

**e-distribuzione**

# **Piano di Sviluppo**

**annuale e pluriennale  
delle Infrastrutture di  
E-Distribuzione**

**2021-2023**





## INDICE

<b>Introduzione .....</b>	<b>6</b>
<b>1. STRUTTURA DELLA RETE DI E – DISTRIBUZIONE .....</b>	<b>9</b>
<b>2. SCENARI EVOLUTIVI DEL SISTEMA ELETTRICO.....</b>	<b>11</b>
2.1. Previsioni della domanda di energia elettrica .....	11
2.2. Previsione della potenza.....	13
2.3. Sviluppo della generazione distribuita .....	13
<b>3. PRINCIPALI ESIGENZE DI SVILUPPO IMPIANTI .....</b>	<b>16</b>
3.1. Connessioni e adeguamento al carico .....	16
3.2. Qualità del servizio .....	22
3.3. Adeguamento a prescrizioni e standard tecnici di riferimento.....	24
3.4. Sviluppo della rete e sostenibilità .....	24
<b>4. PRINCIPALI INTERVENTI.....</b>	<b>26</b>
4.1. Interventi su rete AT .....	27
4.2. Interventi su rete MT .....	61
4.3. Interventi su rete BT .....	62
4.4. Progetti di innovazione tecnologica sulla rete elettrica.....	64
4.4.1. <i>Progetto “DSO 4.0 - Digital Network”.....</i>	64
4.4.2. <i>Progetto “E-Grid”.....</i>	67
4.4.3. <i>Piano di messa in servizio del contatore di seconda generazione (2G) di E-Distribuzione ....</i>	68
4.4.4. <i>Telecontrollo delle Cabine Primarie.....</i>	70
4.4.5. <i>Interventi per lo sviluppo delle Smart Grid e Smart Cities.....</i>	71
4.4.6. <i>Altri progetti di innovazione tecnologica .....</i>	79
4.5. Progetti di sviluppo a supporto delle infrastrutture .....	86
4.5.1. <i>Investimenti in Information &amp; Communication Technology .....</i>	86
4.5.2. <i>Mezzi speciali.....</i>	90
4.6. Attività di misura .....	91
<b>5. RISULTATI ATTESI .....</b>	<b>92</b>
5.1. Prevenzione dei fenomeni di sovraccarico della rete .....	92
5.2. Miglioramento della qualità del servizio.....	92
5.3. Efficienza energetica e riduzione delle perdite di distribuzione.....	93
Allegato 1: Principali Progetti su rete AT .....	94
Allegato 2: Principali Progetti su rete MT .....	101
Allegato 3: Principali Progetti di innovazione tecnologica .....	106
Allegato 4: Principali Progetti a supporto delle infrastrutture.....	107
Allegato 5: Adeguamenti di impianti AT di E-Distribuzione richiesti da Terna .....	108
Allegato 6: Consuntivi 2020 progetti AT ed MT .....	111

ADDENDUM: Piano Resilienza 2021 – 2023 .....	115
1. INTRODUZIONE .....	119
2. QUADRO NORMATIVO E REGOLATORIO .....	121
3. ANALISI DELLE CRITICITA' RELATIVE AL TEMA DELLA RESILIENZA .....	123
3.1. Principali eventi critici verificatisi negli ultimi anni.....	123
3.2. Casi significativi .....	123
4. LA RESILIENZA DEL SISTEMA ELETTRICO.....	135
4.1. Calcolo della resilienza della rete aerea a fronte di eventi meteorologici eccezionali.....	135
4.2. I fattori di rischio.....	135
4.3. Il fenomeno della formazione del manicotto di ghiaccio .....	136
4.3.1. <i>Norme europee, norme italiane e il modello Pre.Ma.G.</i> .....	136
4.3.2. <i>La valutazione dei carichi di rottura dei conduttori per manicotto di ghiaccio</i> .....	137
4.3.3. <i>La valutazione dei tempi di ritorno delle Cabine Secondarie</i> .....	137
4.3.4. <i>La valutazione degli interventi sulle linee</i> .....	138
4.3.5. <i>Metodi per evitare danneggiamenti delle linee causati da formazioni di neve e ghiaccio</i> .....	138
4.3.5.1 <i>Metodi passivi</i> .....	139
4.3.5.2 <i>Metodi chimico-fisici</i> .....	140
4.3.5.3 <i>Metodi elettrotermici</i> .....	140
4.3.5.4 <i>Metodi elettrodinamici</i> .....	140
4.4. Interventi per incremento resilienza su linee già interessate da eventi eccezionali (ricostruzioni)	140
4.5. Caduta piante fuori fascia .....	141
4.5.1. <i>La valutazione del tempo di ritorno e del rischio delle Cabine Secondarie</i> .....	141
4.5.2. <i>La valutazione degli interventi sulle linee</i> .....	142
4.6. Resilienza rete elettrica di distribuzione – minaccia ondata di calore: calcolo dell'indice di rischio .....	142
4.6.1. <i>Descrizione del fenomeno</i> .....	142
4.6.2. <i>Calcolo del rischio</i> .....	143
4.6.3. <i>Tempo di ritorno</i> .....	143
4.6.4. <i>Porzioni di rete vulnerabili</i> .....	143
4.6.5. <i>Probabilità di doppio guasto su un “festone”</i> .....	143
4.6.6. <i>Rischio</i> .....	144
5. LEVE DI INTERVENTO E CRITERI TECNICI PER LA SELEZIONE DEGLI INTERVENTI.....	145
5.1. Tipologie di intervento su linee aeree a fronte del rischio manicotto di ghiaccio/vento/caduta alberi ad alto fusto .....	145
5.2. Tipologie di intervento su linee in cavo sotterraneo a fronte del rischio ondate di calore .....	145
5.3. Criteri per la selezione degli interventi inseriti nel Piano di E-Distribuzione.....	145
5.3.1. <i>Fattore critico manicotto di ghiaccio</i> .....	146
5.3.2. <i>Fattore critico vento/caduta alberi ad alto fusto</i> .....	146

5.3.3. <i>Fattore critico ondate di calore .....</i>	146
<b>6. INTERVENTI IN RESILIENZA PROPOSTI NEL PERIODO 2021-23 .....</b>	<b>147</b>
6.1. Benefici per il sistema.....	147
6.2. Valutazione dei costi.....	147
6.3. Interventi completati nel 2020.....	148
6.4. Dettaglio interventi proposti per area territoriale.....	149
<b>7. SINTESI DEL PIANO PER GLI ANNI 2021-2023.....</b>	<b>157</b>
<b>CONCLUSIONI.....</b>	<b>159</b>

## INTRODUZIONE

Il Piano di Sviluppo annuale e pluriennale delle Infrastrutture di E-Distribuzione è redatto in attuazione delle seguenti norme:

- Art. 18 del Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28, che prevede che “Le imprese distributrici di energia elettrica, fatti salvi gli atti di assenso dell’amministrazione concedente, rendono pubblico con periodicità annuale il Piano di Sviluppo della propria rete, secondo modalità individuate dall’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: ARERA). Il Piano di Sviluppo della rete di distribuzione, predisposto in coordinamento con Terna S.p.A e in coerenza con i contenuti del Piano di Sviluppo della rete di trasmissione nazionale, indica i principali interventi e la previsione dei relativi tempi di realizzazione, anche al fine di favorire lo sviluppo coordinato della rete e degli impianti di produzione”;
- Art. 14.2 dell’Allegato A alla delibera 296/2015/R/com (Testo Integrato Unbundling Funzionale -TIUF) di ARERA il quale, tra le altre cose, prevede che: “Il Gestore Indipendente predisponde il Piano di Sviluppo annuale e pluriennale delle infrastrutture che amministra”;
- Art. 4.6 dell’Allegato A alla delibera ARG/elt 99/08 e s.m.i. (Testo Integrato delle Connessioni Attive - TICA) di ARERA, che prevede che: “Le imprese distributrici con almeno 100.000 clienti, entro il 30 giugno di ogni anno, pubblicano e trasmettono all’Autorità e al Ministero dello Sviluppo Economico i propri piani per lo sviluppo delle reti, anche tenendo conto dello sviluppo atteso della produzione di energia elettrica. In particolare, devono essere resi pubblici e trasmessi i piani di realizzazione o potenziamento di linee in alta tensione o Cabine Primarie di trasformazione AT/MT, oltre che i piani di intervento più significativi relativi alle linee in media tensione, ivi inclusa l’elettrificazione di nuove aree”;
- Allegato A alla delibera 566/2019/R/eel (Testo Integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica TIQE) di ARERA, che prevede, in conformità alle previsioni della delibera n. 31/2018/R/eel:
  - o all’art. 77.1 che “Le imprese distributrici predispongono un Piano, con orizzonte almeno triennale, finalizzato all’incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell’energia elettrica (Piano resilienza)”;
  - o all’art. 78.3 che “Il Piano resilienza deve essere costituito da un’apposita sezione dedicata del Piano di Sviluppo della rete di distribuzione”;
  - o all’art. 78.5 che “Le principali imprese distributrici pubblicano sul proprio sito internet la sezione del piano dedicata alla resilienza, corredata dai relativi elenchi, entro il 30 giugno di ciascun anno (con avanzamento al 31 dicembre dell’anno precedente l’orizzonte del piano)”.

L’importanza dei Piani di Sviluppo è stata confermata anche dalla Direttiva UE 944/2019 “Norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica”. In particolare, l’art. 32 della Direttiva prevede che i distributori presentino almeno ogni due anni i loro piani di sviluppo, che in futuro dovranno considerare anche l’utilizzo di risorse di flessibilità come possibile alternativa ai potenziamenti di rete.

Le attività di distribuzione e misura svolte da E-Distribuzione S.p.A. sono soggette all’obbligo di separazione funzionale previsto dalla Delibera di ARERA n.296/2015/R/com (Testo Integrato Unbundling Funzionale - TIUF).

Nel rispetto del Testo Integrato Unbundling Funzionale (TIUF), le attività di distribuzione e misura sono affidate a un Gestore Indipendente. Tra i diversi compiti attribuiti al Gestore Indipendente, come sopra esposto, vi è quello di predisporre il Piano di Sviluppo annuale e pluriennale delle infrastrutture di distribuzione e misura dell’energia elettrica. Il Piano di Sviluppo annuale e pluriennale delle infrastrutture, predisposto dal Gestore Indipendente, individua gli interventi previsti per lo sviluppo delle infrastrutture dell’attività oggetto di

separazione funzionale e ne riporta i costi previsti per ciascuno degli anni del piano. Il piano riporta, altresì, i consuntivi 2020 degli interventi previsti nei piani di sviluppo triennali degli esercizi precedenti (Allegato 6).

La procedura organizzativa di E-Distribuzione “Predisposizione del Piano di Sviluppo” P.O. n.58 del 14/11/2016 prevede in ottemperanza al TIUF che il suddetto documento debba essere trasmesso ad ARERA in concomitanza con la sua trasmissione al Consiglio di Amministrazione della Società (di seguito CdA) per l’approvazione. Inoltre, il Gestore Indipendente è tenuto a segnalare ad ARERA eventuali differenze tra il piano predisposto e quello approvato dal Consiglio di Amministrazione della Società.

Nell’ambito del tavolo tecnico in materia di separazione funzionale, istituito da ARERA per la definizione, tra l’altro, dei contenuti del Piano di Sviluppo, ARERA ha temporaneamente sospeso (con comunicazioni del 14 dicembre 2016, del 4 dicembre 2018, del 31 maggio 2019, del 28 maggio 2020 e del 26 maggio 2021) gli obblighi di invio del Piano di Sviluppo annuale e pluriennale, pre e post approvazione da parte del CdA. Permane comunque l’obbligo di redazione del presente Piano di Sviluppo annuale e pluriennale 2021-2023, e di trasmissione ad ARERA, qualora da quest’ultima richiesto o comunque al momento di apertura della specifica Raccolta di informazioni.

Il Piano di Sviluppo annuale e pluriennale delle infrastrutture di E-Distribuzione, per il triennio 2021- 2023 (di seguito Piano di Sviluppo), descrive gli interventi di maggiore rilievo per le attività di sviluppo della rete elettrica e delle altre infrastrutture di E-Distribuzione che interessano l’arco di tempo considerato. Il testo del Piano di Sviluppo è strutturato in cinque capitoli e un Addendum, che vengono descritti di seguito.

Il primo capitolo descrive la struttura delle infrastrutture di rete di E-Distribuzione e la tipologia degli investimenti.

Il secondo capitolo presenta lo scenario esterno del sistema elettrico, attraverso l’andamento storico e previsionale della domanda di energia elettrica. Le previsioni future della domanda di energia elettrica costituiscono, assieme alle analisi condotte sullo stato fisico della rete, il driver fondamentale per lo sviluppo della rete di distribuzione, nonché il punto di partenza per ogni attività di programmazione svolta da E-Distribuzione. Tali previsioni sono frutto sia di valutazioni basate su indicatori economici generali e sulle stime provenienti dal gestore della rete di trasmissione, sia di analisi previsionali di carico effettuate da E-Distribuzione. Particolare attenzione viene attribuita alla generazione distribuita, tenendo conto della forte interazione tra questa e la rete di distribuzione.

Il terzo capitolo qualifica le principali esigenze di sviluppo della rete di distribuzione quali: nuove connessioni, adeguamento al carico, miglioramento della qualità del servizio e adeguamento a prescrizioni e standard tecnici di riferimento. Tali necessità si traducono in numerosi interventi sulla rete e sulle infrastrutture, suddividibili non solo in base alla finalità, ma anche in funzione del livello di tensione cui fanno riferimento.

Nel quarto capitolo vengono evidenziati i più importanti interventi AT, MT e BT in programma; in particolare, per la AT è riportata la descrizione nominativa delle principali Cabine Primarie di trasformazione Alta/Media tensione pianificate da E-Distribuzione nell’orizzonte temporale del Piano di Sviluppo.

Inoltre, in tale capitolo sono descritti il progetto “DSO 4.0 – Digital Network”, il nuovo progetto E-Grid, il piano investimenti del contatore 2G (seconda generazione), nonché gli obiettivi e i razionali degli altri principali progetti di innovazione tecnologica, tra cui le attività di E-Distribuzione per lo sviluppo delle Smart Grid e Smart City. Infine, l’ultima parte del capitolo è dedicata ai progetti di sviluppo a supporto delle infrastrutture, tra cui i progetti relativi all’Information & Communication Technology.

Nel quinto capitolo, a conclusione della descrizione dei progetti volti a soddisfare le principali esigenze di sviluppo della rete e delle infrastrutture, vengono rappresentati i risultati che E-Distribuzione intende conseguire attraverso la realizzazione degli interventi programmati, in particolare focalizzando l’attenzione sulla prevenzione dei fenomeni di sovraccaricabilità della rete di distribuzione e sul miglioramento della qualità del servizio, unitamente alla riduzione delle perdite sulla rete e ai conseguenti benefici ambientali.

# e-distribuzione

Gli Allegati contengono gli elenchi nominativi degli interventi di maggior peso dal punto di vista dello sviluppo delle infrastrutture di E-Distribuzione; tra questi sono inclusi gli interventi oggetto di coordinamento con Terna. Negli elenchi sono riportate le informazioni più rilevanti di ogni intervento quali: anno di inizio lavori, anno di fine lavori, importi economici a vita intera e loro suddivisione negli anni del piano. Vengono poi riportati gli allegati relativi agli impianti AT per i quali sono previsti adeguamenti su richiesta di Terna e l'allegato relativo ai dati di consuntivo 2020 per i principali progetti AT e MT.

L'Addendum costituisce, infine, la sezione dedicata al Piano Resilienza di E-Distribuzione. Come previsto dall'Allegato A alla delibera 566/2019/R/eel, che riporta le previsioni delle precedenti delibere n.31/2018/R/eel e n.668/2018/R/eel di ARERA, tale Addendum contiene la descrizione degli interventi previsti sulla rete di E-Distribuzione per il periodo 2021-2023 finalizzati all'incremento della resilienza della rete a fronte dei fattori di rischio principali che incidono sulla stessa.

## 1. STRUTTURA DELLA RETE DI E – DISTRIBUZIONE

### E-Distribuzione S.p.A.

La struttura organizzativa di E-Distribuzione S.p.A. prevede 6 Aree territoriali (Nord, Nord Ovest, Centro Nord, Adriatica, Lazio-Sicilia, Sud), a loro volta suddivise complessivamente in 57 Zone.

Di seguito è riportata la tabella delle consistenze di rete di E-Distribuzione aggiornata al 31 Dicembre 2020:

		2015	2016	2017	2018	2019	2020
Linee AT	[km]	13	13	13	37,2	19	19
Linee MT	[km]	351.493	352.688	353.964	355.462	356.702	357.694
Linee BT	[km]	789.135	792.651	795.672	798.675	801.028	801.972
Cabine Primarie	[N.] *	2.188	2.195	2.199	2.203	2.200	2.336
	[MVA]	106.364	106.784	106.566	107.019	107.726	110.353
Cabine Secondarie	[N.]	441.056	442.418	443.774	445.159	446.411	447.250
	[MVA]	81.038	81.878	82.756	83.501	84.278	85.066
Centri Satellite	[N.]	529	541	549	551	555	556

Tabella 1 - Consistenza reti di E-Distribuzione

(\*) Numero comprensivo delle Consegne AT

### Investimenti in reti di E-Distribuzione S.p.A.

Gli investimenti sulle reti di distribuzione sono suddivisi per finalità (allacciamenti, qualità, adeguamenti, misura, mezzi speciali) e per tipologia di impianto (rete AT, rete MT, rete BT, teletrasmissioni, gruppi di misura, automezzi).

Per quanto riguarda gli allacciamenti, si fa riferimento agli investimenti strettamente correlati a nuove connessioni di clienti finali e clienti produttori alla rete di distribuzione, connessioni che l'azienda è tenuta ad effettuare in relazione agli obblighi derivanti dalla concessione per lo svolgimento del servizio di distribuzione. Il parametro di maggior rilevanza per la valutazione di questi investimenti sulle reti di media e bassa tensione è di norma la previsione della potenza di connessione richiesta dai clienti. In quota minima sono inoltre previsti ulteriori investimenti per spostamento di impianti.

Gli investimenti in qualità riguardano interventi volti al miglioramento ed al mantenimento della qualità del servizio. La scelta degli investimenti per la qualità del servizio viene effettuata da E-Distribuzione utilizzando la strategia Risk-Based Asset Management, la quale permette di stimare i ritorni economici degli interventi in termini di massimizzazione dei premi e riduzione delle penali grazie ai miglioramenti della qualità ottenuti. I lavori sono programmati nell'ambito di un ciclo di pianificazione che, partendo dall'analisi dello stato della rete attuale, dagli obiettivi di qualità da raggiungere e dalla redditività del singolo intervento, anticipa il più possibile l'esecuzione di quelli con l'indice di redditività migliore.

Gli interventi necessari per l'adeguamento alla domanda di energia ai requisiti ambientali e alle prescrizioni, di norma, consistono nel rifacimento parziale o totale degli impianti esistenti. Le necessità di adeguamento al carico delle linee in media e bassa tensione sono verificate con l'ausilio di programmi di calcolo di load-flow, il cui utilizzo è previsto secondo periodicità prefissate e comunque nella valutazione di ogni nuova richiesta di connessione. I lavori sono finalizzati al rispetto dei vincoli tecnici (portata nominale dei componenti) e contrattuali (cadute di tensione).

