indennizzi dovuti per occupazioni e/o interferenze con il demanio idrico regionale di impianti di distribuzione il cui censimento, da parte degli Enti competenti, è ancora in corso e per importi non ancora dagli stessi liquidati, presenti nella voce di Conto economico "Costi per servizi – Accantonamenti e rilasci al fondo per rischi e oneri" (per complessivi euro 75.845 migliaia);
- la stima delle penalità per progetti resilienza, degli oneri relativi a danni ad impianti consequenti ad eventi atmosferici straordinari, delle penali connesse al fallimento degli esperimenti regolatori, degli oneri connessi ad iniziative a favore degli appaltatori in materia di salute e sicurezza sul lavoro oltre che degli oneri per imposte e tasse in contenzioso, presenti nella voce di Conto economico "Altri costi operativi – Accantonamenti e rilasci al fondo per rischi e oneri" (per complessivi euro 37.795 migliaia).

Gli utilizzi e altri movimenti (euro 42.716 migliaia) si riferiscono essenzialmente al fondo franchigie assicurative (euro 21.255 migliaia), al fondo guasti (euro 17.657 migliaia), al fondo salute e sicurezza sul lavoro (euro 2.372 migliaia), al fondo eventi atmosferici eccezionali (euro 1.113 migliaia), al fondo tasse in contenzioso (euro 308 migliaia) e al fondo cessioni impianti a Telat (euro 11 migliaia).

I rilasci (euro 2.596 migliaia) sono riconducibili ai rilasci del residuo della stima degli oneri per danni ad impianti connessi ad eventi atmosferici straordinari di anni precedenti (euro 1.787 migliaia), del fondo tasse in contenzioso (euro 766 migliaia) e del fondo guasti a impianti (pari a euro 43 migliaia).

Fondo oneri per incentivo all'esodo – Euro 9.458 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 2023 ha accantonato complessivamente al Fondo esodo euro 1.074 migliaia ed effettuato utilizzi per euro 26.870 migliaia e rilasci per euro 2.061 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 189.052 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 2023 i piani di ristrutturazioni sono stati interessati da accantonamenti per euro 10.534 migliaia ed utilizzi ed altri movimenti per euro 39.666 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".

42. Altre passività non correnti – Euro 585.990 migliaia

Il dettaglio delle altre passività non correnti è di seguito esposto:

Migliaia di euro	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022
Acconti su contributi da enti e organismi nazionali e comunitari > 12	347.794	-	347.794
Risconti passivi su contributi (gruppo)	162	178	(16)
Risconti passivi su contributi (terzi)	223.131	231.124	(7.993)
Risconti passivi per Titoli di Efficienza Energetica	-	2.831	(2.831)
Altre passività non correnti	14.903	19.664	(4.761)
Totali	585.990	253.797	332.193

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.

I risconti passivi per contributi ricevuti da terzi, al 31 dicembre 2023 si riferiscono a contributi per elettrificazione rurale e ad altri contributi in conto capitale ricevuti dal MISE o da organismi comunitari.

I risconti passivi relativi ai Titoli di Efficienza Energetica si riferiscono al valore complessivo dei contributi che la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali riconoscerà alla Società a fronte dell'annullamento dei Titoli relativi ai progetti di efficienza energetica realizzati o acquistati. Essi al 31 dicembre 2023 presentano un saldo pari a 0 essendosi ormai esaurite le emissioni di TEE derivanti da contratti di acquisto di progetti da terzi negoziati in passato.

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 2023.

La riduzione di tale voce, pari a euro 4.761 migliaia, è la conseguenza dei pagamenti effettuati nel 2023 a titolo di esodo incentivato ai sensi dell'art. 4 della legge 92/2012 (per euro 685 migliaia) e a titolo di esodo in seguito all'adesione ai piani di ristrutturazione (per euro 4.076 migliaia). Per maggiori dettagli si rimanda alla nota n. 41 "Fondi rischi ed oneri".

43. Debiti commerciali – Euro 1.775.856 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 2023.

Migliaia di euro	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022
Debiti commerciali verso terzi	1.580.891	1.234.525	346.366
Debiti commerciali verso società capogruppo	17.339	16.448	891
Debiti commerciali verso società controllante	41.109	44.683	(3.574)
Debiti commerciali verso altre società del gruppo	136.517	188.755	(52.238)
Totale	1.775.856	1.484.411	291.445

L'incremento dei debiti commerciali, pari a euro 291.445 migliaia, è quasi esclusivamente riconducibile all'aumento dei debiti verso terzi, pari a euro 346.366 migliaia, strettamente correlato all'incremento degli investimenti compensato, per euro 54.921 migliaia, dal decremento netto dei debiti verso società del gruppo (comprese la controllante Enel Italia e la capogruppo Enel SpA).

La ripartizione dei debiti commerciali con indicazione di quelli residenti al di fuori dell'Italia è di seguito esposta:

Migliaia di euro	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022
Italia	1.759.078	1.460.433	298.645
Spagna	5.051	8.215	(3.164)
Cina	789	789	-
Francia	43	852	(809)
Romania	2.682	3.064	(382)
Germania	2.763	1.057	1.706
Altri	5.450	10.001	(4.551)
Totale	1.775.856	1.484.411	291.445

I debiti commerciali suddivisi per grado temporale di esigibilità al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022 sono di seguito esposti:

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)

Migliaia di euro

	al 31.12.2022	Entro l'anno successivo	Dal 2° al 5° anno	Oltre il 5° anno
Debiti commerciali	(1.484.411)	(1.484.400)	-	(11)

I debiti commerciali verso la capogruppo, la società controllante e le altre società del gruppo al 31 dicembre 2023 e 2022 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. 54" Operazioni con le parti correlate".

44. Passività contrattuali – Euro 3.013.779 migliaia – euro 1.296.210 migliaia

La voce accoglie le passività derivanti da contratti con i clienti e risulta così composta:

- passività contrattuali non correnti per euro 3.013.779 migliaia (euro 3.129.227 migliaia al 31 dicembre 2022);
- passività contrattuali correnti per euro 1.296.210 migliaia (euro 1.048.331 migliaia al 31 dicembre 2022).

Per maggiori dettagli sul contenuto e sulla movimentazione delle passività contrattuali si rimanda alla nota n. 8 "Ricavi".

45. Debiti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali – Euro 3.128.879 migliaia

Il dettaglio dei Debiti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali è di seguito esposto:

Migliaia di euro	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022
Perequazioni	374.793	334.119	40.674
Penali e Indennizzi sulla continuità del servizio	194.702	110.672	84.030
Componenti e oneri di sistema	2.549.509	50.401	2.499.108
Penali Resilienza	4.835	-	4.835
Altri debiti verso CSEA	5.040	2	5.038
Totale	3.128.879	495.194	2.633.685

L'incremento dei debiti per Perequazioni, pari a euro 40.674 migliaia, deriva essenzialmente:

- dall'iscrizione della stima del debito dell'anno 2023 relativo ai meccanismi di perequazione ricavi distribuzione (pari a euro 206.869 migliaia), misura (pari a euro 31.907 migliaia) e delta perdite (pari a euro 18.700 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 250.366 migliaia, e la registrazione di un impatto complessivo negativo a conto economico pari a euro 33.564 migliaia.

L'incremento del debito verso CSEA per Penali e indennità sulla continuità del servizio, pari a euro 84.030 migliaia è essenzialmente riconducibile:

- per euro 126.600 migliaia alla rilevazione della stima del debito per le penalità a carico dei distributori connesse alla qualità del servizio al 31 dicembre 2023, così come previsto dai titoli IV e VI della Delibera ARERA n. 566/2019/R/eel. Il forte incremento di tale voce è riconducibile all'aumento del debito per le penalità titolo IV dovuto sia ad una previsione degli indicatori di durata e numero interruzioni in peggioramento rispetto allo scorso anno sia all'impatto degli ambiti soggetti ad esperimento regolatorio che, nel 2023, non hanno raggiunto il livello tendenziale fissato dall'Autorità;
- per euro 44.277 migliaia alla rilevazione del debito verso il Fondo Eventi Eccezionali relativo all'esercizio 2023;
- per euro 21.100 migliaia alla quota di corrispettivo tariffario specifico (CTS) fatturato nell'esercizio 2023 ai clienti MT ai sensi dell'art. 41.5 della delibera n. 566/19 ARERA e non ancora regolata finanziariamente;
- per euro 2.730 migliaia alla rilevazione della stima al 31 dicembre 2023 del debito verso CSEA per penalità ai sensi del titolo V della Delibera ARERA n. 566/2019/R/eel.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati:

- per euro 40.257 migliaia alla riduzione del debito per Fondo Eventi Eccezionali relativo all'anno 2022, in seguito alla presentazione ad ARERA dei risultati definitivi della qualità del servizio dell'anno 2022 che ha comportato un pagamento pari a euro 39.467 migliaia e la rilevazione di una sopravvenienza attiva pari a euro 790 migliaia;
- per euro 29.000 migliaia alla riduzione del debito per titolo IV relativo all'anno 2022 così come definito dalla delibera ARERA n. 485/2023, che ha comportato il pagamento di euro 32.758 migliaia e la rilevazione di una sopravvenienza passiva pari a euro 3.758 migliaia;

- per euro 20.295 migliaia alla riduzione del debito per corrispettivo tariffario specifico (CTS) relativo all'anno 2022 effettuata in seguito alla definizione dei valori avvenuta con la presentazione a CSEA della dichiarazione annuale da cui è scaturito il relativo pagamento;
- per euro 2.222 migliaia alla riduzione del debito per titolo V relativo all'anno 2022 per avvenuto pagamento nell'esercizio 2023;
- per euro 11.500 migliaia alla riduzione del debito per titolo VI relativo all'anno 2022 così come definito dalla delibera ARERA n. 485/2023, che ha comportato il pagamento di euro 6.091 migliaia e la rilevazione di una sopravvenienza attiva pari a euro 5.409 migliaia;
- per euro 7.400 migliaia alla riduzione del debito per titolo VI relativo all'anno 2021, così come definito dalla delibera ARERA n. 71/2023, che ha comportato il pagamento di euro 8.570 migliaia e la rilevazione di una sopravvenienza passiva pari a euro 1.170 migliaia.

L'incremento del debito per Componenti e oneri di sistema, pari a euro 2.499.108 migliaia, è sostanzialmente connesso al ripristino nell'esercizio del 2023 delle componenti Asos e Arim, determinato con la delibera n. 735/2022, con la quale sono state reintrodotte per il primo trimestre 2023 le componenti Asos e Arim per le utenze non domestiche con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, con la delibera n. 134/23 ARERA, con la quale tali componenti, per il secondo trimestre 2023, sono state reintrodotte anche per le utenze domestiche e per tutte le utenze non domestiche con potenza disponibile inferiore a 16,5 kW e con le delibere n. 297/2023 e n. 429/2023 ARERA che hanno successivamente aggiornato le tariffe del terzo e quarto trimestre 2023.