In merito agli impianti di alta tensione, indipendentemente dalla finalità dell'investimento, vengono svolte analisi più articolate ed i progetti vengono approvati singolarmente secondo una pianificazione a 5 anni. In

particolare, a seguito della cessione degli elettrodotti AT, nuovi elettrodotti AT possono essere ancora realizzati esclusivamente per una delle due seguenti finalità:

- connessioni di terzi in antenna da Cabine Primarie, con elettrodotti generalmente di lunghezza ridotta, qualora tali elettrodotti non restino proprietà del richiedente la connessione;
- connessioni di nuove Cabine Primarie a stazioni RTN, nei casi in cui la soluzione di connessione prevista da Terna preveda che l'elettrodotto di collegamento costituisca "impianto di utenza per la connessione".

Un'altra tipologia di intervento fa riferimento ai progetti speciali a supporto delle infrastrutture. Si tratta di investimenti che hanno un notevole impatto sui processi e sull'esercizio della rete stessa. Tra questi gli investimenti per Information & Communication Technology e per i mezzi speciali in dotazione al personale operativo sul territorio per l'esecuzione dei lavori. Tali interventi vengono valutati nominativamente al fine di ottimizzare i processi aziendali, rendere più efficiente l'attività del personale operativo e migliorare la qualità dei servizi erogati.

Nel Piano di Sviluppo di E-Distribuzione rivestono un ruolo di primaria importanza gli investimenti in progetti di innovazione tecnologica, tra i quali l'installazione dei nuovi contatori elettronici 2G, l'installazione di nuovi apparati di telecontrollo delle Cabine Primarie e telecomando ed automazione delle Cabine Secondarie. Si aggiungono infine gli interventi per lo sviluppo delle Smart Grid, i quali creano le condizioni favorevoli, tra l'altro, anche per la diffusione dell'infrastruttura di ricarica per veicoli elettrici.

Infine, come previsto dalla delibera ARERA n.31/2018/R/eel e dalla successiva delibera 668/2018/R/eel, il Piano di Sviluppo contiene la sezione specifica dedicata al Piano Resilienza, consistente nell'elenco degli interventi individuati per il periodo 2021-2023 e selezionati sulla base di una articolata valutazione dei rischi su tutta la rete MT di E-Distribuzione, valutazione effettuata mediante modelli che tengono conto dell'impatto di eventi meteo estremi sulla rete di E-Distribuzione.

## 2. SCENARI EVOLUTIVI DEL SISTEMA ELETTRICO

L'attività di pianificazione della rete elettrica di distribuzione deve tener conto dell'evoluzione prevista per il sistema elettrico nel suo complesso, ipotizzando gli scenari futuri degli assetti di funzionamento della rete. A tal riguardo, un punto di riferimento fondamentale per il gestore di rete di distribuzione è costituito dalle previsioni elaborate dal gestore della rete di trasmissione, relative all'intero sistema elettrico nazionale. Sulla base di tali previsioni, il gestore della rete di trasmissione elabora e aggiorna il proprio Piano di Sviluppo, contenente interventi sulla rete di trasmissione che inevitabilmente coinvolgono, in diversa misura, le reti di distribuzione.

Le previsioni dei carichi sulla propria rete, da parte del gestore di rete di distribuzione, costituiscono un altro presupposto fondamentale per l'elaborazione del Piano di Sviluppo della rete di distribuzione stessa. In proposito è opportuno evidenziare che il contesto di riferimento presenta crescenti complessità, date dall'evoluzione della rete di distribuzione da "rete passiva" a "rete attiva", che ha imposto un nuovo paradigma nella gestione e nella pianificazione della rete.

Lo scenario attuale è caratterizzato, in generale, da una crescente decentralizzazione delle risorse di flessibilità collegate alla rete: oltre alla generazione distribuita, si delinea la progressiva diffusione di sistemi di accumulo dell'energia, delle infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica e di nuove modalità di partecipazione dei clienti finali al mercato dell'energia (i.e. active demand).

In questo nuovo contesto, la rete di E-Distribuzione costituisce la principale infrastruttura abilitante per la realizzazione degli obiettivi di decarbonizzazione e il distributore è chiamato ad assumere un ruolo sempre più attivo. Infatti, per continuare a garantire la gestione sempre più sicura ed efficiente della rete, il distributore dovrà avvalersi dei servizi, offerti dalle risorse connesse alla propria rete per la risoluzione di problematiche di tensione nonché di congestioni a livello locale. Ciò consentirà la gestione ottimale real time dei flussi di energia in funzione, dello stato effettivo della rete e della disponibilità delle risorse distribuite.

### 2.1. Previsioni della domanda di energia elettrica

Per l'anno 2020, E-Distribuzione ha distribuito tramite le proprie reti un'energia pari a 213,2 TWh (227,7 TWh nel 2019). A livello nazionale la domanda di energia elettrica nel 2020 è stata invece pari a 302,7 TWh rispetto ai 319,6 TWh dell'anno precedente.

Sul piano nazionale, le stime della domanda di energia elettrica futura sono effettuate dal gestore della rete di trasmissione secondo quattro scenari, elaborati in coerenza a quelli elaborati dalle associazioni europee ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) e ENTSO-G (European Network of Transmission System Operators for Gas), ovvero lo scenario "Business-As-Usual (BAU)", lo scenario "Decentralized (DEC)", lo scenario "Centralized (CEN)" oltre a uno scenario declinato a partire dalle previsioni elaborate dal policy maker nazionale, ovvero lo scenario "Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)", sostituito a febbraio 2021 dallo scenario "NT Italia".

Con riferimento alle previsioni della domanda di energia elettrica, pubblicate da Terna:

- lo scenario "BAU" proietta inerzialmente i trend attuali e non traguarda i target al 2030 nazionali ed europei. Il phase-out degli impianti a carbone, in assenza di policy imposte, viene raggiunto dopo il 2030, spinto solamente da ragioni economiche; è confermato il trend di crescita della generazione distribuita, soprattutto eolico e fotovoltaico, mentre è previsto un minimo sviluppo di nuovi sistemi di accumulo. Tale scenario prevede che il riscaldamento residenziale sia ancora principalmente effettuato tramite caldaie convenzionali a gas, e vede solamente minime misure di efficientamento energetico, con una domanda di elettricità in Italia al 2030 in leggera crescita a 340 TWh;
- lo scenario "DEC" si basa su una visione di sviluppo del sistema elettrico decentralizzato in cui il vettore elettrico è il principale protagonista per il raggiungimento dei target di decarbonizzazione. Lo scenario prevede il phase-out completo del carbone al 2025, un'elevata penetrazione della generazione distribuita e un considerevole sviluppo di sistemi di accumulo sia idroelettrico sia elettrochimico. È prevista una elevata elettrificazione dei consumi sia per l'utilizzo di pompe di calore

elettriche per il riscaldamento, sia per l'alta penetrazione sul mercato di veicoli elettrici, con una conseguente domanda elettrica in Italia prevista al 2030 pari a 356 TWh;

- lo scenario "CEN" è caratterizzato da un maggiore sviluppo di tecnologie rinnovabili/low carbon centralizzate. Lo scenario prevede il phase-out completo del carbone al 2025, il contenimento dei consumi e lo sviluppo delle energie rinnovabili con significativa disponibilità di risorse rinnovabili programmabili e centralizzate. Tale scenario è caratterizzato da una elettrificazione dei consumi più moderata rispetto allo scenario "DEC", dovuta alla maggiore diffusione di pompe di calore a gas, caldaie a condensazione per il riscaldamento civile e alla rapida diffusione del biometano e di altri gas verdi/decarbonizzati per decarbonizzare trasporti, industria e settore civile, con una conseguente domanda elettrica in Italia prevista al 2030 pari a 332 TWh;
- lo scenario "PNIEC", sostituito a febbraio 2021 dallo scenario "NT Italia", rappresenta lo scenario energetico nazionale che si basa su target e indicazioni del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima e sullo scenario National Trend europeo. Lo scenario prevede il phase-out completo del carbone al 2025, una notevole crescita di impianti rinnovabili non programmabili, seguita da uno sviluppo sostenuto di sistemi di accumulo. Nonostante una consistente diffusione di pompe di calore elettriche e di veicoli elettrici, tale scenario non è caratterizzato da una crescita sostenuta della domanda di energia elettrica grazie alle misure di efficientamento energetico previste (figura 1).

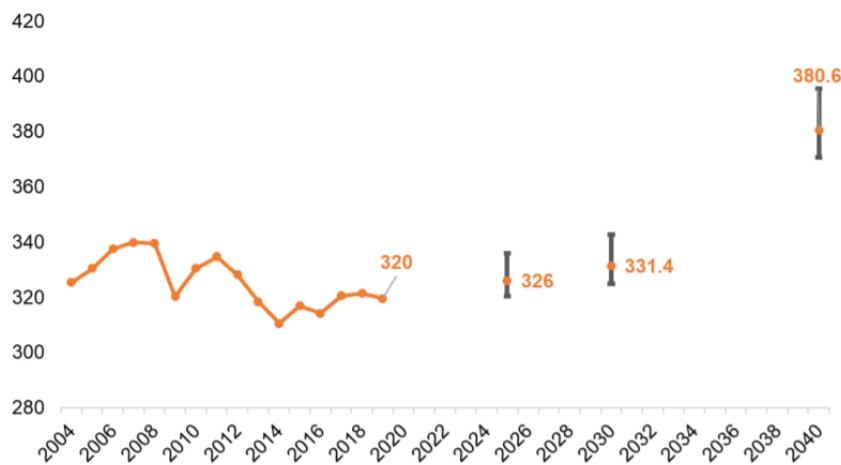


Figura 1 - Trend domanda di energia elettrica nello scenario PNIEC [TWh] (fonte Terna)

Le stime elaborate da E-Distribuzione per l'incremento medio annuo di potenza massima su base regionale sono ottenute mettendo in correlazione fra loro gli indicatori economici e l'andamento storico del carico nelle Cabine Primarie di E-Distribuzione. Si tratta quindi di una stima dell'evoluzione dell'incremento di potenza transitante sulle reti di media e bassa tensione, utile per la determinazione degli interventi di sviluppo.



Figura 2 - Stima incremento medio annuo della potenza massima su base regionale all'anno 2025 rispetto al 2020 (fonte dati: E-Distribuzione-elaborazione dati storici)

## 2.2. Previsione della potenza

L'andamento e la stima di previsione della potenza venduta sono correlati, in un mercato maturo, alla variazione dei volumi di energia trasportata sulla rete di distribuzione.

Analogamente alle previsioni della domanda di energia elettrica, le stime sono effettuate mettendo in relazione le valutazioni sulle serie storiche della domanda in potenza con gli indicatori economici generali (andamento del PIL, intensità elettrica).

La previsione tiene conto, tra l'altro, dei seguenti elementi di contenimento del fabbisogno in potenza:

- diffusione lampade a basso consumo;
- diffusione elettrodomestici a basso consumo;
- diffusione lampade per illuminazione pubblica con tecnologia a led;
- altre iniziative volte alla riduzione dei consumi di energia elettrica.

In Tabella 2 sono riportati l'andamento e la previsione della potenza venduta ai clienti passivi.

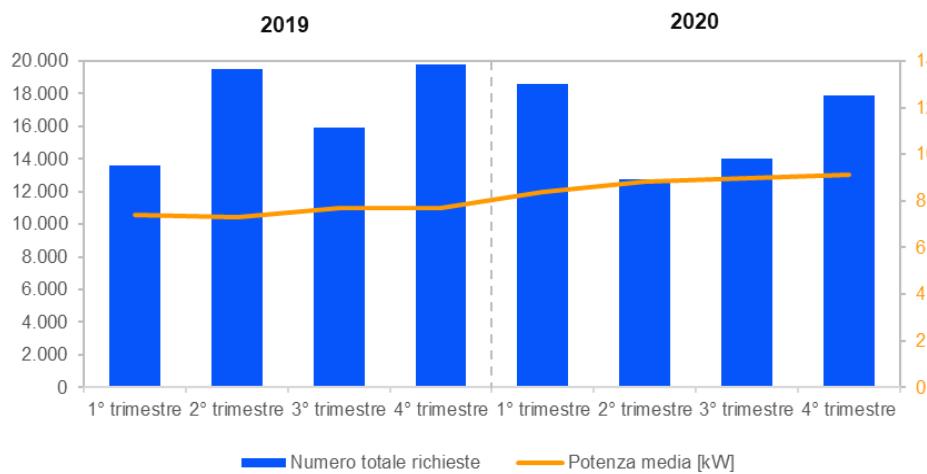
Anno	Potenza [GW]
2019	2,8
2020	3,1
2021	3,15
2022	3,2
2023	3,25

Tabella 2 - Potenza venduta ai clienti passivi su reti E-Distribuzione, con stima fino al 2023 (fonte dati: E-Distribuzione)

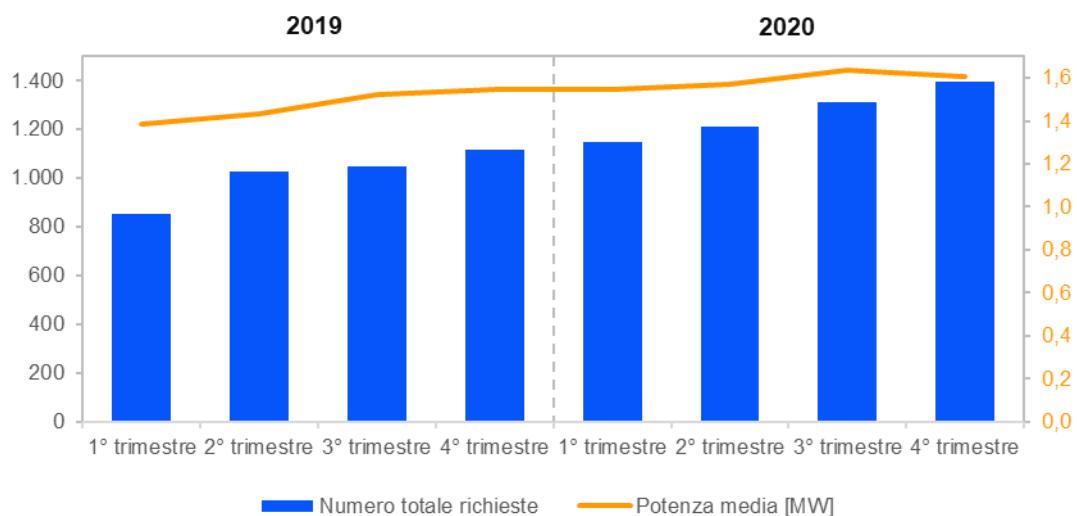
## 2.3. Sviluppo della generazione distribuita

La diffusione della generazione distribuita da fonti rinnovabili negli ultimi anni è stata caratterizzata dall'incremento in prevalenza delle connessioni alla rete di distribuzione di impianti di piccola taglia, anche per effetto del quadro legislativo, normativo e regolatorio.

Nelle figure seguenti è riportato l'andamento per trimestre delle richieste di connessione di impianti di generazione pervenute ad E-Distribuzione negli anni 2019 e 2020.



**Figura 3 - Richieste di connessione di impianti di generazione alla rete BT e valori medi di potenza richiesta per singola connessione (fonte dati: E-Distribuzione)**



**Figura 4 - Richieste di connessione di impianti di generazione alla rete MT e valori medi di potenza richiesta per singola connessione (fonte dati: E-Distribuzione)**

Con riferimento alle richieste di connessione in BT, si riscontra una riduzione del 8% sul numero di richieste di connessione pervenute nel 2020 rispetto al 2019; ciò nonostante, si registra comunque un incremento della potenza complessivamente richiesta in immissione pari al 9% dovuto al costante aumento della taglia media degli impianti.

Con riferimento alle richieste di connessione in MT, si riscontra un incremento del 25% sul numero di richieste di connessione pervenute nel 2020 rispetto al 2019, con conseguente incremento della potenza complessivamente richiesta in immissione pari al 30%.

Tenuto conto del quadro di riferimento, è prevedibile che il trend di crescita osservato nel 2020 possa accentuarsi ulteriormente, anche a prescindere da possibili sviluppi futuri dal punto di vista legislativo e normativo, con l'obiettivo di traghettare i target nazionali stabiliti dal PNIEC.

## e-distribuzione

In alcune aree, un'elevata consistenza di richieste in sviluppo contribuisce già oggi a determinare condizioni di saturazione della rete. Tali fenomeni sono particolarmente evidenti soprattutto in alcuni contesti territoriali caratterizzati da condizioni ambientali, orografiche e climatiche favorevoli alla diffusione della generazione da fonti rinnovabili.

In tali contesti, se in presenza di condizioni di saturazione della rete, le soluzioni di connessione possono includere interventi complessi, spesso anche a livello di tensione superiore rispetto a quello al quale è prevista la connessione. Il Piano di Sviluppo contiene pertanto anche nuove Cabine Primarie (vedere par. 4.1) in aree nelle quali la rete MT esistente è satura, sulla base dei preventivi di allacciamento di nuovi impianti di produzione già accettati dai richiedenti e, ovviamente, delle connessioni già attivate o in corso di realizzazione.

### 3. PRINCIPALI ESIGENZE DI SVILUPPO IMPIANTI

Le previsioni di evoluzione del sistema elettrico sono alla base della pianificazione degli interventi di sviluppo della rete di distribuzione. Attraverso le stime dell'incremento della domanda di energia e potenza, effettuate sulla base delle serie storiche e delle analisi descritte al capitolo 2, ed attraverso le previsioni di crescita della quota di energia prodotta da fonti rinnovabili, vengono valutate le principali esigenze di sviluppo degli impianti di distribuzione dell'energia elettrica (nuove Cabine Primarie, linee, etc.), mettendo in relazione stime e previsioni con la struttura e l'analisi dello stato della rete attuale.

In particolare, i principali investimenti sulla rete riguardano interventi per la connessione di impianti di generazione alla rete di distribuzione, interventi funzionali all'evoluzione del carico e al miglioramento della qualità del servizio, interventi finalizzati all'adeguamento a normative ambientali e standard tecnici di riferimento e interventi per l'incremento della resilienza della rete di distribuzione.

Infine, un'importante componente negli investimenti sulla rete è costituita dai progetti di digitalizzazione e innovazione tecnologica.

#### 3.1. Connessioni e adeguamento al carico

##### Connessioni

Le richieste di connessione dei clienti passivi alla rete di distribuzione sono legate, in numero e potenza, alle dinamiche di sviluppo complessive dell'economia nazionale. A questo andamento, di carattere generale, se ne sovrappone un secondo, specifico del settore, che deriva dall'incremento della cosiddetta "penetrazione elettrica", ovvero dal passaggio dei fabbisogni energetici associati a processi industriali, attività umane e servizi da non elettrici ad elettrici.

Il trend complessivo, che può essere interpretato come risultante dei due fenomeni sopra citati, presenta evidentemente una tanto maggiore regolarità quanto più il settore vive una fase di stabilità (in termini macroeconomici) e di maturità (in termini di penetrazione elettrica). Infatti, ad una condizione di maturità del settore corrisponde anche una sostanziale stabilità del mix delle richieste di connessione e della sua suddivisione in richieste di tipo residenziale, artigianale o commerciale, per insediamenti produttivi, per terziario e servizi.