Il debito per penali resilienza, pari al 31 dicembre 2023 ad euro 4.835 migliaia, accoglie la stima delle penalità resilienza riferita ai lavori conclusi nell'esercizio 2023.

Gli Altri debiti, pari a euro 5.040 migliaia (euro 2 migliaia al 31 dicembre 2022), presentano un incremento pari a euro 5.038 migliaia determinato essenzialmente dall'accertamento degli oneri per prescrizione biennale a carico delle imprese distributrici, introdotti dall'art. 8 della delibera ARERA n. 604/2021.

46. Debiti per imposte sul reddito – Euro 620 migliaia

Migliaia di euro	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022
Debiti per imposta sostitutiva	-	-	-
Debiti IRAP	620	-	620
Debiti IRES	-	-	-
Totale	620	-	620

Al 31 dicembre 2023 la voce accoglie il saldo netto, a debito, tra la stima dell'IRAP per l'esercizio in chiusura e gli acconti versati nell'anno, pari complessivamente a euro 620 migliaia.

Al 31 dicembre 2022 la Società non presentava debiti per imposte sul reddito.

47. Altri debiti tributari – Euro 36.571 migliaia

Il dettaglio degli altri debiti tributari è di seguito esposto:

Migliaia di euro	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022
Debiti verso l'Erario per IVA	269	352	(83)
Debiti verso Capogruppo per IVA	6.078	-	6.078
Debiti per ritenuta di imposta	29.633	27.733	1.900
Debiti tributari diversi	591	395	196
Totale	36.571	28.480	8.091

I debiti verso l'Erario per IVA si riferiscono all'IVA in sospensione d'imposta.

Al 31 dicembre 2023 la Società risulta a debito verso la Capogruppo Enel S.p.A. per l'IVA di Gruppo, per euro 6.078 migliaia; al 31 dicembre 2022 la Società risultava invece a credito per IVA verso la Capogruppo.

I debiti per ritenuta d'imposta, pari a euro 29.633 migliaia, al 31 dicembre 2023, si riferiscono all'IRPEF da versare da parte di e-distribuzione S.p.A. in qualità di sostituto d'imposta.

48. Altre passività finanziarie correnti – Euro 72.237 migliaia

Nella tabella di seguito è esposto il dettaglio delle altre passività finanziarie correnti:

Migliaia di euro	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022
Interessi passivi su mutuo BEI	22.090	7.559	14.531
Interessi passivi verso controllante	48.745	46.058	2.687
Interessi passivi su mutuo CDP	215	138	77
Interessi su c/c intersocietario	-	-	-
Interessi passivi verso terzi su attività in leasing	201	(110)	311
Interessi passivi verso controllante su attività in leasing	985	671	314
Interessi passivi verso società del gruppo su attività in leasing	1	2	(1)
Totale	72.237	54.318	17.919

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. 50 "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. 50 "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.

L'incremento complessivo, pari a euro 17.919 migliaia, delle altre passività finanziarie correnti, deriva principalmente dall'aumento dei ratei passivi sui finanziamenti BEI (pari a euro 14.531 migliaia) e sui finanziamenti

a medio e lungo termine verso la controllante (pari a euro 2.687 migliaia) in seguito all'innalzamento dell'Euribor che si è registrato nel 2023 e che ha comportato un corrispondente incremento dei tassi d'interesse.

49. Altre passività correnti – 541.025 migliaia

Il dettaglio delle altre passività correnti è di seguito esposto:

Migliaia di euro	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022
Debiti diversi verso il personale	86.478	82.073	4.405
Depositi cauzionali da clienti	72.582	14.867	57.715
Debiti diversi verso clienti	145.430	116.919	28.511
Debiti verso istituti previdenziali e assicurativi	80.988	73.779	7.209
Debiti verso associazioni di dipendenti	-	-	-
Acconti Diversi	106.060	90.403	15.657
Ratei passivi	7.265	6.739	526
Risconti passivi	64	1.121	(1.057)
Risconti passivi (terzi)	64	1.121	(1.057)
Debiti diversi:	42.158	38.881	3.277
Debiti diversi (terzi)	27.169	30.499	(3.330)
Debiti diversi (gruppo)	14.423	8.379	6.044
Debiti diversi (capogruppo)	507	1	506
Debiti diversi (controllante)	59	2	57
Totale	541.025	424.782	116.243

I debiti verso il personale, pari a euro 86.478 migliaia (euro 82.073 migliaia al 31 dicembre 2022), accolgono essenzialmente:

- il debito per incentivazioni riconosciute al personale pari a euro 59.190 migliaia (euro 50.310 migliaia al 31 dicembre 2022);
- il debito per competenze maturate dal personale, quali principalmente trattamento di fine rapporto, ferie maturate e non godute e straordinari pari a euro 20.226 migliaia (euro 24.683 migliaia al 31 dicembre 2022);
- 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 2023, pari a euro 7.062 migliaia (euro 7.080 migliaia).

I depositi cauzionali da clienti sono ricevuti dai clienti al momento della stipula dei contratti di trasporto. Al 31 dicembre 2023 presentano un aumento di euro 57.715 migliaia, generato dall'incremento dei crediti commerciali in seguito al ripristino degli oneri di sistema menzionato in precedenza.

I debiti diversi verso clienti accolgono debiti per rimborsi vari da evadere verso i clienti. Al 31 dicembre 2023 ammontano ad euro 145.430 migliaia e presentano un incremento di euro 28.511 migliaia rispetto all'esercizio precedente. Tale aumento è sostanzialmente riferito per euro 18.970 migliaia ad incassi pervenuti ed in corso di lavorazione e per euro 15.590 migliaia ai maggiori debiti verso clienti per indennizzi sulla qualità del servizio. Tali

impatti risultano in parte mitigati, per euro 6.048 migliaia, dalla riduzione dei debiti verso clienti riferiti ad errati pagamenti.

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 106.060 migliaia (euro 90.403 migliaia al 31 dicembre 2022), accolgono sostanzialmente l'erogazione dell'anticipo sui contributi concessi sui progetti finanziati dal MISE e/o da Regioni e per lo svolgimento di lavori connessi alla costruzione di linee elettriche o cabine.

Il loro incremento, pari a euro 15.657 migliaia, è principalmente determinato dagli incassi pervenuti nell'esercizio 2023, pari ad euro 26.367 migliaia, in parte compensati dalla riduzione, pari a circa euro 10.710 migliaia, determinata dalla riclassifica nella voce "Risconti passivi su contributi (terzi)", nell'ambito delle Altre passività non correnti, della quota parte di contributi in conto impianti riferita a lavori ultimati nell'esercizio precedente.

I risconti passivi, pari a euro 64 migliaia, si riferiscono essenzialmente all'iscrizione della quota a breve dei risconti passivi per Titoli di Efficienza Energetica (per euro 1.121 migliaia).

I debiti diversi pari complessivamente a euro 42.158 migliaia (euro 38.881 migliaia al 31 dicembre 2022) accolgono partite diverse, di varia natura, ancora da regolarizzare. Essi si riferiscono per euro 27.169 migliaia (euro 30.499 migliaia al 31 dicembre 2022) a debiti diversi verso terzi e per euro 14.989 migliaia (euro 8.382 migliaia al 31 dicembre 2022) a debiti verso società del gruppo (compresa controllante e capogruppo).

Strumenti finanziari

50. 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.

50.1 Attività finanziarie per categoria

La tabella seguente indica il valore contabile di ciascuna categoria delle attività finanziarie previste dall'IFRS 9, al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022, distinte tra attività finanziarie correnti e non correnti, esponendo separatamente i derivati di copertura.

Migliaia di euro	Note	Non corrente		Corrente	
		al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Attività finanziarie valutate al costo ammortizzato	50.1.1	106.586	141.417	4.304.412	2.201.740
Attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico complessivo (FVOCI)	50.1.2	-	-	-	-
Attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico	50.1.3	-	-	-	-
Strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura	50.1.4	58.563	101.922	-	540
TOTALE		165.149	243.339	4.304.412	2.202.280

Per maggiori informazioni sulla valutazione dei derivati attivi, correnti e non correnti, si prega di far riferimento alla Nota Esplicativa n. 52 “*Derivati e Hedge Accounting*”.

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value, si prega di far riferimento alla Nota Esplicativa n. 53 “*Fair value measurement*”.

50.1.1 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 31.12.2023	al 31.12.2022		al 31.12.2023	al 31.12.2022
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		-	-	36	137.547	70.080
Crediti commerciali		-	-	28	3.716.116	1.629.709
Attività derivanti da contratti con i clienti			8		-	-
Crediti finanziari e titoli a breve termine		-	-	33	42.707	54.476
Altre attività correnti		-	-	35	17.792	18.034
- Depositi cauzionali presso terzi		-	-		488	342
- Anticipi a fornitori e a terzi		-	-		8.304	8.499
- Note credito da ricevere		-	-		8.202	8.393
- Crediti verso il personale		-	-		798	800
Crediti verso CSEA	27	-	3.355	30	390.052	429.243
Altre attività	27	4.148	2.912	35	198	198
Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine	26	102.438	135.150		-	-
TOTALE		106.586	141.417		4.304.412	2.201.740

I crediti commerciali verso i clienti al 31 dicembre 2023 ammontano a euro 3.716.116 migliaia (euro 1.629.709 migliaia al 31 dicembre 2022) e sono rilevati al netto del fondo svalutazione crediti, che ammonta a euro 1.106.094 migliaia alla fine dell'anno 2022 (euro 1.199.500 migliaia al 31 dicembre 2022).

Impairment delle attività finanziarie valutate al costo ammortizzato

Le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato al 31 dicembre 2023 sono pari complessivamente a euro 4.410.998 migliaia (euro 2.343.157 migliaia al 31 dicembre 2022) e sono rilevate al netto del fondo perdite attese, pari complessivamente a euro 1.118.770 migliaia a fine esercizio (euro 1.203.343 migliaia al 31 dicembre 2022).

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 31.12.2023			al 31.12.2022		
	Importo lordo	Fondo perdite attese	Totale	Importo lordo	Fondo perdite attese	Totale
Crediti Commerciali	4.822.210	1.106.094	3.716.116	2.829.209	1.199.500	1.629.709
Crediti finanziari	155.703	10.558	145.145	190.250	1.757	188.493
Altre attività finanziarie al costo ammortizzato*	551.855	2.118	549.737	527.041	2.086	524.955
Totale	5.529.768	1.118.770	4.410.998	3.546.500	1.203.343	2.343.157

* 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 2022	1.936	-	1.936	-	-	-
Svalutazioni	-	-	-	-	-	-
Utilizzi	-	-	-	-	-	-
Rilasci	-	86	-	-	86	-
Write-off	-	-	-	-	-	-
Altre movimentazioni	-	93	-	-	93	-
Totale al 31 dicembre 2022	1.757	-	1.757	-	-	-
Svalutazioni	8.841	-	8.841	-	-	-
Utilizzi	-	-	-	-	-	-
Rilasci	-	40	-	-	40	-
Write-off	-	-	-	-	-	-
Altre movimentazioni	-	-	-	-	-	-
Totale al 31 dicembre 2023	10.558	-	10.558	-	-	-

Il fondo perdite attese relativo ai crediti finanziari è pari al 31 dicembre 2023 ad euro 10.558 migliaia (euro 1.757 migliaia al 31 dicembre 2022) e si riferisce all'impairment:

- dei crediti finanziari e titoli a medio e lungo termine per euro 108 migliaia (euro 148 migliaia al 31 dicembre 2022);
- dei crediti finanziari e titoli a breve termine per euro 10.450 migliaia (euro 1.609 migliaia al 31 dicembre 2022).

La tabella seguente indica la movimentazione del fondo perdite attese su crediti commerciali (in base all'approccio semplificato):

	ECL Lifetime		
	Individuale	Collettiva	Totale
1° gennaio 2022	1.130.673	36.443	1.167.116
Svalutazioni	74.598	-	74.598
Utilizzi	(4.325)	-	(4.325)
Rilasci	(37.889)	-	(37.889)
Write-off	-	-	-
Altre movimentazioni	(1.886)	1.886	-
Totale al 31 dicembre 2022	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

Il fondo perdite attese relativi ai crediti commerciali, pari al 31 dicembre 2023 ad euro 1.106.094 migliaia (euro 1.199.500 migliaia al 31 dicembre 2022), si riferisce all'*impairment*:

- dei crediti trasporto energia per euro 1.039.304 migliaia (euro 1.142.135 migliaia al 31 dicembre 2022), di cui euro 19.328 migliaia per interessi di mora
- dei crediti servizi di misura e connessioni per euro 53.187 migliaia (euro 47.455 migliaia al 31 dicembre 2022);
- degli altri crediti commerciali per euro 13.603 migliaia (euro 9.910 migliaia al 31 dicembre 2022).

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 2022	1.381	-	1.381
Svalutazioni	175		175
Utilizzi	-		-
Rilasci	(2)		(2)
Write-off	-		-
Altre movimentazioni	515	17	532
Totale al 31 dicembre 2022	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

Si precisa che nella nota n. 51 "Risk Management" sono fornite informazioni aggiuntive relativamente all'esposizione al rischio di credito e alle perdite attese.

50.1.2 Attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico complessivo (FVOCI) – strumenti di capitale

Al 31 dicembre 2023 non sono presenti attività finanziarie valutate al FVOCI rilevato a conto economico, sia correnti che non correnti.

50.1.3 Attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico

Al 31 dicembre 2023 non sono presenti attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico, sia correnti che non correnti.

50.1.4 Derivati attivi designati come strumenti di copertura

Per maggiori dettagli sui derivati attivi si prega di far riferimento alla nota n. 52 "Derivati e hedge accounting".

50.2 Passività finanziarie per categoria

La tabella seguente indica il valore contabile di ciascuna categoria delle passività finanziarie previste dall' IFRS 9, distinte tra passività finanziarie correnti e non correnti, esponendo separatamente i derivati di copertura.

Migliaia di euro	Note	Non correnti		Correnti	
		al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	50.2.1	10.412.080	10.147.526	8.423.885	5.154.514
Passività finanziarie al fair value rilevato a conto economico		-	-	-	-
<i>Derivati di cash flow hedge</i>	25	13.210	1.508	259	-
Totale derivati passivi designati come strumenti di copertura		13.210	1.508	259	-
Totale		10.425.290	10.149.034	8.424.144	5.154.514

Per maggiori informazioni sulla rilevazione e classificazione dei derivati passivi correnti e non correnti si prega di far riferimento alla Nota Esplicativa n. 52 "Derivati e Hedge Accounting".

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 53 "Fair value measurement".

50.2.1 Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato

La tabella seguente espone le passività finanziarie valutate al costo ammortizzato, suddivisi in correnti e non correnti:

Migliaia di euro	Note	Non correnti		Note	Correnti	
		al 31.12.2023	al 31.12.2022		al 31.12.2023	al 31.12.2022
Finanziamenti a lungo termine	38	10.412.080	10.147.526	38	325.395	288.804
Finanziamenti a breve termine			-	38	2.886.666	2.685.268
Debiti commerciali		-	-	43	1.775.856	1.484.411
Debiti verso CSEA		-	-	45	3.128.879	495.194
Altre passività finanziarie correnti		-	-	48	72.237	54.318
Passività contrattuali - lavori in corso su ordinazione		-	-	8	16.839	14.733
Altre passività correnti:		-	-	49	218.012	131.786
<i>- Depositi cauzionali da clienti</i>		-	-		72.582	14.867
<i>- Debiti diversi verso clienti</i>		-	-		145.430	116.919
Totale		10.412.080	10.147.526		8.423.884	5.154.514

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) – 10.737.475 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 2.733.283 migliaia, otto 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 tranne), 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 è 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 2023 il loro costo ammortizzato risulta essere pari a euro 62 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 tranne, 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 tranne, 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 tranne, 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 tranne, 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 2023 il loro costo ammortizzato risulta essere pari a euro 119 migliaia.

La seconda tranne, 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 tranne 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 tranne 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 2023 il loro costo ammortizzato risulta essere pari a euro 181 migliaia.

Con riferimento a tutti i finanziamenti intrattenuti con la BEI, si precisa che l'importo rimborsato nell'anno 2023 è stato complessivamente pari a euro 162.732 migliaia.

Inoltre, tali voci accolgono per euro 446.667 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 tranne) e dell'1,91% (Seconda tranne). 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 2023 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. (confluìta 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 venticinquennale 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 tranne 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 tranne, pari a euro 163 migliaia, erogata il 26 marzo 2018 ad un tasso fisso pari a 1,352%;
- prima tranne, 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 tranne, pari a euro 247 migliaia, erogata il 11 febbraio 2019 ad un tasso fisso pari a 3,35%;
- seconda tranne, pari a euro 25 migliaia, erogata il 26 luglio 2019 ad un tasso fisso pari a 2,25%;
- terza tranne, pari a euro 4 migliaia, erogata il 10 dicembre 2019 ad un tasso fisso pari a 1,39%;
- quarta tranne, 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 tranne, pari a euro 3.545 migliaia, erogata il 10 agosto 2021 ad un tasso fisso pari a 1,06%;
- seconda tranne, pari a euro 158 migliaia, erogata il 10 settembre 2021 ad un tasso fisso pari a 1,24%;
- terza tranne, pari a euro 351 migliaia, erogata il 11 ottobre 2021 ad un tasso fisso pari a 1,41%;
- quarta tranne, 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 nel 2023, sono stati complessivamente pari a euro 238 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 201.335 migliaia (di cui euro 127.475 migliaia verso la società Enel Italia S.p.A., euro 2.167 migliaia verso la società Enel Produzione S.p.A. ed euro 71.693 migliaia verso terzi).

Nel corso dell'esercizio 2023 i finanziamenti da leasing hanno registrato un incremento pari a euro 113.348 migliaia, rimborsi pari ad euro 59.960 migliaia e altri movimenti ad integrazione pari ad euro 223 migliaia.

Le tabelle seguenti indicano il valore nominale, il valore contabile e il fair value dei finanziamenti a lungo termine al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022, 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 2023-2022
al 31.12.2023						
Finanziamenti bancari:						
- tasso fisso						
- 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 revolving e non-revolving (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						
- 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	-
Totale finanziamenti non bancari	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

Migliaia di euro	Valore nominale	Valore contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Fair value	Variazioni valore contabile 2022-2021
al 31.12.2022						
Finanziamenti bancari:						
- tasso fisso						
- tasso fisso	6.428	6.428	238	6.190	5.094	(134)
- tasso variabile	2.932.377	2.932.178	252.058	2.680.120	2.914.321	86.600
Totale finanziamenti bancari	2.938.805	2.938.606	252.296	2.686.310	2.919.415	86.466
Finanziamenti non bancari:						
- derivanti da contratti di leasing - tasso fisso						
- derivanti da contratti di leasing - tasso fisso	147.724	147.724	36.508	111.216	147.724	(623)
- derivanti da contratti di leasing - tasso variabile	-	-	-	-	-	-
- altri finanziamenti - tasso fisso	4.500.000	4.500.000	-	4.500.000	3.831.742	(2.000.000)
- altri finanziamenti - tasso variabile	2.850.000	2.850.000	-	2.850.000	3.043.882	2.850.000
Totale finanziamenti non bancari	7.497.724	7.497.724	36.508	7.461.216	7.023.348	849.377
Totale finanziamenti a tasso fisso	4.654.152	4.654.152	36.746	4.617.406	3.984.560	(2.000.757)
Totale finanziamenti a tasso variabile	5.782.377	5.782.178	252.058	5.530.120	5.958.203	2.936.600
Totale	10.436.529	10.436.330	288.804	10.147.526	9.942.763	935.843

Per maggiori informazioni sull'analisi delle scadenze dei finanziamenti, si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 51 "Risk Management" e sui livelli del *fair value*, si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 53 "Fair value measurement".

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 31.12.2023		al 31.12.2022		al 31.12.2023	
Euro	10.737.475	10.737.837	10.436.330	10.436.529	3,96%	3,97%
Valuta estera	-	-	-	-	-	-
Totale valute non euro	-	-	-	-	-	-
TOTALE	10.737.475	10.737.837	10.436.330	10.436.529		

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 31.12.2023		al 31.12.2023	
Passività da leasing - gruppo:	129.642	129.642		
- tasso fisso	129.642	129.642	3,36%	3,36%
- tasso variabile	-	-		
Passività da leasing - terzi:	71.693	71.693		
- tasso fisso	71.693	71.693	2,82%	2,82%
- tasso variabile	-	-		
TOTALE	201.335	201.335		

La tabella seguente indica le caratteristiche dei finanziamenti bancari e non ricevuti nell'esercizio 2023:

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		20/10/2023	500.000	EUR	Euribor 6M+0.548	tasso variabile	20/10/2038
Totale				500.000				

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 prenditore 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 ramo di azienda), il prenditore ha l’obbligo di darne comunicazione alla banca. 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. Qualora il prenditore 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 prenditore 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 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;
- > 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 e settembre 2023, 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 31.12.2023		al 31.12.2022	
	Prima della copertura	Dopo la copertura	Prima della copertura	Dopo la copertura
%				
Tasso variabile	6.030.312	56%	0%	5.782.377
Tasso fisso	4.707.525	44%	0%	4.654.152
Totali	10.737.837	100%	-	10.436.529
			100%	10.436.529
				100%

Per il contenuto delle altre voci contenute nelle Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato, si rinvia alle specifiche Note Esplicative.