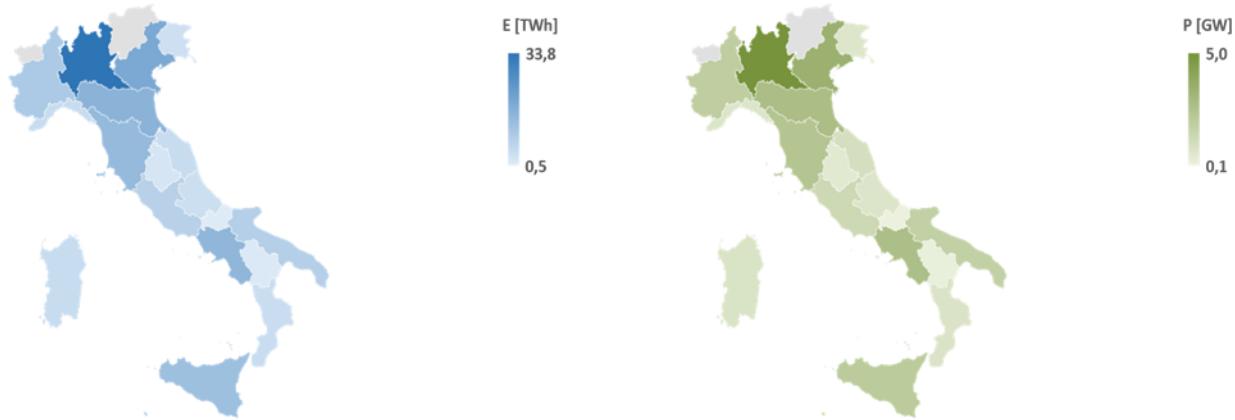
Di seguito sono riportati i dati previsionali dei consumi di energia elettrica relativi alle reti di bassa, media ed alta tensione di E-Distribuzione.

Anno	Rete BT Energia	Rete MT Energia	Rete AT Energia	Totale
	(TWh)	(TWh)	(TWh)	(TWh)
2020	106,50	77,80	28,90	213,20
2021	112,30	77,80	29,30	219,40
2022	112,10	79,30	29,30	220,70
2023	112,80	79,80	29,45	222,05

Tabella 3 -Previsione dei consumi di energia sulle reti di bassa, media ed alta tensione di E-Distribuzione (fonte dati: E-Distribuzione)

Nelle figure seguenti è rappresentata la situazione nell'anno 2020, a livello regionale, relativamente a:

- energia transitante nelle Cabine Primarie di E-Distribuzione;
- potenza massima contemporanea delle Cabine Primarie di E-Distribuzione.



**Figura 5 - Distribuzione territoriale dei valori di energia e potenza massima registrati sulle Cabine Primarie di E-Distribuzione nel 2020 (fonte dati: E-Distribuzione)**

A livello nazionale, sulla rete di E-Distribuzione, la massima potenza prelevata nel 2020 è stata pari a 31,8 GW.

La diffusione della generazione distribuita ha un forte impatto sullo scenario del sistema elettrico: la presenza di impianti di produzione connessi in media e bassa tensione ha determinato una rapida evoluzione del comportamento delle reti di distribuzione, come si nota dall'incremento delle trasformazioni AT/MT e/o MT/BT nelle quali l'energia “risale” dal livello di tensione più basso a quello superiore. Ciò comporta, tra l'altro, verifiche di rete più complesse, ai fini della definizione di nuove soluzioni di connessione, come già accennato al paragrafo 2.3.

I volumi delle connessioni di clienti produttori, in termini sia di numero che di potenza, hanno avuto gradienti di crescita elevati, a partire dal 2007 fino al picco assoluto del 2011, poi in calo negli anni successivi. Nel 2020 si registra una lieve diminuzione del numero di connessioni rispetto al 2019 dovuta alla limitazione delle attività operative conseguenti alla situazione pandemica; ciononostante, la potenza complessivamente connessa risulta comunque superiore al 2019 e, inoltre, rappresenta il valore più alto registrato dopo il 2013.



**Figura 6 - Connessioni produttori su rete E-Distribuzione: dati annuali (fonte dati: E-Distribuzione)**

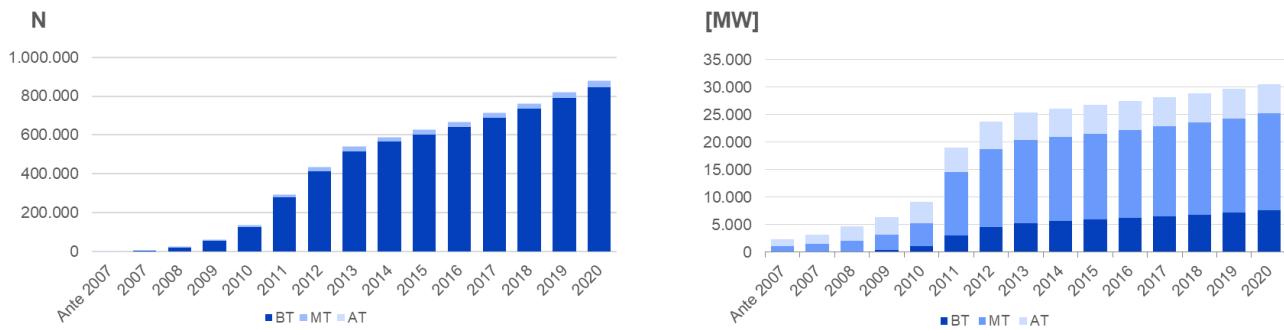


Figura 7 - Connessioni produttori su rete E-Distribuzione: dati cumulati (fonte dati: E-Distribuzione)

In aggiunta a quanto sopra, a seguito del progressivo consolidamento del quadro regolatorio e della normativa tecnica riguardanti i sistemi di accumulo, lo scenario elettrico sta evolvendo verso una crescente diffusione di impianti di generazione da fonti energetiche rinnovabili integrati con sistemi di accumulo (prosumer storage), e di sistemi di accumulo stand-alone, anche grazie alle detrazioni fiscali relative alle ristrutturazioni edilizie e alla progressiva riduzione dei costi di installazione.

Di seguito si riporta il grafico relativo al numero di installazioni ed alla potenza media dei sistemi di accumulo, connessi alla rete di bassa tensione di E-Distribuzione.

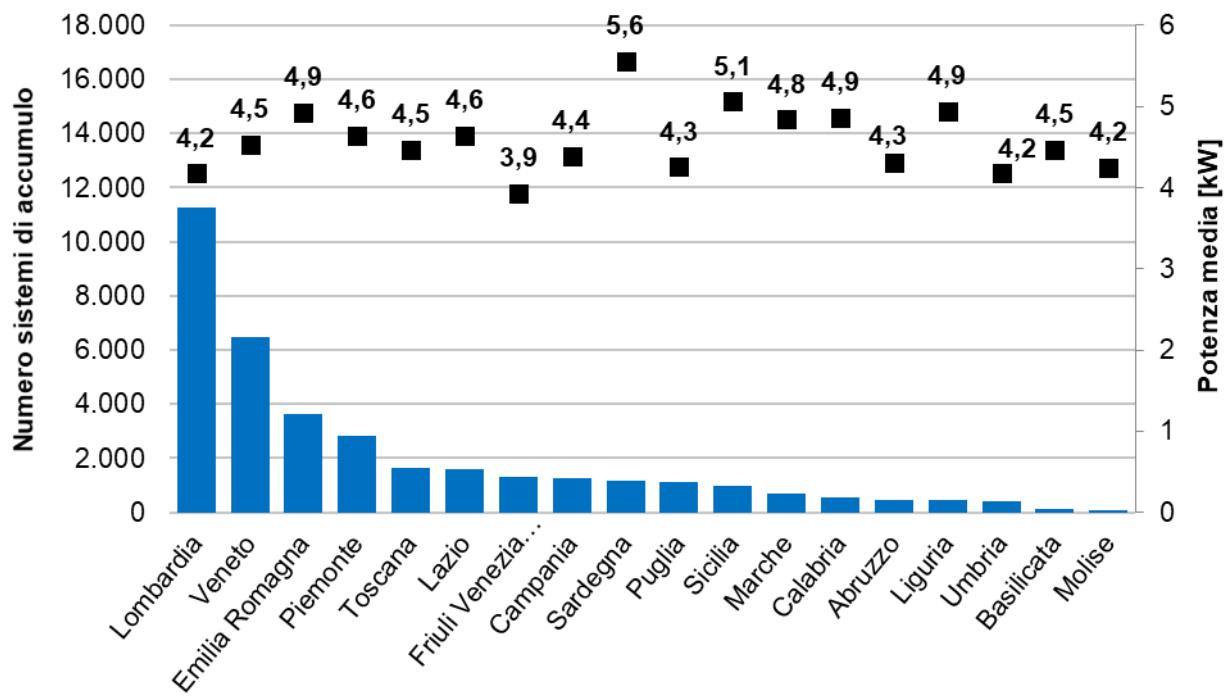
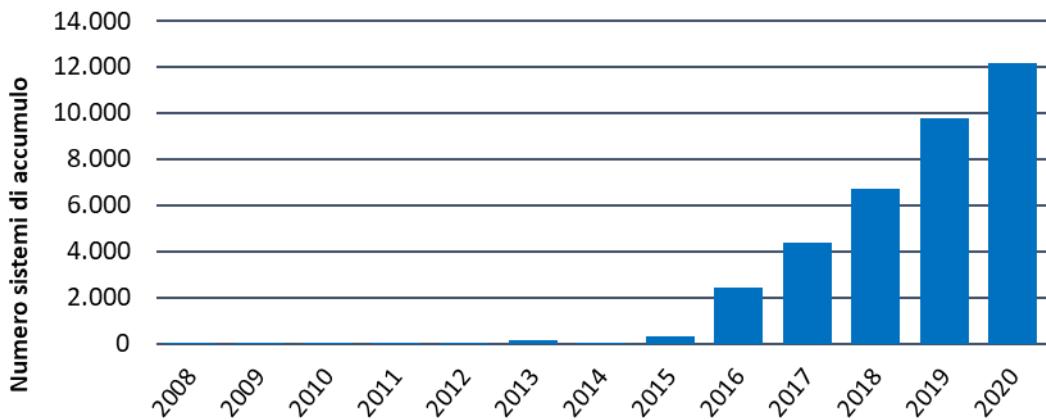


Figura 8 - Dettaglio relativo al numero di sistemi di accumulo connessi alla rete di bassa tensione di E-Distribuzione ed alla loro potenza media (fonte dati: Terna)

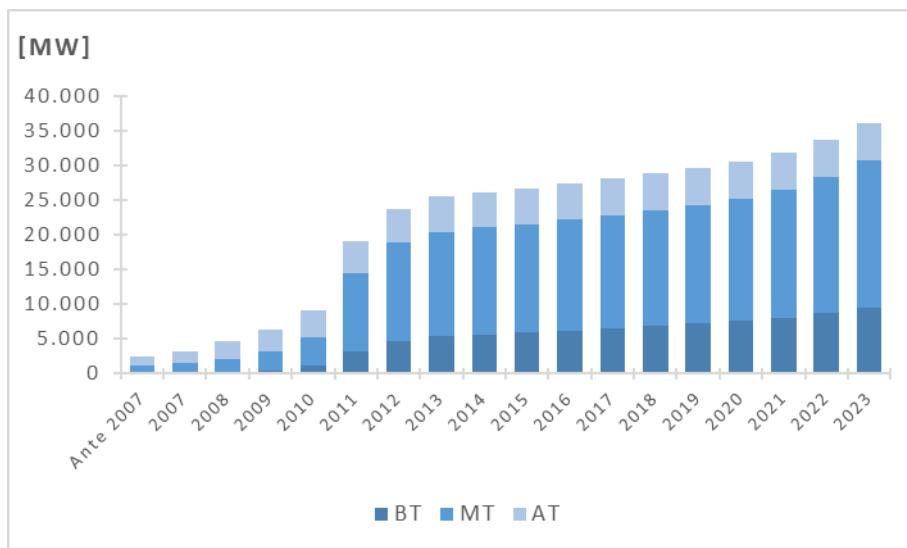


**Figura 9 – Dettaglio relativo al numero di sistemi di accumulo attivati nel corso degli anni alla rete di bassa tensione di E-Distribuzione**

È evidente che la diffusione dei sistemi di accumulo integrati alla generazione distribuita da fonti rinnovabili contribuirà in modo sempre più significativo all'evoluzione dello scenario del sistema elettrico nel prossimo futuro.

L'andamento delle connessioni attive ha caratteristiche intrinsecamente diverse da quello delle connessioni passive, risentendo in modo marcato degli effetti dell'evoluzione legislativa e normativa, oltre che dell'evoluzione tecnologica; pertanto per una previsione efficace occorre tener conto, per quanto possibile, dell'evoluzione dello scenario di riferimento, più che dell'analisi delle serie storiche.

Ciò premesso, di seguito è riportato il trend delle connessioni di impianti di produzione alla rete di E-Distribuzione, incluse le stime per il triennio 2021 – 2023.



**Figura 10 - Trend delle connessioni di produttori previste su rete E-Distribuzione: dati cumulati (fonte dati: E-Distribuzione)**

La progressiva evoluzione della rete di distribuzione in “rete attiva” risulta evidente dall'andamento dei flussi di energia nei punti di scambio tra la Rete di Trasmissione Nazionale e la rete di distribuzione: nel grafico seguente è rappresentato il confronto, negli anni dal 2010 al 2020, dell'andamento del flusso di potenza totale dalla Rete di Trasmissione Nazionale verso la rete di E-Distribuzione, nei giorni indicati nel grafico.

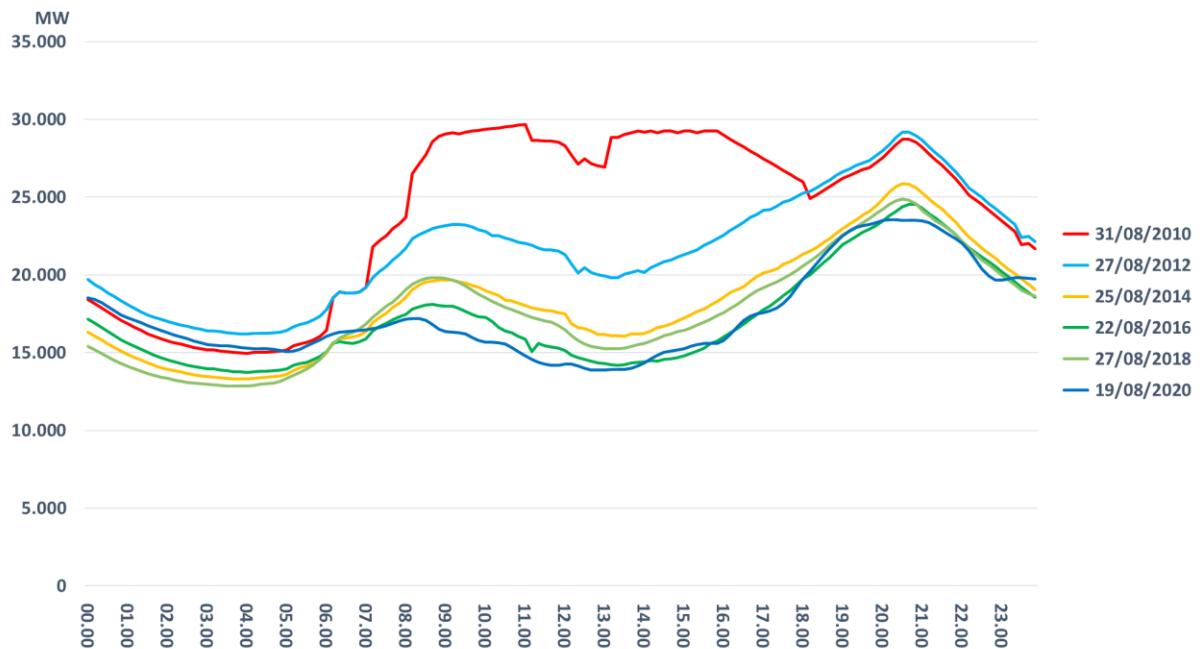


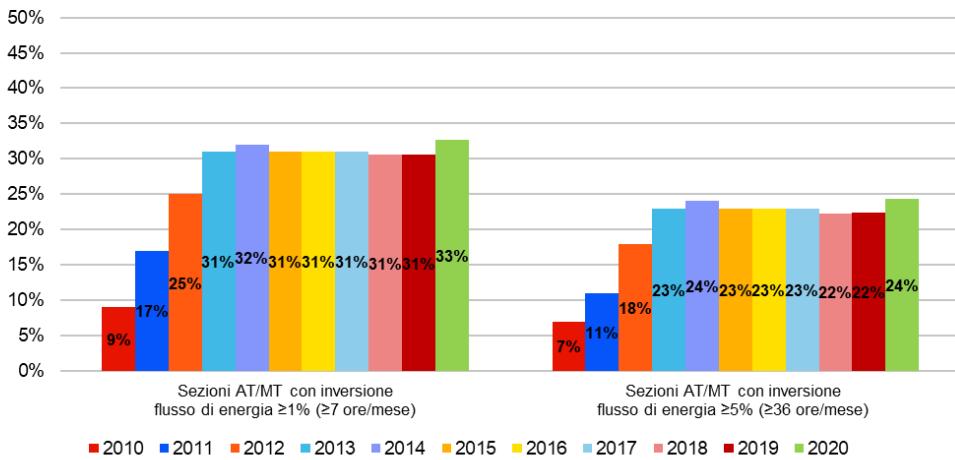
Figura 11 - Andamento del flusso di potenza totale dalla RTN verso la rete E-Distribuzione.

Come già evidenziato, le connessioni di impianti di produzione da fonti rinnovabili già realizzate sulle reti MT-BT hanno un importante impatto sull'esercizio e sulla gestione della rete stessa, rapidamente trasformatasi da rete "passiva" in rete "attiva".

L'evoluzione della rete di distribuzione in "rete attiva" risulta altresì evidente se si considerano i dati relativi alle sezioni AT/MT di E-Distribuzione, ovvero i trasformatori AT/MT installati nelle Cabine Primarie, sulle quali si è registrata l'inversione del flusso di energia verso la Rete di Trasmissione Nazionale. Nella figura 12 sono riportati i dati di dettaglio a riguardo.

Nel complesso, la percentuale di sezioni AT/MT operanti in condizione di inversione di flusso è aumentata, con riferimento alla durata del flusso inverso, come di seguito descritto:

- dal 9% dell'anno 2010 al 33% dell'anno 2020, per un tempo di inversione di flusso di almeno 7 ore mensili;
- dal 7% dell'anno 2010 al 24% dell'anno 2020, per un tempo di inversione di flusso di almeno 36 ore mensili.



**Figura 12 - Sezioni AT/MT di E-Distribuzione sulle quali si è registrata l'inversione di flusso di energia dal lato MT verso la Rete di Trasmissione Nazionale (fonte dati: E-Distribuzione)**

La notevole diffusione della generazione distribuita non programmabile e l'insorgere dei fenomeni sopra descritti, con la conseguente progressiva riduzione di potenza regolante, hanno reso necessari provvedimenti tecnici e regolatori al fine di salvaguardare la sicurezza e stabilità del sistema elettrico nazionale.