Finanziamenti a breve termine – 2.886.666 migliaia di euro

La tabella seguente indica i finanziamenti a breve termine al 31 dicembre 2023 distinti per natura, confrontati con l'esercizio precedente:

Migliaia di euro	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022
Finanziamenti bancari a breve termine	263	213	50
Finanziamenti bancari a breve termine - gruppo	1.500.000	1.500.000	
Conto corrente intersocietario	1.386.403	1.185.055	201.348
Totali	2.886.666	2.685.268	201.398

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 1.500.000 migliaia, rinnovata 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% e rimborso della quota capitale a scadenza. Al 31 dicembre 2023 tale linea di credito risulta completamente utilizzata.

Al 31 dicembre 2022 tale voce, pari a euro 1.500.000 migliaia, accoglieva la linea di credito revolving, completamente utilizzata, ottenuta nel mese di luglio 2022 dalla controllante per una durata massima di un anno, con tasso trimestrale variabile (euribor 3 mesi) più spread 0,62% e rimborso della quota capitale a scadenza.

Il saldo del conto corrente intersocietario intrattenuto con la controllante, al 31 dicembre 2023, risulta 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 allo 0,62%, e sui saldi creditori, un tasso che è variato mensilmente.

Al 31 dicembre 2022, il saldo del conto corrente intersocietario intrattenuto con la controllante, risultava a debito per euro 1.185.055 migliaia. Sui saldi giornalieri a debito è stato applicato, per ciascun mese dell'anno 2022, un tasso di interesse pari all'“Euribor ad un mese-Media mensile”, maggiorato di uno spread pari allo 0,70% fino al mese di settembre e dello 0,62% a partire dal mese di ottobre, e sui saldi creditori, aumentato di uno spread che è variato mensilmente.

L'aumento del saldo a debito del conto corrente intersocietario, pari a euro 201.348 migliaia, deriva essenzialmente:

- dal pagamento del dividendo anno 2022 pari ad euro 1.400.100 migliaia;
- dal rimborso delle quote dei finanziamenti a lungo termine, pari a euro 252.304 migliaia e delle quote dei finanziamenti per contratti di leasing, pari a euro 59.960 migliaia;
- dalla maggiore spesa in investimenti rispetto all'anno precedente pari a euro 417.990 milioni;
- dal pagamento delle imposte pari a euro 486.597 migliaia;
- dalla presenza di maggiori oneri finanziari per euro 159.952 migliaia.

Tali effetti sono stati parzialmente mitigati:

- dall'incasso del finanziamento BEI Open Meter II di euro 500.000 migliaia;
- dall'incasso dei progetti finanziati da organismi ed enti comunitari pari complessivamente ad euro 374.160 milioni (di cui euro 347.794 migliaia riferiti all'anticipo del 10% del contributo concesso sui 24 progetti ammessi alle agevolazioni del PNRR);
- dal maggior impatto delle cessioni pro-soluto dei crediti, pari a euro 467.707 migliaia e dalle dilazioni debiti ottenute, pari a euro 910.437 migliaia;
- incasso per cessione credito bonus sociale pari a euro 286.379 migliaia.

Si precisa che il *fair value* dei finanziamenti correnti è equivalente al loro valore contabile in quanto l'effetto dell'attualizzazione non è significativo.

50.2.2 Derivati passivi

Per maggiori dettagli sui derivati passivi si prega di far riferimento alla nota n. 52 “*Derivati ed hedge accounting*”.

50.2.3 Utili (perdite) netti

Nella tabella seguente sono riportati gli utili e le perdite nette al 31 dicembre 2023 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
	2023	2023	2022	2022
Attività finanziarie al FVOCI:	-	-	-	-
Attività finanziarie misurate al costo ammortizzato	(41.816)	8.889	38.108	67
Attività finanziarie al FVTPL:	-	-	-	-
Passività finanziarie misurate al costo ammortizzato	595.655	-	357.237	-
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”.

51. Risk Management

51.1 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.

Tale modello adottato da e-distribuzione S.p.A. è in linea con il modello del Gruppo Enel e con quelli più accreditati nel contesto internazionale e 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 abilitano 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 di Compliance.

Per contenere e/o ottimizzare l'esposizione a tali rischi, la Società svolge una serie di attività di analisi, misurazione, monitoraggio e gestione degli stessi.

51.2 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 e limiti operativi. L'obiettivo è quello di mitigare opportunamente i rischi finanziari al fine di evitare 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 politica di gestione del rischio di tasso di interesse mira al contenimento degli oneri finanziari e della loro volatilità mediante l'ottimizzazione del portafoglio di passività finanziarie 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. 50 "Strumenti finanziari per categoria".

La seguente tabella mostra il valore nozionale dei derivati su tassi di interesse al 31 dicembre 2023 e 31 dicembre 2022 suddiviso per tipologia di contratto:

Migliaia di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Interest rate swaps fixed to floating	-	-
Interest rate swaps floating to fixed	1.604.032	1.236.979
Interest rate options	-	-
Totale	1.604.032	1.236.979

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. 52 *"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 2023 il 56% (55% al 31 dicembre 2022) 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 2023, risulta essere coperto all'59% (56% al 31 dicembre 2022).

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 31.12.2023		al 31.12.2022	
		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	11.066	-	11.363	-
		(11.066)	-	(11.363)	-
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	13	20.527	-	12.580
		(13)	(20.527)	-	(12.580)
<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 dicembre 2023 i contratti a copertura del rischio cambio euro-dollarlo riguardano operazioni previste, altamente probabili, connesse all'acquisizione di contatori digitali.

Nella seguente tabella vengono forniti, alla data del 31 dicembre 2023 e del 31 dicembre 2022, il valore nozionale delle operazioni in essere suddivise per tipologia di strumento di copertura:

Migliaia di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Cross currency rate swaps (CCIRSS)	-	-
Currency forwards	26.578	70.952
Currency swaps	-	-
Totale	26.578	70.952

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.

Migliaia di euro		al 31.12.2023		al 31.12.2022	
	Aumento/riduzione nei tassi di cambio	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:					
Cash Flow hedge	10%	(202) 247	(2.175) 2.656	-	(6.213) 7.574
Fair value hedge	10%	-	-	-	-

In base all'analisi dell'indebitamento, si rileva che e-distribuzione non detiene passività finanziarie denominate in divisa diversa dall'euro.

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 associate e, come disciplinato dal Codice di Rete (CADE), 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 2023 e 2022 è rappresentata dal valore contabile, come illustrato nel paragrafo n.50 "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	6,78%	155.703	10.558	145.145
Underperforming	Lifetime ECL	BB+ to C	-	-	-	-
			-	-	-	-
			-	-	-	-
			D	-	-	-
Total				155.703	10.558	145.145

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 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	22,3%	4.774.240	1.062.696	3.711.544
Crediti commerciali non scaduti	0,0%	3.591.159	1.049	3.590.110
Crediti commerciali scaduti:	89,7%	1.183.081	1.061.647	121.434
1 – 30 giorni	15,4%	29.353	4.535	24.818
31 – 60 giorni	8,6%	20.310	1.738	18.572
61 – 90 giorni	10,1%	7.834	795	7.039
91 – 120 giorni	30,1%	11.680	3.517	8.163
121 – 150 giorni	32,9%	6.175	2.033	4.142
151 – 180 giorni	52,8%	3.413	1.803	1.610
più di 180 giorni (credit impaired)	94,8%	1.104.316	1.047.226	57.090
Altre Attività Finanziarie a costo ammortizzato	0,4%	548.675	2.098	546.577
Total	20,0%	5.322.915	1.064.794	4.258.121

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	90,5%	47.970	43.398	4.572
Crediti commerciali non scaduti	0,0%	6.219	2	6.217
Crediti commerciali scaduti:	103,9%	41.751	43.396	- 1.645
1 – 30 giorni	-0,4%	- 1.688	6	- 1.694
31 – 60 giorni	-1,3%	889	12	901
61 – 90 giorni	2,5%	852	21	831
91 – 120 giorni	-13,2%	645	85	- 730
121 – 150 giorni	-1,0%	616	6	- 622
151 – 180 giorni	-4,2%	1.285	54	- 1.339
più di 180 giorni (credit impaired)	93,9%	46.022	43.212	2.810
Altre Attività Finanziarie a costo ammortizzato	0,6%	3.180	20	3.160
Total	84,9%	51.150	43.418	7.732

Al 31 dicembre 2023 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 106.498 migliaia (al 31 dicembre 2022 risultavano svalutati per euro 56.660 migliaia). Per maggiori dettagli si rimanda al commento riportato nella voce 35 “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 2023 ha un fido di cassa con Enel Italia di 2.500 milioni di euro utilizzato per 1.386 milioni di euro e una linea di credito con Enel Italia per 1.500 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	-	242	246	761	4.941
- tasso variabile	4.546	270.247	286.149	960.215	1.658.793
- linee di credito <i>revolving e non-revolving</i> (quota utilizzata)					
Totale	4.546	270.489	286.395	960.976	1.663.734
Finanziamenti non bancari:					
- derivanti da contratti di leasing - tasso fisso	15.239	35.122	37.490	84.880	28.604
- derivanti da contratti di leasing - tasso variabile					
- altri finanziamenti - tasso fisso		66.667	400.000	4.033.333	
- altri finanziamenti - tasso variabile		30.357	182.143	2.637.500	
Totale	15.239	35.122	134.514	667.023	6.699.437
Derivati:					
Derivati di FVH	-	-	-	-	-
Derivati di CFH	108	150	-	1.527	11.684
Derivati al fair value rilevato a conto economico	-	-	-	-	-
Totale	-	-	-	-	-
Debiti commerciali e altri debiti	1.775.844	1	-	-	11
Garanzie finanziarie	-	-	-	-	-
Altre passività finanziarie	-	-	-	-	-
TOTALE	1.795.629	305.612	420.909	1.627.999	8.363.182

52. Derivati e Hedge Accounting

52.1 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 2023 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 2023 derivati di cash flow hedge e si riferiscono alla copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa connessi ad alcuni finanziamenti a lungo termine e a tasso variabile, nonché alla copertura del rischio di cambio connesso all’acquisto di contatori digitali e di concentratori per la componente legata alla variabilità del cambio EUR/USD.

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 2023 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 2023, 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 53 "Fair value measurement".

Migliaia di euro	Non correnti				Correnti			
	Valore nozionale		Fair value		Valore nozionale		Fair value	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
DERIVATI ATTIVI								
Derativi designati come strumenti di copertura:								
Cash flow hedge								
sul rischio di tasso d'interesse	984.032	1.076.979	58.563	101.690	-	-	-	-
sul rischio di tasso di cambio		18.584		232		52.368	-	540
Totale	984.032	1.095.563	58.563	101.922	-	52.368	-	540
TOTALE DERIVATI ATTIVI	984.032	1.095.563	58.563	101.922	-	52.368	-	540

Migliaia di euro	Non correnti				Correnti			
	Valore nozionale		Fair value		Valore nozionale		Fair value	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
DERIVATI PASSIVI								
Derativi designati come strumenti di copertura:								
Cash flow hedge								
sul rischio di tasso d'interesse	620.000	160.000	13.210	1.508	-	-	-	-
sul rischio di tasso di cambio	-	-	-	-	26.578	-	259	-
sul rischio di prezzo su commodity	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale	620.000	160.000	13.210	1.508	26.578	-	259	-
TOTALE DERIVATI PASSIVI	620.000	160.000	13.210	1.508	26.578	-	259	-

Riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse - “riforma IBOR”

Overview

Gli Interbank Offered Rates (“IBORs”) sono i tassi di riferimento ai quali le banche prendono in prestito fondi nel mercato interbancario su base non garantita, per un dato periodo che va dall’overnight ai dodici mesi, in una determinata divisa.

Negli anni recenti ci sono stati vari casi di manipolazione di tali tassi da parte delle banche che contribuiscono al loro calcolo, e per questa ragione gli enti regolatori nel mondo hanno iniziato una fondamentale riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse, che include la loro sostituzione con tassi di riferimento alternativi privi di rischio (“riforma IBOR”).

e-distribuzione è esposta unicamente all’Euribor. Tale indice è ancora considerato in linea con l’European Benchmarks Regulation (BMR) e questo consente ai partecipanti al mercato di continuare ad utilizzarlo sia per i contratti esistenti che per quelli nuovi.

Gli indici USD Libor 1 mese, 3 mesi e 6 mesi sono diventati non rappresentativi dopo il 30 giugno 2023 e il tasso di riferimento alternativo sarà il Secured Overnight Financing Rate (SOFR).

In conseguenza della riforma IBOR sono state previste alcune deroghe temporanee alle regole sulle relazioni di copertura in attuazione delle modifiche all’IFRS 9 emesse a settembre 2019 (fase 1) e ad agosto 2020 (fase 2) per indirizzare, rispettivamente:

- tematiche ante-sostituzione che impattano l’informativa finanziaria nel periodo che precede la sostituzione di un tasso di interesse di riferimento esistente con uno alternativo privo di rischio (fase 1); e
- tematiche post-sostituzione che potrebbero impattare l’informativa finanziaria quando un indice di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse esistente è riformato o sostituito e dunque quando non c’è più l’incertezza iniziale, ma i contratti e le relazioni di copertura devono ancora essere aggiornate per riflettere i nuovi tassi di riferimento (fase 2).

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”).

L’ISDA ha rivisto i suoi contratti standardizzati alla luce della riforma IBOR e modificato le scelte relative ai tassi variabili all’interno delle definizioni ISDA del 2006 per includere clausole di sostituzione applicabili alla dismissione permanente di specifici indici di riferimento chiave; questi cambiamenti sono divenuti efficaci il 25 gennaio 2021. Le transazioni incorporate nelle definizioni ISDA del 2006 effettuate il 25 gennaio 2021, o successivamente, includono queste scelte sui tassi variabili rettificate (ad esempio la scelta sul tasso variabile con la clausola di sostituzione), mentre le altre transazioni concluse ante tale data (c.d. “legacy contracts”) continuano ad essere basate sulle definizioni ISDA del 2006.

Per questo motivo l'ISDA ha pubblicato un protocollo IBOR di sostituzione per facilitare le modifiche multilaterali così da includere le definizioni rettificate.

Con riferimento all'Euribor, la Società sta valutando se: (i) aderire o meno al suddetto protocollo, in base alla sua esposizione e all'evoluzione della riforma IBOR, oppure (ii) rettificare in anticipo con accordi bilaterali i contratti impattati dalla riforma.

Relazioni di copertura

Alla data di riferimento del bilancio gli elementi coperti e gli strumenti di copertura sono esclusivamente indicizzati all'Euribor. Come precedentemente detto, ad oggi, i contratti indicizzati all'Euribor non rientrano tra quelli impattati dalla riforma.

52.1.2 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 2023 suddivisi per scadenza:

Migliaia di euro	Scadenza						
	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	-	-	3,61	-	-	1,73	
Currency forward							
- Notional value	26.578	-	-	-	-	-	26.578
- Average currency forward rate	1,10	-	-	-	-	-	
al 31.12.2022							
Interest rate swap (IRS)							
- Notional value	-	-	-	160.000	-	1.076.979	1.236.979
- Average IRS rate	-	-	-	3,61	-	1,20	

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 2023 e al 31 dicembre 2022 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			
		al 31.12.2023				al 31.12.2022		
Interest rate swap	Finanziamenti bancari a tasso variabile	58.563	(13.210)	1.604.032		101.690	(1.508)	1.236.979
Totale		58.563	(13.210)	1.604.032		101.690	(1.508)	1.236.979

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 2023 e al 31 dicembre 2022, suddivisi per tipologia di relazione di copertura:

Derivati	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Cash flow hedge								
Interest rate swap	984.032	1.076.979	58.563	101.690	620.000	160.000	(13.210)	(1.508)
Interest rate option	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su tasso d'interesse	984.032	1.076.979	58.563	101.690	620.000	160.000	(13.210)	(1.508)

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 31.12.2023	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2026	al 31.12.2027	al 31.12.2028
CFH su tasso d'interesse							
Fair value positivo	58.563	21.322	8.248	6.417	6.134	5.909	15.734
Fair value negativo	(13.210)	746	(3.930)	(3.929)	(2.961)	(2.094)	(1.864)

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 31.12.2023				
Interest rate swap (IRS)	1.604.032	45.353	-	45.353
al 31.12.2022				
Interest rate swap (IRS)	1.236.979	100.182	Derivati	100.182

L'impatto sullo stato patrimoniale delle poste coperte esposte al rischio di tasso di interesse è il seguente:

	al 31.12.2023				al 31.12.2022			
Migliaia di euro	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	(45.353)	45.390	-	(37)	(100.182)	100.227	-	(45)
Totale	(45.353)	45.390	-	(37)	(100.182)	100.227	-	(45)

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	2023			2022		
	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				(171.115)	(20.809)	2.123
Derivati di copertura	-	-	-	(171.115)	(20.809)	2.123

Rischio di cambio

La tabella di seguito espone il valore nozionale e il tasso medio di copertura sul rischio di cambio in essere al 31 dicembre 2023 suddivisi per scadenza:

Migliaia di euro	Scadenza						
	2024	2025	2026	2027	2028	Oltre	Totale
al 31.12.2023							
Interest rate swap (IRS)							
- Notional value	-	-	-	160.000	-	1.076.979	1.236.979
- Average IRS rate	-	-	-	3,61	-	1,20	-
Currency forward							
- Notional value	26.578	-	-	-	-	-	26.578
- Average currency forward rate	1,10	-	-	-	-	-	-
	2023	2024	2025	2026	2027	Oltre	Totale
al 31.12.2022							
Interest rate swap (IRS)							
- Notional value	-	-	-	-	-	1.407.419	1.407.419
- Average IRS rate	-	-	-	-	-	1.643	-
Currency forward							
- Notional value - currency forward EUR/USD	52.368	18.584	-	-	-	-	70.952
- Average currency forward rate - EUR/USD	1,09	1,11	-	-	-	-	-

La tabella seguente espone invece il valore nozionale e il *fair value* degli strumenti di copertura sul rischio di tasso di cambio delle transazioni in essere al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022, suddivisi per tipologia di elemento coperto:

Migliaia di euro		Fair value	Valore nozionale	Fair value	Valore nozionale
Strumento di copertura	Elemento coperto	Attività	Passività	Attività	Passività
al 31.12.2023				al 31.12.2022	
Currency forward	Acquisti futuri di beni di investimento denominati in valuta estera	-	(259)	26.578	773
Currency swaps	Commercial paper denominati in valuta estera	-	-	-	-
Totale		-	(259)	26.578	773
					70.952

Infine, di seguito sono riportati il valore nozionale e il *fair value* dei derivati di copertura del rischio cambio al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022 suddivisi per tipologia di relazione di copertura:

Derivati	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Cash flow hedge								
Currency forward	-	70.952	773	26.578	-	259	-	-
CCIRS	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su tasso di cambio	-	70.952	-	773	26.578	-	259	-

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 cambio:

Migliaia di euro	Distribuzione dei flussi di cassa attesi						
	al 31.12.2023	31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2026	al 31.12.2027	al 31.12.2028	Oltre
CFH su tasso di cambio							
Fair value positivo	-	-	-	-	-	-	-
Fair value negativo	(259)	(259)	-	-	-	-	-

L'impatto sullo stato patrimoniale delle coperture dei flussi di cassa del rischio di cambio è il seguente:

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)	-	-	-	-
Currency forwards	26.578	(259)	-	(259)
al 31.12.2022				
Cross currency interest rate swaps (CCIRS)	-	-	-	-
Cross forwards	70.952	773	Derivati	773

Migliaia di euro	al 31.12.2023				al 31.12.2022		
	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
Acquisti di beni di investimento in valuta	259	(202)	-	(57)	-	-	-
Total	259	(202)	-	(57)	-	-	-

La tabella seguente espone gli impatti a patrimonio netto dei derivati di cash flow hedge su rischio tasso di cambio avvenuti durante il periodo al lordo dell'effetto fiscale:

Migliaia di euro	2023	2022				
	Variazione linda di fair value rilevata a patrimonio netto (a)	Variazione linda di fair value rilasciata a conto economico - Recycling (b)	Variazione linda di fair value rilasciata a conto economico - Inefficacia	Variazione linda di fair value rilevata a patrimonio netto (a)	Variazione linda di fair value rilasciata a conto economico - Recycling (b)	Variazione linda di fair value rilasciata a conto economico - Inefficacia
Copertura del tasso di cambio	-	-	-	(3.327)	-	-
Derivati di copertura	-	-	-	(3.327)	-	-

Attività e passività misurate al *fair value*

53. Fair value measurement di attività e passività

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).

53.1 Attività misurate al *fair value* nello Stato patrimoniale

Nella tabella che segue sono esposti i livelli della gerarchia delle attività al 31 dicembre 2023 valutate al *fair value*:

Migliaia di euro	Note	ATTIVITA' NON CORRENTI			ATTIVITA' CORRENTI				
		Fair value al 31.12.2023	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value al 31.12.2023	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Valutazioni ricorrenti al <i>fair value</i>									
Derivati di cash flow hedge:									
sul rischio di tasso d'interesse		58.563	-	58.563	-	-	-	-	
sul rischio di tasso di cambio		-	-	-	-	-	-	-	
sul rischio di prezzo su commodity		-	-	-	-	-	-	-	
Derivati embedded		-	-	-	-	-	-	-	
Totale		58.563	-	58.563	-	-	-	-	

Non si sono verificati trasferimenti tra livelli della scala gerarchica nel corso del periodo.