La Delibera n.84/2012/R/eel di ARERA, successivamente integrata dalle Delibere n.165/2012/R/eel, n.344/2012/R/eel, n.562/2012/R/eel e n.613/2016/E/eel, ha imposto il rispetto dell'Allegato A70 del Codice di rete di Terna nonché delle Norme CEI 0-16 e 0-21 con le relative tempistiche, introducendo nuove prescrizioni per assoggettare ai servizi di rete la generazione distribuita.

Inoltre, con la definitiva attuazione del regolamento RfG (Requirement for Generators) UE 2016/631, dal 27 aprile 2020 gli impianti di produzione dovranno essere adeguati agli aggiornamenti delle norme tecniche CEI 0-16 e 0-21.

Tali prescrizioni, tuttavia, determinano l'aumento del rischio di formazione di "isola indesiderata" sulla rete di distribuzione, a fronte del quale devono essere previsti ulteriori e specifici interventi tecnici.

### Adeguamento al carico

La rete MT di distribuzione, nella generalità dei casi, è strutturalmente magliata, sebbene eserciti radialmente, e dimensionata in maniera tale da garantire la possibilità di rialimentazione in caso di guasto. Tuttavia, è necessario un monitoraggio metodico per garantire il mantenimento delle suddette condizioni.

La rilevazione dei flussi di energia attraverso i trasformatori di Cabina Primaria costituisce la base per l'individuazione delle potenziali criticità future. Le proiezioni ottenute per ogni singola Cabina Primaria attraverso l'estrapolazione delle serie storiche dei flussi di potenza sono dapprima integrate con le informazioni puntuali disponibili, relative a singole connessioni future di particolare rilevanza e, successivamente, integrate ed armonizzate rispetto ai trend individuati a livello territoriale più ampio. Il risultato finale di tali elaborazioni genera una "mappa del carico", sulla base della quale è possibile individuare, per ciascun anno di piano, le potenziali criticità, ovvero gli impianti primari in esercizio che, in base alle stime di crescita dei carichi, raggiungeranno prevedibilmente una condizione di criticità. Tale condizione si verifica qualora la potenza massima prevista per l'impianto in oggetto superi la soglia di sovraccaricabilità dei trasformatori attualmente installati, in assetto "N-1".

## 3.2. Qualità del servizio

### Il semiperiodo regolatorio 2020-2023

A partire dall'anno 2000, l'ARERA ha introdotto livelli standard di continuità del servizio per monitorare la qualità fornita ai clienti, inizialmente in termini di durata delle interruzioni e successivamente anche in termini di numero delle interruzioni, fissando “livelli obiettivo” di continuità del servizio per ciascun ambito territoriale di competenza dei diversi distributori.

In virtù di tale meccanismo di miglioramento obbligatorio, gli esercenti che non riescono a rispettare gli obiettivi annuali fissati da ARERA devono versare penalità, calcolate in funzione dell'energia distribuita e della differenza tra il livello raggiunto ed il tendenziale assegnato. Per gli esercenti che invece ottengono miglioramenti superiori a quanto stabilito, sono previsti riconoscimenti economici calcolati analogamente a quanto avviene per le penali.

Con l'allegato A della Delibera 566/2019/R/eel, l'ARERA ha determinato le modalità di regolazione della qualità del servizio per gli esercenti del servizio di distribuzione per il semiperiodo regolatorio 2020-2023.

Le principali novità introdotte, rispetto alla regolazione precedentemente in vigore, riguardano i seguenti strumenti focalizzati al miglioramento delle performance di qualità ed alla riduzione del divario di qualità tra i diversi ambiti:

- regolazione speciale riguardante gli ambiti maggiormente critici per l'indicatore “numero delle interruzioni”, che si basa sull'aggiunta di un meccanismo di extra-premi/extra-penali, in aggiunta alla regolazione standard;
- esperimenti regolatori, con cui testare tecnologie innovative in grado di migliorare le performance di qualità, sia in termini di “durata delle interruzioni” che di “numero delle interruzioni”, a fronte di specifiche deroghe regolatorie fino al 2023;
- la possibilità di accedere al posticipo dal 2023 al 2025 (oppure 2027) dei target per l'indicatore “numero delle interruzioni”, in presenza di comprovate criticità strutturali;
- l'aggiunta di un meccanismo per la riduzione del divario di qualità del servizio tra ambiti, attraverso la riduzione dei premi in presenza di ambiti con penalità in due ambiti consecutivi.

Regione	Durata Cumulata Annuia [min/Cliente BT]	Numero medio Interruzioni Lunghe + Brevi [Int/Cliente BT]
<b>Piemonte</b>	37,00	2,64
<b>Liguria</b>	33,72	2,30
<b>Lombardia</b>	29,34	2,00
<b>Veneto</b>	29,81	2,29
<b>Friuli- Venezia Giulia</b>	29,21	2,41
<b>Emilia Romagna</b>	22,98	1,98
<b>Toscana</b>	37,62	2,57
<b>Marche</b>	31,51	2,43
<b>Umbria</b>	40,13	2,84
<b>Lazio</b>	55,97	4,55
<b>Abruzzo</b>	37,67	3,20
<b>Molise</b>	32,44	2,69
<b>Campania</b>	58,61	4,54
<b>Puglia</b>	54,24	5,03
<b>Basilicata</b>	33,49	2,92
<b>Calabria</b>	51,92	4,54
<b>Sicilia</b>	65,20	5,95
<b>Sardegna</b>	61,30	5,09
<b>E-Distribuzione</b>	<b>42,13</b>	<b>3,38</b>

**Tabella 4 - Indicatori della qualità del servizio 2020: durata cumulata annua (interruzioni senza preavviso lunghe) e numero medio (interruzioni senza preavviso lunghe + brevi) per cliente BT per regione**

#### La pianificazione degli interventi per qualità del servizio

La difficoltà del presidio contemporaneo delle diverse componenti sopra citate è legata al diverso grado di efficacia dei singoli provvedimenti migliorativi della performance di rete, nei riguardi di ciascun parametro. A titolo di esempio, molti dei provvedimenti volti ad aumentare le condizioni di rialimentabilità della rete, efficaci nel contenimento degli effetti delle interruzioni prolungate ed estese e della durata cumulata delle interruzioni lunghe per cliente BT, non incidono sul numero di interruzioni né ai fini della regolazione individuale dei clienti MT né ai fini della regolazione per ambito territoriale sui clienti BT. Al contrario, molti degli interventi volti a ridurre i fenomeni di breve durata sulla rete hanno effetto sul numero di interruzioni, ma non necessariamente anche sulla durata cumulata o sui tempi di ripristino del servizio in caso di interruzioni prolungate o estese.

Inoltre, gli interventi di efficientamento condotti con strumenti organizzativi e/o tecnologici, volti alla riduzione dei tempi di intervento su guasto, non influiscono sul numero di interruzioni per cliente BT.

In relazione alla sopra descritta complessità del sistema e alla necessità di contemperare le diverse istanze, tutte collegate a parametri di qualità del servizio, la composizione degli interventi e la loro ottimizzazione non può che avvenire con riferimento a entità territoriali, oggetto di specifica misurazione, ed al metro universale di valutazione comparativa degli interventi stessi, ossia quello economico rappresentato dai meccanismi incentivanti. Simulando gli effetti di diversi interventi, ipoteticamente alternativi, ed eseguendo analisi di sensitività, è possibile di volta in volta individuare strategie ottimali, le quali devono tenere in debito conto l'efficacia teorica degli interventi, il loro grado di complessità e modularità, la loro probabilità di completamento una volta avviati ed i tempi prevedibili per il completamento stesso.

I singoli elementi di una micro-pianificazione, come quella sopra accennata, fanno comunque capo, di norma, a linee di intervento specificatamente individuate e ottimizzate, nell'ambito delle quali sono indicate condizioni di efficacia e modalità di utilizzo delle diverse leve. Nello specifico, l'attività di investimento viene gestita mediante l'applicazione di modelli di valutazione basati sulla pianificazione dei lavori secondo criteri di redditività diversificati in funzione della tipologia d'investimento. La gestione degli investimenti in qualità del servizio, ad esempio, viene effettuata tramite l'utilizzo di metodologie di selezione degli interventi basate su principi di risk asset management, finalizzate alla riduzione del profilo di rischio di guasto ed alla massimizzazione del ritorno economico in termini di premi, o penali evitate, riconosciuti da ARERA.

Gli interventi sulle reti di distribuzione volti a ridurre il numero delle interruzioni e la loro durata consistono in:

- realizzazione di nuove linee MT, anche mediante la costruzione di nuove Cabine Primarie o centri satelliti, con impatto sulla struttura delle reti di alta e media tensione;
- sostituzione di componenti della rete MT aventi caratteristiche tecniche non più adeguate;
- incremento del grado di telecontrollo e/o automazione della rete.

### **3.3. Adeguamento a prescrizioni e standard tecnici di riferimento**

La pianificazione degli interventi di sviluppo della rete elettrica di distribuzione deve garantire l'esercizio in sicurezza della rete stessa nonché, al contempo, il rispetto delle normative vigenti e dei vincoli ambientali.

Il Piano prevede pertanto interventi che hanno come fine il mantenimento delle condizioni di sicurezza sugli impianti di E-Distribuzione, inclusi quelli che si rendono necessari a seguito di modifiche normative afferenti alla sicurezza nell'esercizio degli impianti, e che comportano radicali trasformazioni dei componenti o degli assetti di rete, anche attraverso la progressiva introduzione di tecnologie innovative.

Nel Piano di Sviluppo di E-Distribuzione sono previste anche attività finalizzate all'adeguamento degli impianti esistenti alla normativa di carattere ambientale, come ad esempio quella sulle emissioni acustiche e sui campi elettromagnetici o la sostituzione di apparecchiature contaminate.

Al riguardo, per il 2022 è prevista la completa sostituzione dei trasformatori MT/BT contenenti PCB nelle regioni in cui sono ancora presenti, mentre la sostituzione delle residue apparecchiature TA/TV contenenti PCB è pianificata entro un paio di anni e, in ogni caso, in anticipo rispetto alla scadenza del 2025, fissata dalla direttiva europea.

Allo stesso modo, sono previsti altri interventi volti al rinnovamento degli impianti con l'obiettivo di ridurre il rischio di incidenti ambientali o di emissioni dannose per l'ambiente. In quest'ottica si colloca ad esempio la sostituzione delle apparecchiature FGas vetuste.

### **3.4. Sviluppo della rete e sostenibilità**

Fermo restando il rispetto degli standard previsti in materia di sicurezza e ambiente, i progetti di sviluppo della rete sono sempre più orientati a coniugare le esigenze di business con l'attenzione al territorio e alle comunità in cui l'azienda opera, secondo una logica di creazione di valore condiviso.

Smart Grid, resilienza, contatore 2G, sviluppo di piattaforme digitali restano i capisaldi della strategia di investimento sull'innovazione, finalizzata al miglioramento continuo dell'efficienza operativa e della qualità del servizio. A questi progetti si aggiungono iniziative specificamente indirizzate alla sostenibilità e tutela dell'ambiente:

- verso le persone, continuando a diffondere, all'interno e all'esterno dell'organizzazione, la cultura dell'energia, della sicurezza e dell'ambiente, oltre alla valorizzazione del territorio con interventi artistici sulle cabine elettriche;
- verso gli ecosistemi, attraverso il recupero dei materiali in ottica di economia circolare e la protezione delle aree, con interventi di messa in sicurezza delle linee per la salvaguardia dell'avifauna dal rischio accidentale di elettrocuzione e la tutela della biodiversità;

## e-distribuzione

- relativamente agli asset, con l'implementazione di "cantieri sostenibili" in cui nuove tecnologie e materiali, come ad esempio l'olio in estere vegetale, contribuiscano a ridurre l'impatto ambientale degli impianti elettrici.

## 4. PRINCIPALI INTERVENTI

In questo capitolo vengono descritti i principali interventi di sviluppo della rete di E-Distribuzione, programmati sulla base dell'analisi delle criticità e delle esigenze emerse dallo studio dei possibili scenari evolutivi della rete stessa, come evidenziato nel precedente capitolo.

Gli interventi si suddividono in due macro-tipologie: quelli effettuati direttamente sulla rete elettrica e quelli facenti capo a progetti di sviluppo a supporto delle infrastrutture. Tra i primi è possibile annoverare i progetti di razionalizzazione e sviluppo della rete, suddivisi per livello di tensione, ed i progetti di innovazione tecnologica.

Tra i progetti di sviluppo a supporto delle infrastrutture, la parte più importante è costituita dagli investimenti in Information & Communication Technology, fondamentali per assicurare una gestione efficiente dei processi aziendali, e l'affidabilità e la sicurezza dei servizi erogati.

Per l'elenco nominativo degli interventi non menzionati in questo capitolo si rimanda agli Allegati al presente documento.

I tempi di realizzazione, riportati negli allegati, potranno essere anticipati, qualora tecnicamente fattibile, in relazione a disponibilità di fonti esterne di finanziamento.

### Covid-19: impatti sul settore energetico e sulla rete di distribuzione

Durante il 2020, l'Italia è stata uno dei Paesi più colpiti dalla diffusione del virus SARS CoV-2 e dall'adozione di misure stringenti atte a contenere la relativa epidemia, che hanno avuto effetti dirompenti sull'economia nazionale e sul settore energetico.

Ad una contrazione della domanda di energia elettrica dovuta ad un calo consistente dei consumi energetici, in particolar modo elettrici (legati principalmente alla chiusura di numerose attività produttive e/o esercizi commerciali), si è accompagnato un minor prezzo delle commodity energetiche. Nel dettaglio, dall'elaborazione dei dati giornalieri di Terna, si evidenzia come, confrontando il medesimo periodo 1 marzo – 10 maggio per le annualità 2019 e 2020, il fabbisogno elettrico nazionale ha fatto registrare una flessione di circa il 9%, passando dai 129.950 GWh del 2019, ai 119.560 GWh del 2020. Il solo mese di marzo 2020, rispetto ai dati dello stesso periodo dell'anno precedente, ha fatto registrare una flessione della richiesta di energia elettrica del 10,2%, con una forte riduzione della produzione termoelettrica (-16,0%). La variazione del fabbisogno nazionale declimatizzato ha confermato l'andamento in flessione, attestandosi ad un valore di -7,6% rispetto all'anno precedente.

Il primo semestre del 2020, a causa dell'emergenza legata alla fase iniziale dell'epidemia e all'adozione delle relative misure di contrasto e contenimento della diffusione del virus imposte a livello governativo, ha impattato drasticamente sull'operatività di E-Distribuzione, in particolare nel periodo di lockdown nazionale, con un blocco generalizzato dei cantieri e delle attività a diretto contatto con l'utenza previsti in esecuzione, che hanno subito slittamenti o forti rallentamenti degli iter autorizzativi. Il tutto ha generato ritardi nella realizzazione di molti interventi previsti sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica.

Per fronteggiare la situazione, l'Autorità ha emanato una serie di provvedimenti tra cui, di interesse per E-Distribuzione:

- la Delibera 86/2020/R/eel, con la quale sono stati prorogati i termini per l'attestazione della conformità dei dispositivi installati e della certificazione della rispondenza alle disposizioni tecniche previste dalle norme CEI 0-16 e CEI 0-21 – Edizione 2019, dei diversi elementi che costituiscono l'impianto di produzione e/o consumo;
- la Delibera 123/2020/R/eel, con la quale è stato disposto che per le pratiche di connessione TICA, pendenti alla data del 23 febbraio 2020 o avviate successivamente a tale data, ai fini del computo delle tempistiche relative all'accettazione del preventivo, all'avvio dell'iter autorizzativo e all'avvio dei lavori di realizzazione dell'impianto di produzione, i gestori di rete non tenessero conto del periodo temporale per il quale, ai sensi dell'articolo 103, comma 1, del decreto-legge 18/20, ovvero di eventuali

successivi interventi legislativi connessi all'emergenza COVID-19, è stata disposta la sospensione dei termini nei procedimenti amministrativi e degli effetti degli atti amministrativi in scadenza. Tale sospensione, inizialmente prevista sino al 15 aprile 2020, è stata prorogata al 15 maggio 2020, ai sensi dell'art. 37 del Decreto-Legge n. 23 dell'8 aprile 2020;

- la Delibera 213/2020/R/eel ARERA ha stabilito modifiche transitorie di alcune disposizioni relative ai piani di installazione dei CE 2G, in seguito all'emergenza COVID-19, sospendendo per l'anno 2020 le eventuali penalità per mancato raggiungimento del target del 95% dei volumi cumulati di installazione dei contatori 2G e prevedendo che i piani di installazione per il 2° semestre 2020 avessero valore indicativo;
- le Delibera 432/2020/R/com e 431/2020/R/eel, con le quali sono stati disposti da ARERA i meccanismi per la sterilizzazione degli effetti da COVID-19 per la qualità del servizio e la resilienza. Nel dettaglio, con riferimento alla continuità del servizio sono stati introdotti degli specifici meccanismi che ri-determinano i livelli tendenziali degli indicatori Numero e Durata delle interruzioni (N1 e D1) e delle franchigie, con riferimento alla qualità commerciale è stata introdotta una forma semplificata per la rendicontazione della forza maggiore da parte delle imprese per il periodo di efficacia dello stato di emergenza.

Infine, è stata prevista l'introduzione di un semestre aggiuntivo per tutti gli interventi del Piano Resilienza 2019-2021, eleggibili a premio-penalità, aventi data di completamento prevista tra il primo semestre 2019 ed il secondo semestre 2021.

## 4.1. Interventi su rete AT

Gli investimenti previsti nel Piano di Sviluppo riguardanti la rete di alta tensione consistono nell'inserimento di nuove Cabine Primarie e nel potenziamento e/o ampliamento di cabine già esistenti. Gli interventi possono essere così classificati, in base alla loro finalità:

- interventi di adeguamento al carico: realizzazione di Cabine Primarie finalizzate ad adeguare la rete di distribuzione all'evoluzione del carico prevista nelle diverse aree territoriali, in modo da predisporre la rete alle richieste di connessione di clienti finali e produttori, oppure potenziamento e/o ampliamento, per le medesime finalità, di Cabine Primarie esistenti;
- interventi di adeguamento e rinnovo impianti: questi interventi riguardano la ricostruzione, completa o parziale (sostituzione di componenti o apparecchiature o parti di impianto, alla fine della vita utile o tecnologicamente non più adeguate), di Cabine Primarie esistenti;
- interventi per il miglioramento della qualità del servizio: costruzione di nuove Cabine Primarie finalizzate alla riduzione della lunghezza media delle linee MT e all'aumento del grado di controalimentabilità della rete MT.

Le suddette tipologie costituiscono gli interventi di sviluppo della rete, per alcuni dei quali è riportato anche uno schema indicante l'ubicazione geografica.

Per ogni intervento, indicato nel presente Piano di Sviluppo, è riportata una data di entrata in esercizio, la quale rappresenta la migliore stima relativa al completamento delle attività di esecuzione dei lavori, sulla base di diversi fattori, quali:

- individuazione e condivisione della localizzazione dell'impianto con Amministrazioni ed Enti locali;
- stima dei tempi necessari per l'ottenimento delle autorizzazioni;
- tempi di coordinamento con soggetti terzi, qualora la realizzazione dell'opera renda necessario l'intervento di altri operatori o società;
- tempi tecnici standard di realizzazione in funzione della tipologia di intervento.

Infine, il presente Piano di Sviluppo contiene anche un elenco di interventi in Cabine Primarie esistenti, per interconnessioni con la Rete di Trasmissione Nazionale oppure per adeguamenti impiantistici, conseguenti a richieste di Terna (Allegato 5).

## Connessioni

Le soluzioni tecniche per la connessione di terzi (clienti finali e produttori) sono individuate in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 0-16, alla quale pertanto si rimanda. I riferimenti regolatori per tale attività sono rappresentati dal Testo Integrato delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione (TIC - Allegato C alla Deliberazione n. 645/2015/R/eel) e, per gli impianti di produzione, dal Testo Integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (TICA - Allegato A alla Deliberazione Arg/elt n.99/2008 e s.m.i.). Il livello di saturazione, "virtuale" o eventualmente effettivo, raggiunto dalla rete MT in alcune aree, causato principalmente dalle connessioni attivate e/o previste di impianti di generazione da fonti rinnovabili, ha determinato la necessità di prevedere numerose nuove Cabine Primarie per consentire la connessione di nuovi impianti.

Nella tabella seguente sono elencati gli impianti primari di tale tipologia per i quali, al 31/12/2020, è stata formalizzata la richiesta di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale e che risulta in corso alla data della pubblicazione del Piano di Sviluppo.

Denominazione	Comune	Provincia	Regione
Bernalda	Bernalda	Matera	Basilicata
Craco	Matera	Matera	Basilicata
Irsina	Irsina	Matera	Basilicata
Montescaglioso	Montescaglioso	Matera	Basilicata
Boreano	Venosa	Potenza	Basilicata
Cacciapaglia	Genzano di Lucania	Potenza	Basilicata
Palazzo San Gervasio	Palazzo San Gervasio	Potenza	Basilicata
Trivigno	Trivigno	Potenza	Basilicata
Vaglio	Vaglio Basilicata	Potenza	Basilicata
Bisaccia	Bisaccia	Avellino	Campania
Fragneto	Fragneto Monforte	Benevento	Campania
Baia Latina	Baia e Latina	Caserta	Campania
Sessa Aurunca 2	Cellole	Caserta	Campania
Baronissi (*)	Baronissi	Salerno	Campania
S. Quirico Trecasali (*)	Torrile	Parma	Emilia Romagna
Tornolo	Tornolo	Parma	Emilia Romagna
Pontebba	Pontebba	Udine	Friuli-Venezia Giulia
Roscioli	Sezze	Latina	Lazio
Camposcalà 2	Montalto di Castro	Viterbo	Lazio
Canino 2	Canino	Viterbo	Lazio
Dossi (*)	Valbondione	Bergamo	Lombardia
Fermo Est	Fermo	Fermo	Marche
Sarnano	Sarnano	Macerata	Marche
Fano Sud	Fano	Pesaro e Urbino	Marche
Montecilfone Est	Montecilfone	Campobasso	Molise
Petacciato	Petacciato	Campobasso	Molise
San Giuliano	San Giuliano di Puglia	Campobasso	Molise

Denominazione	Comune	Provincia	Regione
San Martino	San Martino in Pensilis	Campobasso	Molise
Cuneo Est (*)	Cuneo	Cuneo	Piemonte
Ceres (*)	Ceres	Torino	Piemonte
Lemie (*)	Lemie	Torino	Piemonte
Sparone (ex Locana) (*)	Locana	Torino	Piemonte
Cassano	Cassano delle Murge	Bari	Puglia
Corato Sud (*)	Corato	Bari	Puglia
Gravina Ovest	Gravina in Puglia	Bari	Puglia
Santeramo (*)	Santeramo in Colle	Bari	Puglia
Baroni	Brindisi	Brindisi	Puglia
Cellino	Cellino San Marco	Brindisi	Puglia
Marmorelle	Brindisi	Brindisi	Puglia
San Donaci Ovest	San Donaci	Brindisi	Puglia
San Vito Sud	San Vito dei Normanni	Brindisi	Puglia
Amendola	Foggia	Foggia	Puglia
Ascoli Satriano Est	Ascoli Satriano	Foggia	Puglia
Bisi	Troia	Foggia	Puglia
Candela 2	Candela	Foggia	Puglia
Casalvecchio Est	Casalvecchio di Puglia	Foggia	Puglia
Castelluccio	Castelluccio dei Sauri	Foggia	Puglia
Cerignola Nord	Cerignola	Foggia	Puglia
Cerignola ovest	Cerignola	Foggia	Puglia
Foggia sud	Foggia	Foggia	Puglia
Ofanto	Cerignola	Foggia	Puglia
Orta Nova Sud	Orta Nova	Foggia	Puglia
Rocchetta	Rocchetta Sant'Antonio	Foggia	Puglia
Stornara	Stornara	Foggia	Puglia
Campi Ovest	Campi Salentina	Lecce	Puglia
Galatina Nord	Galatina	Lecce	Puglia
Melpignano	Melpignano	Lecce	Puglia
Salice	Salice Salentino	Lecce	Puglia
Castellaneta Sud	Castellaneta	Taranto	Puglia
Chiancone	Laterza	Taranto	Puglia
Crispiano Ovest	Crispiano	Taranto	Puglia
Fragagnano	Fragagnano	Taranto	Puglia
Ginosa Lama di Pozzo	Ginosa	Taranto	Puglia
Ginosa Ovest	Ginosa	Taranto	Puglia
Mar Piccolo Taranto	Taranto	Taranto	Puglia
Roccaforzata	Roccaforzata	Taranto	Puglia

Denominazione	Comune	Provincia	Regione
San Basilio	Mottola	Taranto	Puglia
Arcidano	San Nicolò d'Arcidano	Oristano	Sardegna
Florinas	Florinas	Sassari	Sardegna
Ittiri	Ittiri	Sassari	Sardegna
Nurra 2	Sassari	Sassari	Sardegna
Truncu Reale	Sassari	Sassari	Sardegna
Dolianova	Dolianova	Sud Sardegna	Sardegna
Nuraminis	Nuraminis	Sud Sardegna	Sardegna
Serramanna	Serramanna	Sud Sardegna	Sardegna
Sigonella 2	Belpasso	Catania	Sicilia

**Tabella 5 - Cabine Primarie, previste prevalentemente per la connessione di produttori da fonti rinnovabili, con richiesta di connessione alla RTN formalizzata a Terna S.p.A.**

(\*) Impianti che hanno anche finalità di adeguamento al carico.

# e-distribuzione

## Interventi per lo sviluppo della rete

### Regione Liguria



#### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Antoniana" (SP)***

La nuova Cabina Primaria Antoniana verrà realizzata nella città di La Spezia (SP). L'impianto consentirà di soddisfare le richieste di energia legate ai nuovi insediamenti residenziali e commerciali in fase di sviluppo. Inoltre, permetterà di far fronte agli incrementi di carico in area portuale a seguito del programmato insediamento di centri commerciali per il turismo e dell'iniziativa "porti verdi" per l'alimentazione elettrica da terra delle navi ormeggiate.

#### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Torriglia" (GE)***

La nuova Cabina Primaria Torriglia verrà realizzata in sostituzione del vetusto centro satellite omonimo. L'evoluzione dell'impianto in nuova Cabina Primaria consentirà il miglioramento della qualità del servizio elettrico in una vasta area dell'entroterra genovese.

## Regione Piemonte



### ***Rifacimento stazione di trasformazione AT/MT “Fervento” (VC)***

Il rifacimento della Cabina Primaria di Fervento garantirà il miglioramento della qualità del servizio nell'area dell'Alta Valsesia (VC). Si tratta di territorio montano a bassa concentrazione in cui esistono località turistiche e centrali idroelettriche di media potenza, la cui produzione, non utilizzata in loco, viene convogliata sulla rete AT.

### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Lemie” (TO)***

La nuova Cabina Primaria “Lemie” sarà realizzata per soddisfare le richieste di connessione sulla rete MT a 15 kV di nuove centrali idroelettriche di media potenza nella Valle di Viù (TO). L'impianto sarà collegato in entra-esci sulla linea AT a 132 KV T.522 “AGIP Robassomero – Crot” e realizzato in prossimità dell'esistente centrale di Lemie.

### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Sparone-Locana” (TO)***

La futura Cabina Primaria “Sparone” (ex “Locana”) sarà realizzata per soddisfare le richieste di connessione di nuove centrali idroelettriche di media potenza nella Valle dell'Orco (TO). L'impianto sarà collegato in entra-esci sulla linea a 132 KV “Rosone – Bardonetto – Pont” in un'area localizzata nel territorio del Comune di Sparone.

## **Rifacimento stazione di trasformazione AT/MT “Borgaro” (TO)**

La stazione elettrica AT/MT “Borgaro”, di recente acquisizione, sarà completamente ristrutturata ed integrata nel sistema elettrico di E-Distribuzione, attraverso la completa sostituzione dell'impianto AT / MT attualmente 132 / 27 kV con una nuova Cabina Primaria comprendente n. 3 linee AT, n. 2 trasformazioni AT/MT 132/15 kV e una nuova Sezione MT 15 kV.

## **Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Cuneo Est” (CN)**

La nuova Cabina Primaria “Cuneo Est”, in fase di costruzione, è finalizzata a soddisfare le richieste di connessione di centrali di produzione cogenerativa e di impianti da fonte rinnovabile, non alimentabili attraverso l'attuale rete MT servita dalle Cabine di Cuneo S. Rocco e Cuneo S. Giacomo, troppo distanti per essere utilizzate per i nuovi allacciamenti. L'impianto verrà connesso in entra-esce sulla dorsale a 132 kV “Cuneo San Rocco - Chiusa Pesio” e sarà collegato con l'adiacente sottostazione AT Utente.

## **Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Caselle” (TO)**

La nuova Cabina Primaria “Caselle” sarà realizzata in prossimità dell'aeroporto internazionale “Sandro Pertini”, nel Comune di Caselle Torinese per potenziare la rete e migliorare lo standard del servizio elettrico dell'area, consentendo di soddisfare le richieste di forniture legate ai nuovi insediamenti commerciali e di servizi in fase di realizzazione in prossimità dell'aeroporto. L'impianto sarà collegato in entra-esci sulla linea AT a 132 kV “Ciriè – Venaria”.

## **Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Cuneo Nord” (TO)**

La nuova Cabina Primaria “Cuneo Nord” sarà realizzata nel territorio del Comune di Cuneo e si rende necessaria per ottenere l'immissione di potenza elettrica e il miglioramento della qualità del servizio elettrico in un'area vasta della provincia di Cuneo in adiacenza al capoluogo. L'impianto sarà collegato in entra-esci sulla linea AT a 132 kV “San Rocco - Busca”.

## **Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Cebrosa” (TO)**

La nuova Cabina Primaria “Cebrosa” sarà realizzata nel territorio nord-ovest della città di Settimo Torinese al fine di alimentare nuove forniture legate a sviluppi urbanistici a destinazione terziario e industria previsti dal Piano Regolatore Comunale. In particolare, l'impianto dovrà soddisfare le forniture per il prossimo insediamento di Centri di Elaborazione Dati. La Cabina Primaria sarà collegata alle tre linee componenti l'elettrodotto AT 132 kV T.519 “Rondissone-Leinì-Iveco Stura”.

## Regione Sardegna



### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Assemini” (CA)***

La nuova Cabina Primaria sarà allacciata in entra esce sulla linea AT “S. Gilla – Rumianca”. L’impianto consentirà una redistribuzione dei carichi nell’area, a beneficio delle CP limitrofe S. Gilla, Sestu e Cagliari 4, dati i carichi elevati rispetto alla potenza di trasformazione installata.

### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Nurra 2” (SS)***

La nuova Cabina Primaria, ubicata in area rurale, nasce per consentire la connessione in media tensione di nuova generazione da fonti rinnovabili. Sono previste alcune linee per raccordi alla rete MT esistente.

### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Arcidano” (OR)***

La nuova Cabina Primaria nasce per consentire la connessione in media tensione di nuova generazione da fonti rinnovabili. Sono previste alcune linee per raccordi alla rete MT esistente.

### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Selegas” (SU)***

La nuova Cabina Primaria si rende necessaria per migliorare la qualità del servizio nell’area. Sono previste alcune linee per raccordi alla rete MT esistente.

## ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Porto S.Paolo” (SS)***

La nuova Cabina Primaria nasce per consentire la razionalizzazione dei carichi nell'area a Sud-Est di Olbia. Sono previste alcune linee per raccordi alla rete MT esistente.

## ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Pula” (CA)***

La nuova Cabina Primaria nasce per consentire la razionalizzazione dei carichi nell'area a Sud-Ovest di Cagliari. Sono previste alcune linee per raccordi alla rete MT esistente.

## ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Terramala” (CA)***

La nuova Cabina Primaria nasce per consentire il miglioramento della qualità del servizio nell'area ad Est di Cagliari, mediante il riassetto della rete MT con contestuale miglioramento delle caratteristiche strutturali. Sono previste alcune nuove linee uscenti per il raccordo alla rete MT esistente.

## ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Trinità d’Agultu” (SS)***

La nuova Cabina Primaria si rende necessaria per migliorare la qualità del servizio nell'area. Sono previste alcune linee per raccordi alla rete MT esistente.

## ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Villaspeciosa” (SU)***

La nuova Cabina Primaria si rende necessaria per migliorare la qualità del servizio nell'area. Sono previste alcune linee per raccordi alla rete MT esistente.

## ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Oliaspeciosa” (SU)***

La nuova Cabina Primaria si rende necessaria per migliorare la qualità del servizio nell'area. Sono previste alcune linee per raccordi alla rete MT esistente.

## ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Alghero Sud” (SS)***

La nuova Cabina Primaria si rende necessaria per migliorare la qualità del servizio nell'area. Sono previste alcune linee per raccordi alla rete MT esistente.

## ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Villamassargia” (SU)***

La nuova Cabina Primaria si rende necessaria per migliorare la qualità del servizio nell'area. Sono previste alcune linee per raccordi alla rete MT esistente.

## ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Posada” (NU)***

La nuova Cabina Primaria si rende necessaria per migliorare la qualità del servizio nell'area. Sono previste alcune linee per raccordi alla rete MT esistente.

## ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Nulvi” (SS)***

La nuova Cabina Primaria si rende necessaria per migliorare la qualità del servizio nell'area. Sono previste alcune linee per raccordi alla rete MT esistente.

## Regione Lombardia



### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Vulcano CDS”, Comune Sesto S.G. (MI)***

La nuova Cabina Primaria interessa il territorio del Comune di Sesto San Giovanni, situato al confine nord-est di Milano. L'area interessata è alimentata dalle Cabine Primarie di Sesto San Giovanni e Cinisello che presentano criticità di rialimentazione per effetto dell'incremento del carico derivante dall'avvenuta riqualificazione dell'area ex industriale dismessa, denominata “Vulcano”. L'intervento, oltre a sanare le attuali criticità di rete, permetterà di soddisfare anche l'ulteriore incremento di carico atteso per la futura riqualificazione dell'area dismessa “Falk” (3,2 km<sup>2</sup>), nella quale troverà collocazione la nuova infrastruttura ospedaliera denominata “Città della Salute e della ricerca”.

### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Dossi”, Comune Valbondione (BG)***

La nuova Cabina Primaria è prevista in posizione baricentrica tra le Cabine Primarie di Ludrigno e di Valbona, in Comune di Valbondione. L'area in esame è compresa tra l'alta Val Seriana e la Val di Scalve, interessa un territorio di 25 km<sup>2</sup> suddiviso su 6 Comuni e coinvolge 11 mila clienti. La presenza di corsi d'acqua nel territorio ha comportato un consistente incremento di centrali idriche (oltre 11 MW) che hanno determinato un elevato livello di sfruttamento della locale rete MT, rendendo necessari interventi di sviluppo.

Il nuovo impianto, oltre a sanare tali criticità, aumenterà l'affidabilità della rete di distribuzione e la qualità del servizio offerto.

## ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Segrate”, Comune Segrate (MI)***

La nuova Cabina Primaria è prevista nel territorio del Comune di Segrate, situato al confine est della città di Milano. L'impianto è finalizzato all'alimentazione di un'importante iniziativa commerciale (circa 40 MW di potenza richiesta) che sorgerà in adiacenza alla Cabina Primaria in un'area industriale dismessa in fase di riqualificazione.

## ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Ponte”, Comune Ponte San Pietro (BG)***

La nuova Cabina Primaria è prevista nel Comune di Ponte San Pietro. L'area in esame, compresa nella provincia di Bergamo, interessa 11 Comuni e 28 mila clienti su una superficie di circa 45 km<sup>2</sup>, e presenta criticità a livello di rialimentazione. L'intervento, oltre a sanare le attuali criticità aumentando la qualità del servizio offerto, permetterà di soddisfare l'ulteriore incremento di carico atteso in un territorio tra i più dinamici a livello artigianale/industriale lombardo.

## Regione Veneto



### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Piombino Dese”, Comune di Piombino Dese (PD)***

La nuova Cabina Primaria consentirà di risolvere le criticità delle linee MT poste a sud delle zone industriali di Castelfranco Veneto (TV), Resana (TV) e Piombino Dese (PD) migliorando l'esercizio della rete MT e degli impianti di trasformazione AT/MT, con benefici sulla ripresa del servizio nel caso di guasto sugli stessi.

### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Jesolo Lido” (VE)***

La nuova Cabina Primaria consentirà di risolvere le criticità delle linee MT del litorale veneziano e di migliorare l'esercizio della rete MT e degli impianti di trasformazione AT/MT, con benefici sulla ripresa del servizio nel caso di guasto sugli stessi.

### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Castegnero” (VI)***

La costruzione della nuova Cabina Primaria permetterà la riduzione della potenza erogata dalla Cabina Primaria di Montegalda (VI), caratterizzata da limiti di assorbimento previsti dalla convenzione di allacciamento alla rete AT. Inoltre, grazie alla nuova Cabina Primaria, sarà possibile migliorare l'assetto della rete MT con benefici sulla qualità della tensione nell'area situata a sud di Vicenza, caratterizzata da linee MT di elevata lunghezza media con problemi di contro-alimentabilità.

## ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Vallese” (VR)***

La nuova Cabina Primaria ha lo scopo di fornire adeguata potenza ai clienti e di migliorare la qualità del servizio dell'area. Verrà inoltre derivata, dalla sbarra AT della Cabina, una consegna AT.

## ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Foroni” (VR)***

La nuova Cabina Primaria consentirà di risolvere le criticità delle linee MT collocate a sud della provincia di Verona migliorando l'esercizio della rete MT e degli impianti di trasformazione AT/MT, con benefici sulla ripresa del servizio nel caso di guasto sugli stessi.

## ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Vigonovo” (VE)***

La nuova Cabina Primaria consentirà di risolvere le criticità delle linee MT collocate a sud della provincia di Venezia e a ovest della provincia di Padova, migliorando l'esercizio della rete MT e degli impianti di trasformazione AT/MT, con benefici sulla ripresa del servizio nel caso di guasto sugli stessi. L'inserimento del nuovo impianto primario consentirà la riduzione delle lunghezze medie delle linee MT collocate nell'area, con effetto di riduzione delle correnti di guasto monofase a terra delle CP limitrofe (CP Dolo e CP Piove di Sacco).

## ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Guarda Veneta” (RO)***

La nuova Cabina Primaria consentirà di fornire energia ad un impianto di alimentazione di RFI della tratta ferroviaria ad alta velocità Padova-Bologna e, contestualmente, di migliorare la qualità dell'alimentazione elettrica alla rete MT - BT già presente nel territorio.

## Regione Emilia Romagna



### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Mancasale” (RE)***

L'inserimento della nuova Cabina Primaria si rende necessario per far fronte a criticità esistenti sulla rete MT, per le quali non è sufficiente il solo potenziamento della rete stessa. La nuova Cabina Primaria consentirà di ottimizzare la rete MT alimentante l'area di Mancasale e Bagnolo e di soddisfare le nuove richieste di potenza previste nell'area industriale di Mancasale.

### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Bologna Maggiore (ex Tanari)” (BO)***

La realizzazione del nuovo impianto è funzionale a molteplici esigenze del sistema elettrico nel capoluogo emiliano, in particolare al soddisfacimento delle crescenti richieste di carico dell'Ospedale Maggiore, all'alimentazione della prima tratta della metro tranvia e ai carichi derivanti dagli sviluppi urbanistici in zona.

### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Fidenza Nord” (PR)***

La realizzazione del nuovo impianto si rende necessaria a causa delle esigenze di adeguamento della rete MT al carico, per le quali il solo potenziamento della rete non sarebbe sufficiente. La nuova Cabina Primaria consentirà di ottimizzare la rete MT dell'area industriale di Fidenza e di soddisfare le nuove richieste di allacciamento.

## ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Torrile (ex Trecasali)” (PR)***

La realizzazione del nuovo impianto si rende necessaria per connettere i clienti attualmente alimentati dalla rete Edison. La nuova Cabina Primaria sarà collegata in entra/esci con un layout standard ad “H”.

## ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Bobbio” (PC)***

L'inserimento della nuova Cabina Primaria si rende necessario per far fronte a criticità esistenti sulla rete MT, per le quali non è sufficiente il solo potenziamento della rete stessa. La nuova Cabina Primaria consentirà di ottimizzare la rete MT alimentante l'area montana di Piacenza.

## ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Berceto” (PR)***

L'inserimento della nuova Cabina Primaria si rende necessario per far fronte a criticità esistenti sulla rete MT, per le quali non è sufficiente il solo potenziamento della rete stessa. La nuova Cabina Primaria consentirà di ottimizzare la rete MT alimentante l'area montana di Parma nell'ambito a bassa concentrazione.

## ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Mesola” (FE)***

L'inserimento della nuova Cabina Primaria si rende necessario per far fronte a criticità esistenti sulla rete MT, per le quali non è sufficiente il solo potenziamento della rete stessa. La nuova Cabina Primaria consentirà di ottimizzare la rete MT alimentante l'area Est di Ferrara nell'ambito a media concentrazione.

## ***Potenziamento stazione di trasformazione AT/MT “Riccione Mare” (RN)***

Il potenziamento della Cabina Primaria esistente si rende necessario per far fronte a criticità esistenti nel periodo estivo dovute all'esercizio con un solo TR in caso di guasto. Area ad alto impatto mediatico e alimentante anche l'area Sud di Rimini nell'ambito ad alta concentrazione.

## ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Schiezza” (RE)***

L'inserimento della nuova Cabina Primaria si rende necessario per far fronte a criticità esistenti sulla rete MT, per le quali non è sufficiente il solo potenziamento della rete stessa. La nuova Cabina Primaria consentirà di ottimizzare la rete MT, alimentante l'area Est di Reggio Emilia, nell'ambito a bassa concentrazione.

## Regione Toscana



### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Università” (FI)***

La nuova Cabina Primaria consentirà di far fronte ai nuovi carichi previsti (circa 30 MW) nell'ambito del polo scientifico universitario e dell'aeroporto di Peretola, nelle aree di Castello e Osmannoro (Comune di Sesto Fiorentino), nonché agli sviluppi in corso e previsti nei prossimi anni in termini di carichi sia passivi che attivi, anche di notevole taglia.

### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Cinigiano” (GR)***

L'inserimento della nuova Cabina Primaria si rende necessario per far fronte a criticità esistenti sulla rete MT, per le quali non è sufficiente il solo potenziamento della rete stessa. La nuova Cabina Primaria consentirà di ottimizzare la rete MT alimentante l'area Nord-Est di Grosseto nell'ambito a bassa concentrazione.

### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “San Miniato” (PI)***

L'inserimento della nuova Cabina Primaria si rende necessario per far fronte a criticità esistenti sulla rete MT, per le quali non è sufficiente il solo potenziamento della rete stessa. La nuova Cabina Primaria consentirà di ottimizzare la rete MT alimentante l'area Sud del Comune di S. Miniato nell'ambito a media concentrazione di Pisa.

## ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Camaiore” (LU)***

L'inserimento della nuova Cabina Primaria si rende necessario per far fronte a criticità esistenti sulla rete MT, per le quali non è sufficiente il solo potenziamento della rete stessa. La nuova Cabina Primaria consentirà di ottimizzare la rete MT alimentante l'area interna alla Versilia nell'ambito a Media concentrazione di Lucca.

## ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Torrita” (SI)***

L'inserimento della nuova Cabina Primaria si rende necessario per far fronte a criticità esistenti sulla rete MT, per le quali non è sufficiente il solo potenziamento della rete stessa. La nuova Cabina Primaria consentirà di ottimizzare la rete MT alimentante l'area Sud-Est di Siena nell'ambito a media concentrazione.

## Regione Lazio



### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Orte” (VT)***

La realizzazione della nuova Cabina Primaria di Orte è necessaria per far fronte alle esigenze di adeguamento al carico nell'area. Infatti, la nuova cabina sostituirà quella esistente, ubicata su suolo di RFI, che non può essere ampliata e potenziata a causa della mancanza degli spazi necessari.

### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Olimpo” (LT)***

La realizzazione della nuova Cabina Primaria Olimpo è prevista per far fronte ad una previsione di crescita di carico nell'area del Comune di Aprilia, che a regime arriverà a circa 20 MW. La nuova Cabina Primaria, oltre a soddisfare l'ingente richiesta di carico, consentirà di ottimizzare l'esercizio della attuale rete MT, con richiusure verso l'esistente Cabina Primaria di Aprilia.

### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Ronciglione” (VT)***

La realizzazione della nuova Cabina Primaria di Ronciglione è prevista per garantire il miglioramento della qualità del servizio negli ambiti di media e bassa concentrazione della provincia di Viterbo, sede di insediamenti produttivi e residenziali in espansione. La nuova Cabina Primaria, oltre al miglioramento della qualità in termini di riduzione della durata e del numero di interruzioni, consentirà la razionalizzazione dell'assetto della rete MT, con redistribuzione dei carichi e riduzione delle lunghezze delle linee MT nell'area fra le Cabine Primarie esistenti di: Bassano, Vignanello, Civita Castellana 2 e Settevene.

## ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Fara” (RI)***

La realizzazione della nuova Cabina Primaria Fara è prevista per far fronte ad una previsione di crescita di carico nell'area del Comune di Fara in Sabina e dei comuni limitrofi, stimata a regime fino a circa 20 MW. La nuova Cabina Primaria, oltre a soddisfare l'ingente richiesta di carico, consentirà di ottimizzare l'esercizio della attuale rete MT, con richiusure verso l'esistente Cabina Primaria di Colonna.

## ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Fossignano” (LT)***

La realizzazione della nuova Cabina Primaria Fossignano è prevista per far fronte alla criticità di carico del centro satellite Tor San Lorenzo, nell'area del Comune di Aprilia. La nuova Cabina Primaria consentirà inoltre di soddisfare le richieste di potenza nella nuova Zona Industriale del Comune di Aprilia, ottimizzando nel contempo e migliorando l'esercizio delle attuali uscenti MT della CP di Aprilia.

## ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Nettuno” (RM)***

La realizzazione della nuova Cabina Primaria Nettuno è prevista per far fronte alla criticità di carico zona costiera di Nettuno e Anzio. La nuova Cabina Primaria, oltre a soddisfare l'ingente richiesta di carico, consentirà di ottimizzare l'esercizio della attuale rete MT, con richiusure verso l'esistente Cabina Primaria di Latina Lido e Lavinio.

## Regione Marche



### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Campofilone” (FM)***

La nuova Cabina Primaria di Campofilone è prevista in sostituzione della attuale Cabina Primaria Pedaso, caratterizzata da una sezione AT con tensione non unificata a 60 kV.

### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Senigallia Ovest” (AN)***

L'inserimento della Cabina Primaria Senigallia Ovest (AN) consentirà di migliorare la qualità del servizio nelle aree a bassa e media concentrazione nella provincia di Ancona. Attualmente tale area è alimentata dalle CP di Senigallia (AN), San Lorenzo in Campo (PU) e Mondolfo (PU). Con la nuova Cabina Primaria sarà possibile dimezzare la lunghezza media delle linee MT presenti nell'area.

### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Villa Potenza” (MC)***

La realizzazione della nuova Cabina Primaria di Villa Potenza è prevista per migliorare la qualità del servizio nell'ambito di media concentrazione della provincia di Macerata. La nuova Cabina Primaria consentirà inoltre di ottimizzare l'esercizio della attuale rete MT, alimentando parte della città di Macerata alleggerendo il carico della CP Corneto.

## ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Jesi Est” (AN)***

La realizzazione della nuova Cabina Primaria di Jesi Est è prevista per migliorare la qualità del servizio nell'ambito di media concentrazione della provincia di Ancona. La nuova Cabina Primaria consentirà inoltre di ottimizzare l'esercizio della attuale rete MT, alimentando la zona industriale di Jesi ed i comuni di Monsano e Chiaravalle. La sua realizzazione porterebbe ad una maggiore interconnessione con la rete MT esistente permettendo la riduzione del carico delle Cabine Primarie di Jesi, Camerata Picena e Rocca Priora.

## Regione Abruzzo



### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Fossacesia” (CH)***

La realizzazione della nuova Cabina Primaria di Fossacesia è prevista per migliorare la qualità del servizio in termini di riduzione della durata e del numero delle interruzioni negli ambiti di media e bassa concentrazione della provincia di Chieti. Inoltre, l'impianto consentirà di ottimizzare l'assetto della attuale rete MT, attraverso richiusure verso le Cabine Primarie esistenti di: Atessa ZI, Lanciano, Vasto e Gissi.

### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Basciano” (TE)***

La realizzazione della nuova Cabina Primaria di Basciano è prevista per migliorare la qualità del servizio nell'ambito di bassa concentrazione della provincia di Teramo. La nuova Cabina Primaria consentirà inoltre di ottimizzare l'esercizio della attuale rete MT, con richiusure verso le Cabine Primarie esistenti di Teramo ZI, Teramo Città e Cellino Attanasio. Ancora in corso le problematiche nel reperimento dell'area, il progetto è oggetto di revisione.

### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Santa Filomena” (PE)***

La realizzazione della nuova Cabina Primaria di Santa Filomena è prevista per migliorare la qualità del servizio nell'ambito di alta concentrazione della provincia di Pescara. La nuova Cabina Primaria consentirà inoltre di ottimizzare l'esercizio della attuale rete MT, trasformando l'attuale centro satellite nell'omonima Cabina

Primaria. Quest'intervento produrrà un beneficio anche sulla CP Montesilvano che attualmente alimenta il centro satellite Santa Filomena.

### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Castilenti” (TE)***

La realizzazione della nuova Cabina Primaria di Castilenti è prevista per migliorare la qualità del servizio nell'ambito di bassa concentrazione della provincia di Teramo. La nuova Cabina Primaria consentirà inoltre di ottimizzare l'esercizio della attuale rete MT, alleggerendo il carico della CP Penne.

## Regione Puglia



### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Ruggianello” (TA)***

L'ubicazione della Cabina Primaria è in area rurale, la rete MT afferente si sviluppa principalmente nel territorio dei Comuni di Avetrana e Manduria. L'ubicazione territoriale è baricentrica rispetto alle iniziative di energia elettrica da fonti rinnovabili, prevalentemente fotovoltaica di piccola–media taglia. L'impianto è attualmente connesso con modalità provvisoria, in derivazione rigida da linea AT, ed è in corso di realizzazione la soluzione di connessione definitiva alla RTN, a cura di E-Distribuzione.

### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Bari San Giorgio” (BA)***

L'ubicazione della Cabina Primaria è in area urbana nel territorio di Bari. L'ubicazione territoriale ipotizzata per la Cabina Primaria consentirà di realizzare linee MT a “congiungente” con la Cabina Primaria Bari Sud, per far fronte in maniera ottimale all'aumento di carico dell'area.

### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Foggia Nord” (FG)***

L'area urbana nord della città di Foggia è alimentata con linee MT che partono dalla sezione MT della SE Foggia 380 di Terna. Non è possibile ampliare il quadro MT. Le linee urbane sono abbastanza lunghe ed alimentano un numero consistente di Cabine Secondarie e di conseguenza molti clienti BT.

L'inserimento in rete della nuova Cabina Primaria porterebbe ad una riduzione dei carichi e dei clienti alimentati dalle linee della sezione MT della SE Foggia 380, ad un miglioramento della qualità del servizio e ad una maggiore infrastrutturazione della rete di media tensione.

### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Polignano” (BA)***

L'area costiera di Polignano è prevalentemente a vocazione turistica ed è alimentata con linee MT che partono da una cabina di smistamento. Le linee urbane alimentano un numero consistente di clienti bt mentre le linee rurali sono molto lunghe e costituite da conduttori nudi con numerose Cabine Secondarie e conseguentemente numerosi clienti BT alimentati. L'inserimento in rete della nuova Cabina Primaria porterebbe ad una riduzione dei carichi e dei clienti alimentati dalle linee dello smistamento, ad un miglioramento della qualità del servizio e ad una maggiore infrastrutturazione della rete di media tensione.

### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Foggia Onoranza” (FG)***

L'area rurale ad est di Foggia è alimentata con linee MT che partono dalla CP Foggia Industriale nella quale sono già installati 3 trasformatori AT/MT. Il diffondersi degli impianti di produzione di piccola e media taglia hanno prodotto un notevole incremento delle linee MT in cavo aereo e cavo sotterraneo con un conseguente aumento delle correnti di guasto monofase a terra. L'inserimento in rete della nuova Cabina Primaria porterebbe ad una riduzione dei carichi e dei clienti alimentati dalle linee della CP Foggia Industriale, ad una riduzione delle correnti di guasto monofase a terra, ad un miglioramento della qualità del servizio e ad una maggiore infrastrutturazione della rete di media tensione.

### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Ostuni Mare” (BR)***

L'area costiera di Ostuni è prevalentemente a vocazione turistica ed è alimentata con linee MT molto lunghe che partono dalla CP Ostuni. Le linee alimentano numerose Cabine Secondarie e conseguentemente numerosi clienti BT. L'inserimento in rete della nuova Cabina Primaria porterebbe ad una riduzione dei carichi e dei clienti alimentati dalle linee della CP Ostuni, ad un miglioramento della qualità del servizio e ad una maggiore infrastrutturazione della rete di media tensione.

### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Altamura Nord” (BA)***

L'area urbana della città di Altamura è alimentata con linee MT che partono dalla CP Altamura. Le linee urbane sono abbastanza lunghe ed alimentano un numero consistente di Cabine Secondarie e di conseguenza molti clienti BT. L'inserimento in rete della nuova Cabina Primaria porterebbe ad una riduzione dei carichi e dei clienti alimentati dalle linee della CP Altamura, ad un miglioramento della qualità del servizio e ad una maggiore infrastrutturazione della rete di media tensione.

### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Bisceglie Sud” (BT)***

L'area urbana ed industriale della città di Bisceglie sono alimentate con linee MT che partono dalla CP Bisceglie; l'area industriale della città di Molfetta, invece, è alimentata con linee MT che partono dalla CP Molfetta. Le linee sono abbastanza lunghe ed alimentano un numero consistente di Cabine Secondarie e, di conseguenza, molti clienti BT.

L'inserimento in rete della nuova Cabina Primaria porterebbe ad una riduzione dei carichi e dei clienti alimentati dalle linee delle due Cabine Primarie esistenti, ad un miglioramento della qualità del servizio e ad una maggiore infrastrutturazione della rete di media tensione.

### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Presicce” (LE)***

L'area costiera di Presicce (Sud Salento) è prevalentemente a vocazione turistica ed è alimentata con linee MT che partono dalla cabina di smistamento di Presicce. Le linee urbane alimentano un numero consistente di clienti BT mentre le linee che alimentano l'area costiera sono molto lunghe e costituite da conduttori nudi con numerose Cabine Secondarie e conseguentemente numerosi clienti BT alimentati. L'inserimento in rete della nuova Cabina Primaria porterebbe ad una riduzione dei carichi e dei clienti alimentati dalle linee dello smistamento, ad un miglioramento della qualità del servizio e ad una maggiore infrastrutturazione della rete di media tensione.

## ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Crispiano” (TA)***

L'area urbana e rurale di Crispiano è alimentata con linee MT che partono dalla cabina di smistamento di Crispiano. Le linee urbane alimentano un numero consistente di clienti BT mentre le linee rurali sono molto lunghe e costituite da conduttori nudi. Il diffondersi degli impianti di produzione di piccola e media taglia hanno prodotto un notevole incremento delle linee MT in cavo aereo. L'inserimento in rete della nuova Cabina Primaria porterebbe ad una riduzione dei carichi e dei clienti alimentati dalle linee dello smistamento, ad un miglioramento della qualità del servizio e ad una maggiore infrastrutturazione della rete di media tensione.

## Regione Campania



### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Casapesenna” (CE)***

La nuova Cabina Primaria si ricollegherà alla rete MT esistente nei Comuni di Giugliano, Aversa, Casapesenna, Casal di Principe, Parete, San Cipriano d'Aversa, Trentola Ducenta, Villa Literno, migliorando il grado di infrastrutturazione e la qualità della rete di distribuzione e riducendo i carichi delle Cabine Primarie limitrofe. L'intervento permetterà di migliorare la qualità del servizio elettrico nell'ambito di media concentrazione della provincia di Caserta. Attualmente è stata individuata l'ubicazione ottimale dell'impianto, con l'obiettivo di agevolare la connessione alla rete AT di Terna. Sono in corso le trattative con i proprietari per l'acquisizione del terreno.

### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Sorrento 150 kV” (NA)***

La nuova Cabina Primaria verrà realizzata mediante riclassamento con delocalizzazione della attuale Cabina Primaria Sorrento, attualmente connessa alla RTN a 60 kV. L'intervento rientra nel progetto di adeguamento della RTN, portato avanti da Terna, e contestualmente degli impianti di distribuzione, nella penisola sorrentina. La nuova Cabina di trasformazione 150 kV/MT è prevista in adiacenza alla nuova Stazione RTN a 150 kV, grazie agli accordi tra le due società. Il rifacimento della Cabina consentirà di potenziare anche la rete MT sottesa all'impianto attuale, con sicuri benefici per la qualità del servizio per circa 20 mila clienti dell'ambito Napoli Media Concentrazione. L'attuale impianto a 60 kV, ubicato nel centro cittadino, sarà trasformato in centro satellite con l'opportuna demolizione della Sezione AT.

## ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Acerra” (NA)***

La realizzazione della nuova Cabina Primaria di Acerra è finalizzata al miglioramento della qualità del servizio nella provincia di Napoli - Comuni di Acerra, Afragola, Brusciano, Caivano, Casalnuovo – principalmente nell’ambito di Altissima Concentrazione. L’area, che complessivamente conta 90 mila clienti, è attualmente servita dalle Cabine Primarie di Brusciano, Caivano e Casalnuovo. La nuova CP verrà realizzata come evoluzione dell’attuale nodo di smistamento AT 220 KV Acerra SM, ed alimenterà a regime circa 30 mila clienti. Per la disponibilità del terreno individuato si attende l’esito di una procedura fallimentare in corso. L’intervento consentirà di evitare il raddoppio della CP Brusciano, che verrà scaricata in misura significativa dal nuovo impianto. Attualmente sono in corso le trattative con i proprietari per l’acquisizione del terreno (FRIEL).

## ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Pontelandolfo” (BN)***

L’intervento prevede la trasformazione del centro satellite esistente in una Cabina Primaria, con connessione alla RTN presso la futura stazione di Terna “Pontelandolfo”. La nuova CP sarà conforme alle specifiche del progetto PAN (Puglia Active Network), che prevedono l’installazione di sistemi di protezione MT e apparati di teleconduzione di ultima generazione. Sono previsti due trasformatori 150/20 KV da 40 MVA, nell’ottica di incremento di hosting capacity per le iniziative di generazione distribuita da fonti rinnovabili nell’area in cui insiste l’impianto. L’intervento rientra nell’ambito del progetto PON – Fondo Europeo di Sviluppo Regionale. I lavori a cura E-Distribuzione saranno completati entro il 2021. La messa in esercizio dell’impianto è prevista al completamento dei lavori di posa cavi AT (di proprietà E-Distribuzione) da collegarsi alla limitrofa stazione di Terna.

## ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Molinara” (ex San Marco) (BN)***

L’intervento prevede la realizzazione di una nuova Cabina Primaria conforme alle specifiche del progetto PAN (Puglia Active Network), che prevedono l’installazione di sistemi di protezione MT e apparati di teleconduzione di ultima generazione. Sono previsti due trasformatori 150/20 KV da 40 MVA, nell’ottica di incremento di hosting capacity per le iniziative di generazione distribuita da fonti rinnovabili nell’area in cui insiste l’impianto. La connessione alla RTN avverrà in entra-esce sulla linea “Benevento 2 – Foiano BN”, mentre i raccordi alla rete MT esistente prevedono fra l’altro la realizzazione di alimentatori dedicati al centro satellite S. Marco esistente, che risulterà sotteso alla nuova CP. L’intervento rientra nell’ambito del progetto PON – Fondo Europeo di Sviluppo Regionale. I lavori a cura E-Distribuzione saranno completati entro il 2022. La messa in esercizio dell’impianto sarà realizzata attraverso la realizzazione di due brevi raccordi alla linea aerea di proprietà di Terna.

## ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Agnano” (NA)***

L’intervento prevede la trasformazione del centro satellite esistente in una Cabina Primaria, con connessione alla RTN 220 KV “Napoli Centro- Astroni” e contestuale richiusura su Doganella. Sono previsti due trasformatori 220/20 KV da 40 MVA, nell’ottica di assicurare un incremento di circa 20 MW di prelievo, da ridistribuire tra gli impianti primari limitrofi, a seguito riassetto rete MT. Inoltre, il nuovo impianto primario sarà interconnesso con la rete MT esistente contribuendo a migliorare il grado di infrastrutturazione della rete elettrica di distribuzione. Sono in corso le trattative con i proprietari per l’acquisizione del necessario terreno adiacente il centro satellite.

## ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Fuorigrotta” (NA)***

L’intervento prevede una nuova connessione a 220 KV per la realizzazione della Cabina Primaria denominata “Fuorigrotta”, attualmente connessa a 60 KV, con connessione alla RTN a 220 KV in entra-esce “Astroni- Napoli Centro”. Lo schema previsto per l’impianto è caratterizzato da una sezione AT con due stalli di linea AT 220 KV e trasformatori 220/9 KV da 63 MVA. Tale intervento si rende necessario per lo sviluppo dei carichi nell’area di Napoli, inoltre, il nuovo impianto primario sarà interconnesso con la rete MT esistente contribuendo a migliorare il grado di infrastrutturazione della rete elettrica di distribuzione.

## ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Quarto” (NA)***

Il nuovo impianto primario sarà interconnesso con la rete MT esistente contribuendo a migliorare il grado di infrastrutturazione della rete elettrica di distribuzione e ad alleggerire i carichi delle CP limitrofe di Cuma (6 MW), Calvizzano (3 MW), Pozzuoli (12 MW) e Patria (12 MW).

Lo schema previsto per l'impianto sarà caratterizzato da una sezione AT con 2 stalli linea AT 220 kV e 2 stalli TR 220/20 kV con 2 Trasformatori 220/20 kV da 40 MVA.

## ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Salerno Porto” (SA)***

La nuova Cabina Primaria si rende necessaria per fare fronte alle previste esigenze di nuove forniture MT per complessivi 40 MW nell'ambito di una possibile elettrificazione degli approdi del terminal crociere del Porto di Salerno. Il nuovo impianto primario sarà inoltre interconnesso alla rete MT esistente (10 e 20 kV), contribuendo a migliorare il grado di continuità del servizio della rete elettrica di distribuzione ed anche al progressivo riclassamento a 20 kV della stessa con conseguente efficientamento (riduzione delle perdite) della distribuzione in MT. Lo schema previsto per l'impianto sarà caratterizzato da una sezione AT con 2 stalli linea AT 220 kV e 2 stalli TR 220/20-10 kV con 2 Trasformatori 220/20-10 kV da 63 MVA.

## ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Bagnoli” (NA)***

La nuova Cabina Primaria si rende necessaria a seguito della richiesta relativa all'elettrificazione dell'area SIN Bagnoli Coroglio nell'ambito del tavolo tecnico in corso con INVITALIA. Tenuto conto dell'attuale livello di tensione MT presente nell'area oggetto dell'intervento e del futuro riassetto della rete di MT, il nuovo impianto sarà equipaggiato sia con trasformazione a 20 kV, sia a 9 kV. Inoltre, per limitare le correnti di corto circuito, la trasformazione 220/9 kV sarà realizzata a doppio secondario. La Cabina Primaria in oggetto si rende necessaria oltre che per far fronte allo sviluppo dei carichi prospettato nell'area SIN Bagnoli Coroglio anche dal riassetto dell'attuale rete di distribuzione con conseguente alleggerimento dei carichi sulle altre CP limitrofe. Lo schema previsto per l'impianto in oggetto è caratterizzato da una sezione AAT con n. 2 stalli linea AAT 220 kV, n.2 stalli TR 220/20 kV di taglia 40 MVA e n.2 stalli TR 220/9/9 kV di taglia 63 MVA. Lo schema prevederà l'entra - esci sulla linea AAT 220 kV Astroni – Napoli Centro.

## ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Piazza di Vittorio” (NA)***

L'intervento è connesso alle opere di ammodernamento e potenziamento della Ferrovia Alifana Inferiore (tratta Piscinola - Capodichino) nel Comune di Napoli, il cui progetto definitivo, affidato all'Ente Autonomo Volturno S.r.l (EAV), è stato portato in autorizzazione mediante conferenza dei servizi in data 10/12/2019. Nell'ambito di tale progetto e più precisamente nell'area della stazione ferroviaria “Secondigliano”, è prevista la realizzazione di un “manufatto integrato” atto ad ospitare sia la SSE alimentante la stazione stessa, sia la CP “Piazza Di Vittorio”. L'acquisizione del suolo sarà a cura di EAV. Lo schema previsto per l'impianto sarà caratterizzato da una sezione AT con 2 stalli linea AT e 2 stalli TR 220 kV, i due TR 220/20 kV saranno da 40 MVA. L'impianto sarà connesso alla rete RTN in entra-esce sulla linea Poggioreale – Secondigliano.

## ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “ASI Marigliano” (NA)***

L'intervento è finalizzato al miglioramento del grado di infrastrutturazione della rete elettrica di distribuzione e del livello di qualità del servizio. Inoltre, contribuirà all'incremento della hosting capacity della rete di distribuzione in media e bassa tensione sottesa alla Cabina Primaria, nei riguardi di potenziali nuove richieste di connessione. Lo schema previsto per l'impianto in oggetto è caratterizzato da una sezione AAT con 2 stalli linea 220 kV, 3 stalli TR 220 kV e 3 Trasformatori 220/20 kV da 40 MVA. La soluzione per la connessione alla RTN dell'impianto di distribuzione in oggetto prevede il collegamento della nuova CP ASI Marigliano in entra-esce alla linea RTN a 220 kV “Bruscianno – Nola 220”. Sono in corso trattative con la Soc. Leonardo S.p.A. per la cessione del suolo.

## Regione Calabria



### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Casalotto" (RC)***

Attualmente Casalotto è un centro satellite che alimenta 8.000 clienti della città di Reggio Calabria. Con la razionalizzazione delle linee AT definita nel Piano di Sviluppo di Terna, sarà possibile trasformare l'attuale centro satellite in Cabina Primaria con un notevole miglioramento della qualità del servizio e la contestuale realizzazione di due nuovi raccordi MT. I benefici riguarderanno 8000 clienti dell'ambito di alta concentrazione di Reggio Calabria.

### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Vallefiorita" (CZ)***

La costruzione della Cabina Primaria di Vallefiorita è finalizzata al miglioramento del grado di infrastrutturazione della rete elettrica di distribuzione e del livello di qualità del servizio. Inoltre, contribuirà all'incremento della hosting capacity della rete di distribuzione in media e bassa tensione sottesa alla Cabina Primaria, nei riguardi di potenziali nuove richieste di connessione. La Cabina Primaria, da ubicare nel Comune di Vallefiorita, sarà allacciata in entra-esci alla linea 150 kV Girifalco-Palermiti. Sono previsti due trasformatori 150/20 KV da 25 MVA. Attualmente è stata individuata l'ubicazione ottimale dell'impianto. Le trattative con i proprietari per l'acquisizione del terreno sono concluse. Si attende la data per la stipula dal notaio.

## Regione Basilicata



### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Guardia" (PZ)***

La costruzione della Cabina Primaria "Guardia" si rende necessaria a seguito di un evento franoso che sta provocando problemi di stabilità ed esercizio alla Cabina Primaria Corleto. L'intervento permetterà di garantire la connessione nonché il regolare esercizio degli impianti attualmente alimentati dalla stessa CP di Corleto. La CP di Corleto, futura CP Guardia, sarà delocalizzata nel Comune limitrofo di Guardia Perticara. Il suolo necessario alla costruzione è stato acquisito. Lo schema previsto per l'impianto in oggetto è caratterizzato da una sezione AT con 2 stalli linea AT 150 kV, 2 stalli TR 150 kV e due TR 150/20 kV da 25 MVA. Lo schema prevederà l'entra - esci sulla linea AT 150 kV Agri – Anzi.

## Regione Sicilia



### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Alia” (PA)***

L'area in cui è prevista la nuova Cabina Primaria è situata nel Comune di Alia, in provincia di Palermo, in contrada Montagna. L'impianto verrà allacciato in entra - esce all'elettrodotto AT a 150 kV che collega impianti di produzione esistenti, sito nel territorio di Caccamo (PA). L'attuale rete MT, caratterizzata da linee di elevata lunghezza, limita la possibilità di connettere nuovi impianti di produzione. Il nuovo impianto migliorerà altresì la qualità del servizio elettrico dell'area mediante la realizzazione di nuove uscenti MT.

### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “S. Giorgio” (CT)***

Il sito interessato alla realizzazione dell'impianto è ubicato nel territorio del Comune di Catania, in prossimità dell'aeroporto internazionale “Fontanarossa”, territorio caratterizzato dalla presenza di forniture industriali di notevole potenza come lo stesso aeroporto, il mercato ortofrutticolo e diversi centri commerciali. La nuova Cabina Primaria, da collegare in entra - esce alla linea AT a 150 kV “Pantano d'Arci – Zia Lisa”, consentirà di ridurre la lunghezza media delle attuali linee a 20 kV, migliorerà la qualità del servizio elettrico potenziando la rete di distribuzione e incrementando la capacità ricettiva a fronte di future richieste di connessione.

### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Acireale” (CT)***

Il sito interessato alla realizzazione dell'impianto è ubicato nel territorio del Comune di Acireale, in provincia di Catania, in contrada Mangano. L'impianto sarà alimentato dall'elettrodotto AT a 150 kV che collega gli impianti

di Acicastello FS ed Acireale FS. L'attuale rete MT, caratterizzata da linee di elevata lunghezza, limita la possibilità di connettere impianti di produzione. Il nuovo impianto migliorerà altresì la qualità del servizio elettrico dell'area mediante la realizzazione di nuove uscenti MT.

### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Filonero" (SR)***

La nuova Cabina Primaria si inserisce nella rete MT che alimenta il territorio dei Comuni di Augusta, Melilli e Priolo (polo industriale). La nuova Cabina Primaria consentirà, mediante la realizzazione di nuove uscenti MT, di ridurre la lunghezza media delle attuali linee e di migliorare la qualità del servizio.

### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Saline Trapani" (TP)***

Il sito interessato alla realizzazione dell'impianto è ubicato nel territorio, fortemente antropizzato, del Comune di Trapani, in prossimità della costa caratterizzata dalla presenza delle Saline. La nuova Cabina Primaria, che verrà collegata in entra - esce alla linea AT a 150 kV "Trapani - Ospedaletto", consentirà di ridurre la lunghezza media delle attuali linee a 20 kV, migliorerà la qualità del servizio elettrico potenziando la rete di distribuzione e incrementando la capacità ricettiva a fronte di future richieste di connessione.

### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Università Palermo" (Palermo)***

Il sito interessato alla realizzazione dell'impianto è ubicato nella zona universitaria di Palermo. La nuova Cabina Primaria, consentirà di ridurre il numero medio dei clienti delle attuali linee a 20 kV in una area ad alta concentrazione di Palermo, migliorerà la qualità del servizio elettrico potenziando la rete di distribuzione e incrementando la capacità di rialimentazione delle limitrofe CP di Cappuccini Brancaccio e Casuzze.

### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Sambuca" (Agrigento)***

Il sito interessato alla realizzazione dell'impianto è ubicato in prossimità del Comune di Sambuca di Sicilia (AG). La nuova Cabina Primaria consentirà di ridurre la lunghezza media delle attuali linee a 20 kV (elemento critico nell'entroterra siciliano), migliorerà la qualità del servizio elettrico potenziando la rete di distribuzione e incrementando la capacità ricettiva soprattutto a fronte di future richieste di connessione attive.

### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Avola" (Siracusa)***

Il sito interessato alla realizzazione dell'impianto è ubicato nel territorio del Comune di Avola e si affaccia sulla costa ionica della Sicilia orientale nel Golfo di Noto. Tale area negli ultimi anni ha registrato un forte incremento dell'affluenza turistica confermandosi la terza provincia della Sicilia per numero di visitatori. La nuova Cabina Primaria consentirà di ridurre la lunghezza media delle attuali linee migliorando di conseguenza la qualità del servizio elettrico.

### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT "S.P. Clarenza" (Catania)***

Il sito interessato alla realizzazione dell'impianto è ubicato nel territorio del Comune di S. Pietro Clarenza (CT). La nuova Cabina Primaria consentirà, mediante la realizzazione di nuove uscenti MT, di ridurre la lunghezza media delle attuali linee e di migliorare la qualità del servizio per i clienti attualmente alimentati dalle CP di Viagrande, S.G. La Punta e Belpasso. L'intervento inoltre consentirà di realizzare aumentare il grado di rialimentabilità della CP di Viagrande (attualmente solo parzialmente rialimentabile in caso di guasto AT).

## Principali interventi AT completati

### **Regione Toscana**

#### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Ospedaletto” (PI)***

La nuova Cabina Primaria consentirà di far fronte agli incrementi di carico nella zona industriale di Ospedaletto, posta a sud/est della città di Pisa, in considerazione soprattutto del vicino polo ospedaliero di Cisanello, in corso di realizzazione. Le nuove uscenti MT, in cavo interrato, permettono di ripartire i carichi dell'esistente rete MT prossima alla saturazione.

#### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Viareggio Nord - Montramito” (LU)***

La nuova Cabina Primaria permette di ripartire il carico e i clienti della Cabina Primaria di Viareggio Rondinella, che alimenta, con due trasformatori AT/MT da 40 MVA, oltre 60.000 clienti BT dell'ambito ad alta concentrazione della provincia di Lucca. Tale area è caratterizzata da sviluppi nel settore della cantieristica nautica da diporto e, nel periodo estivo, da elevate punte di carico sulla rete MT esistente.

### **Regione Sicilia**

#### ***Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Partanna” (TP)***

La nuova CP consente di ridurre la lunghezza media delle attuali linee a 20 kV, migliora la qualità del servizio elettrico potenziando la rete di distribuzione e incrementando la capacità ricettiva a fronte di future richieste di connessione.

## 4.2. Interventi su rete MT

### Connessioni

Le soluzioni tecniche per la connessione di clienti passivi e di clienti produttori sono individuate in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 0-16. I riferimenti regolatori per tale attività sono rappresentati dal Testo Integrato delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione (TIC - Allegato C alla Deliberazione n. 645/2015/R/eeel) e, per gli impianti di produzione, dal Testo Integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (TICA - Allegato A alla Deliberazione ARG/elt. 99/2008 e s.m.i.).

Nell'individuazione della soluzione tecnica ottimale si prevede di mantenere e, se possibile migliorare, le caratteristiche elettriche, tecnologiche e strutturali della rete esistente, adottando componenti e schemi di connessione di elevata affidabilità.

### Interventi di adeguamento al carico

Gli interventi di sviluppo della rete MT di maggior rilevanza, correlati all'adeguamento al carico, afferiscono prevalentemente alla realizzazione delle uscenti da nuove Cabine Primarie, di cui al paragrafo 4.1.

Nel caso di previsto superamento del grado di sfruttamento delle linee MT, come ad esempio evoluzione del valore massimo degli assorbimenti e/o del loro fattore di contemporaneità, vengono pianificati interventi puntuali di adeguamento.

In questo secondo tipo di interventi, che solo eccezionalmente assumono rilevanza economica tale da implicare un'identificazione nominativa nel Piano di Sviluppo, le soluzioni tecniche adottate possono comportare, secondo un livello orientativamente crescente di complessità, il potenziamento di tratti di linea esistente, la realizzazione di raccordi tra linee adiacenti ai fini della redistribuzione del carico, oppure la realizzazione di nuove uscenti da Cabine Primarie esistenti.

### Interventi per la Qualità del servizio

Gli investimenti finalizzati al miglioramento della qualità del servizio per i clienti finali sono necessari per perseguire gli obiettivi sugli indicatori di qualità DIL e NILB ridefiniti dall'ARERA con delibera 566/2019/R/eeel del 2019.

Di seguito sono indicate le principali modalità di intervento sugli impianti e le loro correlazioni con le variazioni dei parametri di qualità del servizio forniti dall'ARERA. Il mix di interventi è definito puntualmente per ambito territoriale, in relazione ai valori di partenza degli indicatori e dei premi/penali associati, nonché alla configurazione e composizione impiantistica della rete MT esistente.