53.2 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 2023 rappresenti un'approssimazione ragionevole del *fair value*.

53.3 Passività misurate al *fair value* nello Stato patrimoniale

Nella tabella che segue sono esposti i livelli della gerarchia delle passività al 31 dicembre 2023 valutate al *fair value*:

Migliaia di euro	Note	PASSIVITÀ NON CORRENTI			PASSIVITÀ CORRENTI				
		Fair value al 31.12.2023	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value al 31.12.2023	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Valutazioni ricorrenti al <i>fair value</i>									
Derivati di cash flow hedge:									
sul rischio di tasso d'interesse		13.210	-	13.210	-	-	-	-	
sul rischio di tasso di cambio		-	-	-	-	259	-	259	
sul rischio di prezzo su commodity		-	-	-	-	-	-	-	
Derivati embedded		-	-	-	-	-	-	-	
Totale		13.210	-	13.210	-	259	-	259	

Non si sono verificati trasferimenti tra livelli della scala gerarchica nel corso del periodo.

53.4 Passività non valutate al *fair value* nello Stato patrimoniale

Nella tabella che segue sono esposti i livelli della gerarchia delle passività non valutate al *fair value*:

Migliaia di euro	Note	PASSIVITÀ'			
		Fair value al 31.12.2023	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Finanziamenti:					
Finanziamenti bancari:					
- tasso fisso		5.154		5.154	
- tasso variabile		3.174.136		3.174.136	
Totale		3.179.290	-	3.179.290	-
Finanziamenti verso altri:					
- tasso fisso		4.378.234	-	4.378.234	-
- tasso variabile		3.078.637	-	3.078.637	-
Totale		7.456.871	-	7.456.871	-
Totale Finanziamenti		10.636.161	-	10.636.161	-

Altre informazioni

54. 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 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 Munteria 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	-	-
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 le operazioni economiche con parti correlate realizzate durante l'esercizio 2022:

Migliaia di euro	Ricavi	Costi					
	Vendite di beni	Prestazioni di servizi	Proventi finanziari	Acquisti di beni	Ottenimento di servizi e altri costi	Ammortamenti, Impairamenti e ripristini di valore crediti	Oneri finanziari
Capogruppo Enel SpA	-	-	-	-	21.401	-	8.551
Controllante Enel Italia SpA	-	7	3.212	563	170.004	-	301.999
Controllate:							
Dirigenti con responsabilità strategica	-	-	-	-	-	-	-
Società del Gruppo:	1.431	3.230.367	-	318.100	145.705	885	2.452
Servizio Elettrico Nazionale SpA	-	1.223.364	-	92.847	1.762	-	-
Enel Energia SpA	-	2.001.538	-	-	2.771	-	-
Enel Grids Srl	-	242	-	-	137.391	-	-
Gridspertise Srl	-	253	-	225.253	3.413	-	2.426
Enel Global Services Srl	-	-	-	-	64	-	-
Edistribuzione Redes Digitales SL	-	-	-	-	-	-	-
Endesa Ingegneria SA	-	(247)	-	-	-	-	-
Enel Sole Srl	-	1.119	-	-	-	-	-
Enel Produzione SpA	-	3.729	-	-	103	885	26
E-Distributie Muntenia SA	369	50	-	-	(0)	-	-
Enel Energie Muntenia SA	-	-	-	-	-	-	-
Enel Trade SpA	-	13	-	-	-	-	-
E-Distributie Banat SA	432	35	-	-	-	-	-
E-Distributie Dobrogea SA	12	232	-	-	-	-	-
Altre Società del Gruppo	618	39	-	-	201	-	-
Altre parti correlate:	-	96.219	-	15.391	1.857.326	-	10.483
GSE	-	298	-	-	167	-	-
GME	-	-	-	-	147.064	-	-
Poste Italiane	-	79	-	-	135	-	-
ENI	-	12.599	-	14.480	-	-	-
Terna	-	22.646	-	909	1.650.082	-	-
Fopen	-	-	-	-	20.345	-	-
Fondenel	-	-	-	-	841	-	-
Gruppo Ferrovie dello Stato	-	58.049	-	-	982	-	-
Gruppo Leonardo ex Finmeccanica	-	144	-	0	5	-	-
Altre Gruppo CdP	-	739	-	1	36.190	-	10.483
Anas	-	1.596	-	-	1.475	-	-
Gruppo MPS	-	1	-	-	32	-	-
Europa Gestioni Immobiliari	-	-	-	-	8	-	-
Altre	-	68	-	-	1	-	-
Totali	1.431	3.326.593	3.212	334.054	2.194.435	885	323.484

La seguente tabella sintetizza i rapporti patrimoniali con parti correlate al 31 dicembre 2023 (si precisa che i crediti verso altre parti correlate sono esposti al lordo di eventuali impairment):

	Stato Patrimoniale													Altre informazioni					
	Attività materiali e accounti	Attività finanziarie e non correnti	Altre attività non correnti	Crediti commerciali e altri crediti	Attività finanziarie e correnti	Altre attività correnti	Crediti per imposte sul reddito	Finanziamenti e apporti di capitale	Altre passività finanziarie e non correnti	Piani pensionistici e altri benefici post-pensione	Passività contrattuali non correnti	Altre passività non correnti	Debiti commerciali e altri debiti	Passività finanziarie e correnti	Passività contrattuali correnti	Altre passività correnti	Garanzie prestate	Garanzie ricevute	Impegni
Capogruppo Enel SpA	-	-	5.712	-	-	-	112.55	-	-	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	6.964.05	-	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)	-	-	(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
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	112.55	8.951.089	370.543	40.149	1.140.839	162	620.828	7.054.49	270.069	38.465	3.222	171.819	22.868

La seguente tabella sintetizza i rapporti patrimoniali con parti correlate al 31 dicembre 2022:

	Stato Patrimoniale													Altre informazioni					
	Attività materiali e accounti	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 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	-	-	5.700	-	-	66.686	14.899	-	-	43.649	-	-	16.448	-	-	1	-	-	
Controllante Enel Italia SpA	117.674	101.922	-	580	1.629	177	-	8.943.136	1.508	-	60	-	44.683	6.757.800	-	2	-	-	
Controllate:																			
Dirigenti con responsabilità strategica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Società del Gruppo	3.025	-	-	114.504	-	7.130	-	2.167	-	-	1.194.134	178	271.186	887	222.574	8.379	-	-	-
Servizio Elettrico Nazionale SpA	-	-	-	20.276	-	-	-	-	-	-	756.437	178	93.472	-	112.178	2.520	-	-	-
Enel Energia SpA	-	-	-	74.318	-	-	-	-	-	-	433.813	-	472	-	108.981	3.433	-	-	-
Enel Grids Srl	-	-	-	3.180	-	-	-	-	-	-	-	-	90.502	-	-	-	-	-	-
Gridspertise Srl	-	-	-	11.754	-	7.130	-	-	-	-	-	-	82.431	-	-	2.426	-	-	-
Enel Global Services Srl	-	-	-	217	-	-	-	-	-	-	-	-	(361)	-	-	-	-	-	-
Edistribucion Redes Digitales SL (già Endesa Distribuzione Electrica SL)	-	-	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Endesa Ingegneria SA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	285	-	-	-	-	-	-
Enel Sole Srl	-	-	-	1.512	-	-	-	-	-	-	1	-	74	-	1	-	-	-	-
Enel Produzione SpA	3.025	-	-	1.049	-	-	-	2.167	-	-	1.903	-	586	887	678	0	-	-	-
E-Distributie Muntenia SA	-	-	-	148	-	-	-	-	-	-	-	-	530	-	-	-	-	-	-
Enel Servizio Comune SA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Romania SA	-	-	-	138	-	-	-	-	-	-	-	-	68	-	-	-	-	-	-
E-Distributie Banat SA	-	-	-	18	-	-	-	-	-	-	-	-	240	-	-	-	-	-	-
E-Distributie Dobrogea SA	-	-	-	(0)	-	-	-	-	-	-	-	-	218	-	-	-	-	-	-
Enel Green Power SpA	-	-	-	(16)	-	-	-	-	-	-	1.824	-	481	-	352	-	-	-	-
Enel Iberia Srl	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	436	-	-	-	-	-	-
Altre Società del Gruppo	-	-	-	1.906	-	-	-	-	-	-	156	-	1.751	-	383	-	-	-	-
Altre parti correlate:	-	-	213	26.472	5.155	2.645	-	-	446.667	-	16.970	-	339.329	89.471	42.989	11.591	1.406	36.162	148.768
GSE	-	-	-	17	-	-	-	-	-	-	-	-	2.213	-	-	-	-	-	-
GME	-	-	-	-	-	-	(0)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Poste Italiane	-	-	-	33	4.868	74	-	-	-	-	76	-	4	-	45	-	-	-	-
ENI	-	-	0	1.456	-	26	-	-	-	-	6.670	-	110	-	9.888	78	-	-	5.784
Terna	-	-	-	14.550	-	-	-	-	-	-	2.053	-	309.349	-	10.503	-	-	-	4.275
Fopen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.192	-	-	
Fondenel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gruppo Ferrovie dello Stato	-	-	0	7.543	-	455	-	-	-	-	4.804	-	477	-	20.274	-	1.406	36.162	-
Gruppo Leonardo ex Finmeccanica	-	-	-	311	-	-	-	-	-	-	-	-	22	0	-	-	-	-	-
Altre Gruppo CdP	-	-	212	(34)	-	-	-	-	446.667	-	236	-	23.962	89.471	2.108	-	-	-	138.709
Anas	-	-	1	2.541	-	2.090	-	-	-	-	-	-	3.182	-	-	-	-	-	-
Europa Gestioni Immobiliari	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gruppo MPS	-	-	-	3	287	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cesi SpA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altre	-	-	-	52	-	-	-	-	-	-	3.131	-	12	-	171	322	-	-	-
Totale	120.699	101.922	5.913	141.555	6.784	76.638	14.899	8.945.303	448.175	43.649	1.211.164	178	671.646	6.848.158	265.563	19.973	1.406	36.162	148.768

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, Affari Europei e Audit.

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 2023 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. 50 "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. 51 "Risk Management".

Enel Italia, inoltre, fornisce alla Società servizi operativi di staff (Legale e Segreteria Societaria, Affari Istituzionali, Fiscale, Finanza e Controllo, Audit, Regolamentazione e Antitrust e Sostenibilità, Risorse Umane e People Care) oltre che servizi informatici.

La società Enel Grids S.r.l. (già Enel Global Infrastructure and Network S.r.l.) effettua la fornitura di servizi tecnici quali sviluppo delle reti, sviluppo di processi commerciali, supporto allo sviluppo di iniziative di esercizio e manutenzione e servizi di Global procurement 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 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 2023 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.

Per ulteriori informazioni si rinvia alle Note Esplicative delle specifiche voci di Stato Patrimoniale e Conto Economico.

55. Impegni contrattuali e garanzie

Il dettaglio degli Impegni contrattuali e garanzie è di seguito esposto:

Migliaia di euro	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023-2022
Garanzie prestate:			
- fidejussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	866.785	478.806	387.979
Impegni assunti verso fornitori per:			
- appalti	3.760.305	1.828.841	1.931.464
- ordini	1.715.912	1.315.590	400.322
- altri acquisti	575.044	1.397.941	(822.897)
Totale	6.051.261	4.542.372	1.508.889
TOTALE	6.918.046	5.021.178	1.896.868

Le fidejussioni e le garanzie prestate a terzi si riferiscono, per euro 866.785 migliaia, alle fidejussioni rilasciate da Istituti di credito, per conto della Società 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 Organismi comunitari e/o da Enti pubblici e per lo svolgimento di lavori connessi alla costruzione di linee elettriche o cabine (euro 478.806 migliaia al 31 dicembre 2022).

In particolare, l'incremento registrato nella voce al 31 dicembre 2023, pari a euro 387.979 migliaia, si riferisce per euro 347.794 migliaia alle fideiussioni rilasciate a favore del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica per ottenere l'antico del 10% sul valore dei progetti della Società ammessi a finanziamento del PNRR.

Gli altri impegni si riferiscono ad impegni in essere con fornitori per l'acquisto di materiali e la fornitura di prestazioni. Il loro incremento, pari a complessivi ad euro 1.508.889 migliaia, è sostanzialmente dovuto all'emissione, nel 2023, di nuovi contratti di appalto *multi-service* e di fornitura materiali per far fronte agli investimenti anche in ambito PNRR. Tale incremento risulta in parte compensato dalla riduzione degli impegni per altri acquisti a causa sia di una leggera flessione della micro-contrattualistica sia della naturale scadenza dei contratti in essere.

56. Attività e Passività potenziali

Contenzioso stragiudiziale e giudiziale connesso al blackout 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 all'8 ottobre 2024. 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 favore 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'8 ottobre 2024 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 imputati 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.

Celebratasi l'udienza il Giudice, rilevato un difetto di notifica nei confronti di alcune delle persone offese nonché nei riguardi della Società, ha rinviato per i medesimi incombenti all'udienza del 26 settembre 2023 nella quale, a fronte delle produzioni documentali rese nell'interesse di e-distribuzione S.p.A. nonché degli altri indagati, il PM ha chiesto un rinvio per l'esame delle stesse e per confrontarsi col suo consulente tecnico.

È stata quindi fissata una nuova udienza preliminare per il 5 dicembre 2023, successivamente rinviata d'ufficio al 20 febbraio 2024 anche al fine di esaminare la documentazione aggiuntiva presente nel fascicolo del PM.

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.

Avvio di un 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. Eventuale chiusura con procedura semplificata

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. La società è al momento in attesa della ricezione del provvedimento finale da parte dell'Autorità.

Avvio di 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 evidenzi 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 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.

I termini del procedimento sono pertanto tutt'ora sospesi.

57. 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 include le erogazioni di importo superiore a euro 10.000 effettuate da e-distribuzione S.p.A. nel corso del 2023, anche tramite una pluralità di transazioni economiche.

Il criterio di rilevazione utilizzato è quello cosiddetto di cassa.

Ai sensi delle disposizioni dell'art. 3-quater del Decreto-legge 14 dicembre 2018, n. 135, convertito dalla legge 11 febbraio 2019, n. 12, per le erogazioni ricevute si rinvia alle indicazioni contenute nel Registro Nazionale degli Aiuti di Stato di cui all'articolo 52 della legge 24 dicembre 2012, n. 234.

Nel 2023, rispetto a quelle riportate nel suddetto Registro, si segnalano le seguenti restituzioni di quote di contributo ricevute in anni precedenti:

Euro migliaia		
Ente erogante	Incentivi incassati nel 2023	Descrizione del contributo incassato
MASE	347.794	Erogazione anticipo, pari al 10% del finanziamento, dei progetti SmartGrid e Resilienza del PNRR
MASE	15.675	Erogazione SAL, per il programma di finanziamento PON IC 2014/2020 FESR, ASSE IV, AZIONE 4.3.1, dei progetti: Agrigento, Pachino, Priolo, Campagna, Ciminna, Valguarnera, Santa Croce Camerina, Mussomeli, Scordia, Ragusa 3
Commissione europea	96	Erogazione SAL del progetto di Ricerca e Sviluppo Life Lanario (programma di finanziamento LIFE)
Commissione europea	19	Erogazione SAL del progetto di Ricerca e Sviluppo Flexplan (programma di finanziamento H2020)
MASE	10.691	Erogazione SAL del progetto di Ricerca e Sviluppo del progetto Puglia Active Network (programma di finanziamento NER 300)

Per quanto attiene alle erogazioni concesse, sono di seguito indicate le fattispecie rilevanti:

Euro migliaia		
Ente beneficiario	Incentivi erogati nel 2023	Descrizione del contributo erogato
Enel Cuore Onlus	1.896	80% a saldo contributo liberale 2022
Enel Cuore Onlus	326	20% del contributo liberale 2023
Fondazione Centro Studi Enel	1.280	50% a saldo contributo liberale 2022
Fondazione Centro Studi	880	50% del contributo liberale 2023
Dipartimento della Protezione Civile Presidenza del Consiglio dei ministri	674	Cessione a titolo gratuito di beni aziendali da trasportare e consegnare alle autorità Ucraine nell'ambito dell'iniziativa di sostegno al settore energetico in Ucraina promossa da Energy Community in collaborazione con l'European Union Civil Protection Mechanism (UCPM)

58. 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 2023:

- ✓ “Amendments to IAS 1 - Classification of Liabilities as Current or Non-current”, emesso a gennaio 2020. Le modifiche riguardano le previsioni dello IAS 1 relativamente alla presentazione delle passività. Più nel dettaglio, le modifiche chiariscono:

- i criteri per classificare una passività come corrente o non corrente, specificando cosa si intende per diritto a differire il regolamento e specificando che tale diritto deve esistere alla fine dell'esercizio;
- che la classificazione non è influenzata dalle intenzioni o aspettative del management in merito all'esercizio o meno del diritto di differire il regolamento di una passività;
- che esiste un diritto di differire solo se sono soddisfatte le condizioni specificate nel contratto di finanziamento alla fine dell'esercizio, anche se il creditore non verifica il rispetto di tali condizioni fino ad una data successiva; e
- che il regolamento si riferisce al trasferimento alla controparte di liquidità, strumenti rappresentativi di capitale, altri beni o servizi.

Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2024² o successivamente.

- ✓ “Amendments to IAS 1 - Non-current Liabilities with Covenants”, emesso ad ottobre 2022. Lo IAS 1 richiede di classificare una passività come non corrente solo nel caso in cui sia possibile evitare di rimborsare la stessa nei dodici mesi successivi alla data di bilancio. Tuttavia, la capacità di farlo è spesso subordinata la rispetto dei covenant. Le modifiche al principio migliorano l'informativa da fornire quando la facoltà di differire il regolamento di una passività per almeno dodici mesi è subordinata al rispetto di covenant e specificano che la classificazione del debito come corrente o non-corrente alla data di bilancio non è influenzata da covenant da rispettare successivamente alla data di bilancio.

Le modifiche sono applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2024.

- ✓ “Amendments to IFRS 10 and IAS 28 – Sale or Contribution of Assets between an Investor and its Associate or Joint Venture”, emesso a settembre 2014. Le modifiche chiariscono il trattamento contabile di vendite o conferimenti di attività tra un investitore e le sue collegate o joint 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 indefinitivamente la data di prima applicazione delle modifiche in oggetto

- ✓ “Amendments to IFRS 16-Lease Liability in a Sale and Leaseback”, emesso a settembre 2022. Le modifiche richiedono al venditore-locatario di valutare l'attività per il diritto d'uso derivante da un'operazione di vendita e retrolocazione in proporzione al valore contabile precedente dell'attività oggetto dell'accordo e in linea con il diritto d'uso mantenuto; di conseguenza, al venditore-locatario sarà concesso di rilevare solo l'importo dell'eventuale plusvalenza o minusvalenza relativa ai diritti trasferiti all'acquirente-locatore. Le modifiche non prescrivono specifici requisiti di valutazione per le passività derivanti da una retrolocazione; tuttavia, includono esempi che illustrano la misurazione iniziale e successiva della passività includendo pagamenti variabili che non dipendono da un indice o da un tasso. Tale rappresentazione costituisce una deviazione dal modello generale di contabilizzazione previsto dall'IFRS 16, in cui i pagamenti variabili, che non dipendono da un indice

² Nel 2020 è stato emesso un emendamento per posticipare la data di entrata in vigore, prima prevista per il 1° gennaio 2023, al 1° gennaio 2024

o da un tasso, sono rilevati a conto economico nel periodo in cui si verifica l'evento o la condizione che determina tali pagamenti. A tal riguardo, il venditore-locatario dovrà sviluppare e applicare un policy contabile per determinare i pagamenti del leasing in modo tale che qualsiasi importo dell'utile o della perdita relativo al diritto d'uso trattenuto non venga riconosciuto. Le modifiche sono applicabili, previa omologazione, dagli esercizi che hanno inizio dal 1° gennaio 2024; è prevista l'applicazione retrospettica, in conformità allo IAS 8 "Accounting Policies, Changes in Accounting Estimates and Errors", per le vendite e le operazioni di retrolocazione stipulate dopo la data di applicazione iniziale dell'IFRS 16.

- ✓ "Amendments to IAS 21-The Effects of Changes in Foreign Exchange Rates: Lack of Exchangeability", emesso ad Agosto 2023. Le modifiche richiedono di applicare un approccio coerente nel valutare se una valuta è scambiabile con un'altra e, quando non lo è, nel determinare il tasso di cambio da utilizzare e l'informativa da fornire. Le modifiche dovranno essere applicate, previa omologazione, a partire dagli esercizi che avranno inizio dal 1° gennaio 2025 o successivamente (è consentita l'applicazione anticipata).
- ✓ "Amendments to IAS 7 and IFRS 7-Supplier Finance Arrangements", emesso a Maggio 2023.

Le modifiche chiariscono le caratteristiche dei *supplier finance arrangement* e richiedono un'informativa aggiuntiva su tali accordi, allo scopo di assistere gli utilizzatori del bilancio nella comprensione dei relativi effetti su passività, flussi di cassa ed esposizione al rischio di liquidità.

Lo IASB ha concesso un'esenzione transitoria non richiedendo né informazioni comparative nel primo anno di applicazione né l'informativa dei saldi di apertura specifici. Inoltre, l'informativa richiesta è applicabile solo per l'esercizio del primo anno di applicazione. Pertanto, considerando che le modifiche saranno efficaci, previa omologazione, a partire dagli esercizi che avranno inizio dal 1° gennaio 2024 o successivamente, la nuova informativa dovrà essere fornita non prima della relazione finanziaria annuale al 31 dicembre 2024.

La Società sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.

59. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

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

Il 19 gennaio 2024, e-distribuzione S.p.A. ha avuto notizia di un procedimento 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, per corruzione di incaricato di pubblico servizio, asseritamente commessa nell'aggiudicazione di alcune gare indette tra giugno 2021 e settembre 2022 in favore di una ditta appaltatrice.

Il procedimento si trova nella sua fase iniziale ed e-distribuzione ha, sin da subito, assicurato piena collaborazione con l'ufficio di Procura, al fine di provare la propria totale estraneità ai fatti oggetto di indagine.

Firmato un accordo con A2A relativo alle attività di distribuzione elettrica in alcuni comuni della Lombardia

In data 9 marzo 2024, e-distribuzione S.p.A. ha firmato un accordo con A2A S.p.A. per la cessione a quest'ultima del 90% del capitale sociale di un veicolo societario di nuova costituzione, nel quale saranno conferite le attività di distribuzione elettrica in alcuni comuni delle province di Milano e Brescia.

L'accordo prevede il riconoscimento, da parte di A2A, di un corrispettivo pari a circa 1,2 miliardi di euro, definito sulla base di un Enterprise Value (riferito al 100%) pari a circa 1,35 miliardi di euro. Il corrispettivo, che sarà versato al closing, è soggetto a un meccanismo di aggiustamento prezzo tipico per questo tipo di operazioni.

Al perfezionamento dell'operazione e-distribuzione manterrà una partecipazione pari al 10% del capitale sociale della NewCo, funzionale alla fase di start-up della società, che sarà oggetto di un meccanismo di opzioni put e call, esercitabili a partire dal primo anno successivo alla data di perfezionamento dell'operazione. Inoltre, sono previsti

specifici accordi tra le parti attraverso i quali e-distribuzione garantirà le attività di supporto per assicurare la continuità del servizio.

Si prevede che l'operazione genererà nel 2024 per la Società un effetto positivo sull'indebitamento pari a circa 1,2 miliardi di euro e un impatto positivo sull'utile netto pari a circa 1 miliardo di euro.

Il closing dell'operazione, previsto entro il 31 dicembre 2024, è subordinato ad alcune condizioni sospensive, tra le quali il rilascio dell'autorizzazione Antitrust, il positivo completamento della procedura in materia di golden power presso la Presidenza del Consiglio dei ministri e l'ottenimento del provvedimento di voltura delle concessioni del servizio di distribuzione elettrica a favore di NewCo.

60. Compensi Amministratori, Sindaci e Società di Revisione

60.1 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.

60.2 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 2023	- KPMG SpA	271
Integrazione dei corrispettivi revisione contabile al 31 dicembre 2022 (ISTAT e ISA315)	- KPMG SpA	24
Altri servizi:		
- Affidamento incarico aggiuntivo per OdS e OdR ex delibera ARERA 119/2022/R/eel	- KPMG SpA	70
- Affidamento incarico aggiuntivo per verifica accordo quadro cessione crediti anni 2022-2023	- KPMG SpA	64
- Unbundling	- KPMG SpA	51
Totale		480

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.

61. Attività di direzione e coordinamento

Si riportano i dati essenziali del bilancio 2022 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

<u>Milioni di euro</u>	<u>2022</u>
Ricavi	133
Costi	1.668
Proventi da partecipazioni	8.770
Proventi / (Oneri) finanziari netti	(184)
Imposte	(106)
UTILE DELL'ESERCIZIO	7.157

Stato Patrimoniale

Milioni di euro	al 31.12.2022
ATTIVITA'	
Attività non correnti	
Attività materiali e immateriali	144
Partecipazioni	59.952
Attività finanziarie non correnti	363
Altre attività non correnti	227
Totale	60.686
Attività correnti	
Crediti commerciali	294
Attività finanziarie correnti	3.870
Altre attività correnti	749
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	4.868
Totale	9.781
Attività non correnti classificate come possedute per la vendita	654
TOTALE ATTIVITA'	71.121
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	
PATRIMONIO NETTO	
Passività non correnti	
Finanziamenti a lungo termine	18.196
Passività per imposte differite e fondi rischi e oneri	256
Passività finanziarie non correnti	663
Altre passività non correnti	23
Totale	19.138
Passività correnti	
Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	10.182
Debiti commerciali	155
Fondi rischi e oneri - quota corrente	15
Passività finanziarie correnti	416
Altre passività correnti	2.873
Totale	13.641
TOTALE PASSIVITA'	32.779
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	71.121

Compliance

Modello organizzativo e gestionale

Il Decreto Legislativo 8 giugno 2001 n. 231 dal titolo “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. ha deliberato l'approvazione del proprio Modello di organizzazione e di gestione ex Decreto Legislativo 231/2001 (successivamente integrato, aggiornato e modificato), 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. In data 23 aprile 2020 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 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 2023 la Società ha approvato: l'aggiornamento della Parte Speciale G *“Reati di ricettazione, riciclaggio, impiego di denaro, beni o utilità di provenienza illecita e autoriciclaggio”*, nella riunione del Consiglio di Amministrazione del 9 febbraio 2023; l'aggiornamento della Parte speciale L *“Reati ambientali”* e l'adozione della nuova Parte Speciale H *bis relativa al “Reato di violazione delle norme in materia di perimetro di sicurezza nazionale cibernetica”*, nella riunione del Consiglio di Amministrazione del 12 maggio 2023. Inoltre, nella riunione consiliare del 26 settembre 2023, ha aggiornato la Parte Speciale A relativa ai *“Reati nei rapporti con la pubblica amministrazione, reato di induzione a non rendere dichiarazioni o a rendere dichiarazioni mendaci all'autorità giudiziaria”* e la Parte Speciale H *bis*. Infine, è stata oggetto di aggiornamento la Parte speciale H, relativa ai *“Delitti informatici e trattamento illecito di dati, delitti in materia di strumenti di pagamento diversi dal contante e delitti in violazione del diritto d'autore”*, nella riunione del Consiglio di Amministrazione del 19 dicembre 2023.

Il Modello 231 prevede l'individuazione e la proceduralizzazione delle attività ricadenti tra quelle “a rischio” di reato ai sensi del Decreto Legislativo n. 231/2001 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 2023 l'Organismo di Vigilanza ha monitorato e vigilato sull'effettiva operatività ed efficacia del sistema di controllo di cui al Decreto Legislativo n. 231/2001, 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 e da due responsabili all'interno dell'Unità Legal and Corporate Affairs Italy.

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 2023 ha proseguito con gli adempimenti per il mantenimento della certificazione 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 1.050.861.838,00 a riserva degli Utili portati a nuovo, tenuto conto che la Riserva Legale, al 31 dicembre 2023, è pari al 20% del Capitale Sociale.

Relazioni

Relazione della Società di Revisione



e-distribuzione S.p.A.

Bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2023
(con relativa 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 dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2023, dal conto economico, dal prospetto di conto economico complessivo, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto e dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note esplicative 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 2023, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea.

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.

Altri aspetti

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.



e-distribuzione S.p.A.

Relazione della società di revisione

31 dicembre 2023

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 agli International Financial Reporting Standards 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



e-distribuzione S.p.A.

Relazione della società di revisione

31 dicembre 2023

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 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

Giudizio ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettera e), 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 2023, 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 della e-distribuzione S.p.A. al 31 dicembre 2023 e sulla conformità della stessa alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione è coerente con il bilancio d'esercizio della e-distribuzione S.p.A. al 31 dicembre 2023 ed è redatta in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, comma 2, lettera e), del D.Lgs. 39/10, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Roma, 28 marzo 2024

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 Ombrone, 2
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 2023
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 società 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 2023 è stato messo data a disposizione del Collegio Sindacale in occasione della riunione del Consiglio di Amministrazione del 14 marzo 2024 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.

Nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2023 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 dodici riunioni, mentre nel corso dell'anno 2024 e fino alla data della presente relazione ha tenuto quattro 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 undici riunioni del Consiglio di Amministrazione ed alle Assemblee che si sono tenuti 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;*
- *ha vigilato sul sistema di controllo interno, anche attraverso lo scambio di informazioni con i referenti dell'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;

Il Collegio, inoltre, attesta che:

- 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;
- la Società ha adottato il Modello di Organizzazione e Gestione ex D.Lgs. 231/01 e l'Assemblea degli azionisti, nella sua riunione del 13 aprile 2023, ha deliberato l'attribuzione delle funzioni di Organismo di Vigilanza al Collegio Sindacale per la durata del mandato dell'organo di controllo e cioè fino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2025;
- 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 ha effettuato segnalazioni all'organo amministrativo ai sensi e per gli effetti di cui all'articolo 25-octies del D.Lgs. 14/2019, e non ha ricevuto segnalazioni da creditori pubblici qualificati, ex art. 25-novies D.Lgs. 14/2019;

- nel corso dell'esercizio ha rilasciato la proposta motivata per l'attribuzione dell'incarico di revisione legale dei conti per il triennio 2023 – 2025.

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 società KPMG S.p.A. l'incarico di revisione legale dei bilanci della Società per il triennio 2023 – 2025 e quindi fino all'approvazione del bilancio dell'esercizio 2025.

Compete, pertanto, alla società di revisione 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.

Il Collegio Sindacale ha esaminato il progetto di bilancio della Società relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2023, approvato dal Consiglio di Amministrazione con deliberazione del 14 marzo 2024 e consegnato ai Sindaci in tale data insieme alla relazione sulla gestione.

Il bilancio al 31 dicembre 2023 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 1.050.861.838.

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 2023, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché la coerenza delle informazioni fornite nella relazione sulla gestione con il bilancio d'esercizio.

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 intelligenza del progetto di Bilancio stesso. Abbiamo riscontrato che nelle note al 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 2023, così come redatto dall'organo amministrativo e le connesse proposte relative al risultato d'esercizio.

Roma, 28 marzo 2024

IL COLLEGIO SINDACALE

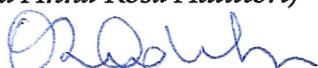
Il Presidente

(Dott. Alberto Caprari)



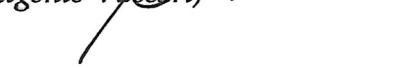
Sindaco Effettivo

(Dott.ssa Anna Rosa Adiutori)



Sindaco effettivo

(Avv. Eugenio Vassalli)



e-distribuzione

S.p.A. - Società con unico socio

Sede legale in Roma

Via Ombrone 2, 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.