#### a) Provvedimenti con effetto prevalente sulla durata cumulata delle interruzioni per cliente BT

I provvedimenti con effetto prevalente sulla durata cumulata, indipendenti dal numero delle interruzioni, sono essenzialmente quelli che impattano sulle tempistiche di rialimentazione, completa o parziale, del tratto di rete interessato dal guasto, in parte correlate alla durata della singola interruzione. La durata della singola interruzione ha assunto valori sufficientemente omogenei su tutto il territorio nazionale, sintomo di una ormai raggiunta maturità tecnologica e organizzativa delle modalità di gestione dei guasti.

Le azioni previste in piano tendono a limitare le disomogeneità residue all'interno di ciascun ambito, addensando la distribuzione dei tempi di rialimentazione intorno al valore ottimale. Esse consistono in:

- incremento dell'omogeneità del passo di telecontrollo della rete;
- incremento del grado di sezionabilità e rialimentabilità della rete MT.

L'incremento del grado di rialimentabilità della rete MT ha efficacia anche nei riguardi del contenimento delle interruzioni prolungate.

#### b) Provvedimenti con effetto prevalente sul numero delle interruzioni (lunghe e brevi) per cliente BT

I provvedimenti con effetto prevalente sul numero di interruzioni per cliente BT sono volti alla riduzione del numero di clienti per linea e ad incrementare l'affidabilità dei componenti di rete. Questi ultimi solo in casi particolari sono citati espressamente nel presente piano.

c) Provvedimenti con effetto su numero e durata delle interruzioni per cliente BT

Si tratta di azioni volte a:

- ridurre la probabilità di interruzione;
- ridurre gli effetti delle interruzioni.

Rientrano nella prima fattispecie gli interventi di upgrade prestazionale dei componenti di rete, in particolare quelli di incremento del livello di isolamento. Tra questi si citano:

- coordinamento dell'isolamento;
- sostituzione linee aeree nude con linee in cavo;
- sostituzione componenti di cabina isolati in aria con componenti isolati in gas.

Della seconda categoria fanno invece parte gli interventi atti a incrementare la capacità di selezionare il guasto lungo la linea, redistribuendo i clienti, in particolare:

- automazione della rete MT;
- realizzazione di nuove linee MT o di nuovi elementi di rete (razionalizzazione) mediante la realizzazione di nuovi Centri Satellite o Cabine Primarie.

## 4.3. Interventi su rete BT

### Generalità

Gli interventi sulla rete BT non assumono rilevanza economica tale da comportare un'evidenza puntuale nei piani di investimento. Tali interventi, indipendentemente dall'entità degli impegni di spesa ad essi associati, sono condotti in conformità a metodologie di analisi e criteri di sviluppo individuati con riferimento allo specifico livello di tensione, come di seguito riepilogato.

### Connessioni

L'allacciamento di nuovi clienti alla rete di distribuzione di bassa tensione può richiedere:

- la posa di un nuovo gruppo di misura su una presa esistente;
- la realizzazione di una nuova presa o la modifica di una presa esistente (lavoro semplice);
- la costruzione di nuove linee o porzioni di linea (lavoro complesso).

Le linee sono realizzate in cavo aereo o sotterraneo, di norma utilizzando la stessa soluzione tecnica adottata per gli impianti già esistenti ai quali ci si raccorda.

Le connessioni già realizzate sulle reti MT-BT, oltre a determinare in alcune aree, insieme con le richieste in sviluppo, significativi livelli di saturazione della rete, hanno un importante impatto anche sull'esercizio e sulla gestione della rete stessa, rapidamente trasformatasi da rete "passiva" in rete "attiva". Tali fenomeni sono particolarmente evidenti soprattutto in alcune aree del territorio nazionale, caratterizzate da condizioni ambientali, territoriali e climatiche favorevoli alla diffusione della generazione da fonti rinnovabili. Peraltro, alcune di queste aree sono caratterizzate da basso carico passivo e, di conseguenza, dalla necessità di sviluppi o potenziamenti delle reti elettriche per riuscire a far fronte a tutte le richieste di connessione.

In presenza di condizioni di saturazione della rete, le soluzioni di connessione devono necessariamente includere interventi consistenti, eventualmente anche a livello di tensione superiore rispetto a quello al quale è prevista la connessione. Il Piano di Sviluppo contiene pertanto nuove Cabine Primarie (vedere par. 4.1) da realizzare in aree nelle quali la rete MT esistente è satura sulla base dei preventivi di allacciamento di nuovi impianti di produzione già accettati dai richiedenti e, ovviamente, delle connessioni già attivate o in corso.

## Interventi di adeguamento al carico

Gli interventi su rete BT per adeguamento al carico nascono da attività di monitoraggio fisico, strumentale e da sistema informativo, condotte sulla rete, e sono volti a garantire il rispetto dei limiti prestazionali dei componenti installati e il mantenimento del livello di tensione lungo linea entro il limite di valori predefiniti. Tali interventi consistono soprattutto nel potenziamento di linee o tratti di linea esistenti e, solo eccezionalmente, nella realizzazione di raccordi (trasversali) tra linee adiacenti, ai fini della ridistribuzione del carico o nella realizzazione di nuove linee da cabine di trasformazione MT/BT esistenti.

A sottolineare la necessità di sviluppo e adeguamento della rete al carico, intervengono, inoltre, eventi rilevanti ai fini della qualità del servizio, ma di fatto legati a esigenze di potenziamento degli impianti, quali ad esempio gli interventi per sovraccarico degli interruttori di bassa tensione. In questo caso, di norma, se sono necessari interventi sulla rete, questi comportano la realizzazione di trasversali per la ridistribuzione del carico o nuove linee.

Infine, nell'ambito dei lavori sulla rete di bassa tensione per adeguamento al carico, hanno rilevanza anche quelli di realizzazione di raccordi e nuove linee BT, conseguenti alla messa in servizio di cabine di trasformazione necessarie per far fronte allo sviluppo del carico.

## Interventi per la qualità del servizio

La pianificazione degli interventi per qualità sulla rete BT assume una valenza tanto più significativa quanto maggiore è l'incidenza percentuale della componente "bassa tensione" sul numero e sulla durata delle interruzioni per cliente BT. Tale componente può risultare rilevante nel caso dei centri cittadini, all'interno dei quali non è rara la presenza di singole linee BT con numero di clienti elevato. Si tratta in ogni caso di interventi puntualmente individuati come soluzioni rispetto a specifiche criticità, quali ad esempio la distribuzione disomogenea dei clienti sulle diverse linee o l'assenza di rialimentabilità di carichi rilevanti.

Inoltre, si prevede di ampliare l'utilizzo, prevalentemente in ambiti di alta concentrazione, e comunque in presenza di criticità in tal senso della rete BT, e di interruttori BT telecontrollati che consentono la diminuzione della durata cumulata di origine BT.

## 4.4. Progetti di innovazione tecnologica sulla rete elettrica

L'innovazione tecnologica ha costituito e costituisce per E-Distribuzione una delle principali leve di miglioramento delle performance. I risultati ottenuti da E-Distribuzione nel miglioramento della qualità e continuità del servizio e dell'efficienza operativa, che costituiscono un benchmark a livello internazionale, sono in larga parte derivanti dall'utilizzo innovativo e spesso anticipatorio degli strumenti tecnologici di volta in volta disponibili.

In relazione alla rapidità di evoluzione delle tecnologie, in particolar modo di quelle a maggior contenuto "immateriale", e data la complessità dei sistemi gestiti, i progetti di innovazione tecnologica sono accuratamente selezionati al fine di verificarne:

- la possibilità di prima implementazione, secondo programmi temporali coerenti con l'obsolescenza della tecnologia adottata;
- l'aggiornamento successivo, in considerazione dei prevedibili mutamenti di scenario tecnologico.

Inoltre, nel contesto attuale del sistema elettrico caratterizzato dalla progressiva diffusione delle "risorse distribuite", l'innovazione tecnologica costituisce una leva fondamentale per la definizione e implementazione di nuovi modelli di rete, in grado di integrare le risorse distribuite massimizzando i benefici per i clienti e per il sistema elettrico nel suo complesso.

Le iniziative di seguito esposte rappresentano, con riferimento agli investimenti ad esse associati, i principali progetti in corso, risultanti dal processo di selezione sopra descritto.

### 4.4.1. 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.

La rete di E-Distribuzione deve pertanto evolvere, abilitando nuove funzionalità, a beneficio dei soggetti che accedono alla rete, e nuovi ruoli, per tutti gli attori del sistema elettrico, negli scenari che si delineano per il prossimo futuro.

#### Principali contenuti del Progetto

La realizzazione del Progetto è prevista in 5 anni, nel periodo 2019 – 2023, per un investimento complessivo di circa 660 milioni di euro, di cui 467 milioni nel triennio 2021-2023.

Gli interventi sono riconducibili a tre driver principali:

- fibra ottica e automazione di rete (investimenti per circa 405 milioni di euro);
- hosting capacity (investimenti per 173 milioni di euro);
- struttura / componentistica MT (investimenti per circa 82 milioni di euro).

## Fibra ottica e automazione

Gli interventi consistono essenzialmente in:

- rilegatura in fibra ottica delle cabine, 56.500 tra Cabine Secondarie e Primarie, e 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”, prevista su circa 3.700 linee con il nuovo sistema di comunicazione, che consentirà di massimizzare le performance;
- 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

Si tratta di:

- interventi di potenziamento della rete, finalizzati principalmente ad integrare la generazione distribuita di energia elettrica da fonti rinnovabili. Tali interventi (nuove Cabine Primarie, ampliamento di Cabine Primarie esistenti, ampliamenti di rete MT) consentiranno di creare nuova hosting capacity, prioritariamente nelle aree con maggior concentrazione di impianti di produzione MT-BT;
- installazione di telecontrolli presso le cabine MT, raggiunte dalla fibra ottica, a cui sono già connessi impianti di produzione da fonti rinnovabili. Selezionando gli impianti in base alla potenza installata, sarà possibile il monitoraggio real time di generazione distribuita per una potenza complessiva, in una prima fase, di circa 6,8 GW, abilitando una più efficace partecipazione di tali impianti al mercato dei servizi previsti dagli sviluppi normativi e regolatori in corso.

## Struttura e componentistica MT

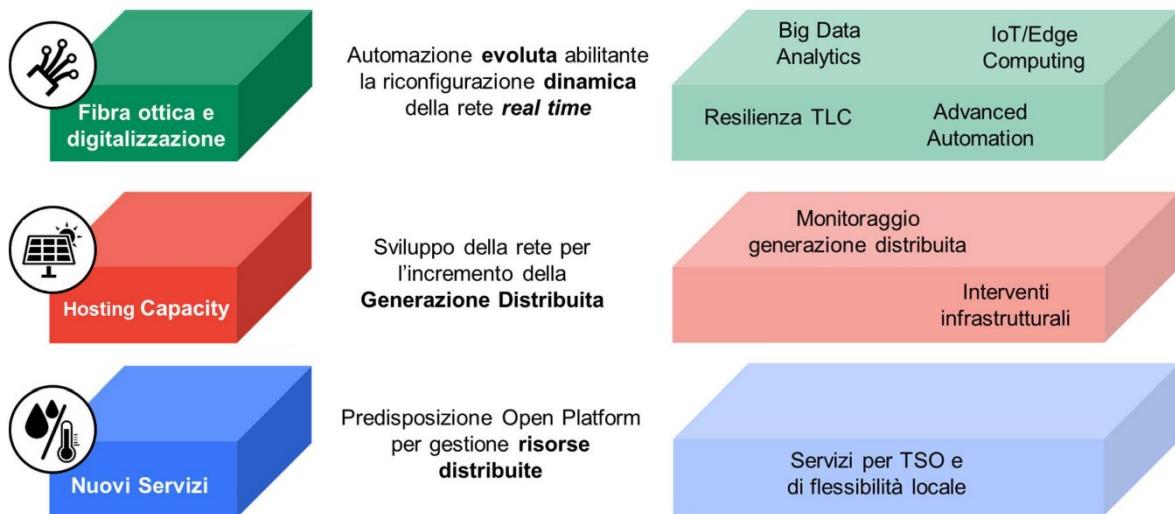
A questo capitolo afferiscono interventi di rifacimento/adeguamento di linee MT esistenti, per complessivi 1.650 km circa, con particolare riferimento a tratti di linee caratterizzati da una significativa incidenza sulle performance della rete, soprattutto in termini di numero delle interruzioni.

### Sintesi dei benefici attesi

Si riportano nel seguito i principali benefici attesi dall'implementazione del progetto, grazie alla combinazione di soluzioni tecnologiche innovative e interventi di struttura e componentistica sulle reti di alta (Cabine Primarie) e media tensione:

- disponibilità di un sistema di comunicazione di grande affidabilità e resilienza, di tipo always on, a supporto della rete di distribuzione, grazie all'utilizzo delle potenzialità offerte dalla rete in fibra ottica;
- miglioramento delle performance tecniche e della qualità del servizio, essenzialmente per effetto dell'automazione evoluta (smart fault selection) la cui efficacia sarà massimizzata dall'utilizzo della fibra ottica come vettore di comunicazione, e inoltre grazie a utilizzo e correlazione di dati relativi ai parametri fisici (Big Data Analytics), provenienti dai sensori installati nelle cabine, per prevenzione guasti e manutenzione su condizione;
- incremento dell'efficienza operativa, grazie all'aumento del grado di telecontrollo della rete, ai nuovi sistemi di comunicazione e alla sensoristica evoluta installata nelle cabine;
- aumento della hosting capacity per la generazione distribuita di energia elettrica da fonti rinnovabili;
- monitoraggio real time della produzione da fonti rinnovabili allacciata alla rete MT-BT;
- predisposizione della rete di distribuzione per l'abilitazione di servizi di flessibilità locale e servizi per il TSO.

# e-distribuzione



In conclusione, si tratta 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.

## 4.4.2. Progetto “E-Grid”

Il quadro regolatorio in materia di qualità del servizio elettrico, a conclusione delle consultazioni svolte da ARERA nel corso del 2019, 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.

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, con inizio nel 2020 e durata pluriennale, prevede investimenti che per il triennio 2021-2023 ammontano a 2.190 M€, con 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 progetti di realizzazione di nuovi impianti primari, con relative nuove linee uscenti MT per l’inserimento sulla rete esistente, prevalentemente in aree urbane.

Sono inoltre previsti interventi di adeguamento della componentistica di rete, in buona parte consistenti nella sostituzione di cavi interrati, anche in questo caso con elevato grado di complessità realizzativa in quanto riguardanti principalmente aree urbane.

## 4.4.3.Piano di messa in servizio del contatore di seconda generazione (2G) di E-Distribuzione

### Overview del progetto

Il Piano di messa in servizio dei contatori di seconda generazione da parte di E-Distribuzione è stato predisposto in coerenza con i principi esposti dall'ARERA, in termini di trasparenza delle scelte di investimento degli operatori regolati, dando evidenza delle motivazioni alla base dell'investimento, degli output prodotti dallo stesso in termini di miglioramento delle performance attese e degli ingenti benefici per l'intero sistema elettrico, correlati a tale innovazione nel servizio di misura.

E-Distribuzione ha avviato un piano di installazione massivo dei contatori intelligenti di nuova generazione CE2G, che prevede la sostituzione dell'intero parco di contatori attivi, che allo stato attuale ammonta a circa 31,9 milioni di misuratori, di cui circa 31,8 milioni di contatori elettronici di prima generazione (CE1G), e l'installazione dei nuovi contatori legata a dinamiche della clientela, per un totale di 41,1 milioni di contatori (dato previsionale 2017-2031).

Il nuovo contatore si pone come componente essenziale del nuovo paradigma energetico abilitato dalle reti intelligenti, in associazione a tutte le innovazioni tecnologiche e di processo alla base degli sviluppi attuali e futuri.

Il nuovo sistema di misura renderà possibile un'evoluzione del sistema elettrico, grazie anche all'introduzione di nuovi servizi e alla possibilità di realizzare importanti efficientamenti nei processi di tutta la filiera elettrica.

I principali effetti positivi dell'adozione del nuovo sistema di smart metering derivano dalla possibilità di:

- fruire dei dati di misura in Near Real Time, beneficio che va nella direzione di accrescere la consapevolezza del cliente circa il suo comportamento di consumo. La conoscenza della propria "energy footprint" da parte del consumatore consente l'evoluzione del ruolo del consumatore stesso da soggetto passivo a parte attiva della filiera energetica, in grado di scegliere proattivamente il fornitore e le modalità di fruizione dell'energia e, in un futuro prossimo, anche di influenzare dinamicamente il sistema attraverso lo svilupparsi della demand side response;
- introdurre nuovi strumenti di contrasto alla morosità, nonché aumentare l'efficacia della misura già oggi in atto per prevenire e contenere tale fenomeno;
- facilitare una maggiore programmabilità dei volumi in prelievo e in immissione per gli utenti del dispacciamento e per il gestore della rete di trasmissione;
- rivedere il processo del settlement, con la disponibilità dei dati al quarto d'ora per tutta la clientela e la possibilità per i venditori di trasferire segnali di prezzo orari basati su dati reali e non su profilazioni convenzionali;
- permettere ai venditori di elaborare nuove tipologie di offerta, ad esempio quelle orarie o prepagate, per tutta la clientela;
- migliorare la gestione della rete elettrica attraverso la disponibilità di dati capillari sulle diverse grandezze elettriche misurate, con il miglioramento delle performance anche in termini di pronta disponibilità dei dati e l'ottimizzazione dei processi che portano alla messa a disposizione dei dati alle terze parti.

### Avanzamento

L'attività di installazione massiva dei contatori di nuova generazione è stata avviata nel 2017, con la posa di circa 1,7 mln di contatori. Come previsto nel Piano di messa in servizio presentato ad ARERA, l'impegno per gli anni 2018 e 2019 era quello di installare rispettivamente 5,4 mln di CE2G e 5,9 mln di CE2G. L'anno 2018 si è chiuso con un totale installazioni di 5,6 mln di CE2G, con un incremento dunque di circa 200.000 pose rispetto al target, mentre il 2019 si è chiuso con un totale installazioni di 6,1 mln di CE2G, anche in questo caso con un incremento rispetto al target.

In totale, al 31 dicembre 2019 sono stati installati circa 13,4 mln di CE2G di cui 10,8 mln sono stati installati in modalità massiva dalle imprese dedicate a questa attività.

Nel corso del 2020, l'insorgere dell'emergenza sanitaria legata al COVID-19 ha avuto un importante impatto sull'operatività, soprattutto nei mesi di lockdown nazionale da marzo ad aprile. Durante la prima fase della pandemia, infatti, le imprese di massiva hanno dovuto interrompere le proprie attività per rispetto del DCPM allora in vigore e della circolare MiSE (la massiva è stata considerata come un'attività non legata alla continuità della fornitura del servizio di distribuzione elettrica).

A partire da maggio, con la graduale riapertura delle attività produttive, il piano massivo ha potuto riprendere con le sostituzioni, seppur con la limitazione di non poter eseguire attività che comportassero l'accesso presso l'abitazione del cliente. Solo da luglio 2020, a valle di una successiva circolare MiSE, è stato nuovamente possibile includere le sostituzioni relative ai contatori installati all'interno delle abitazioni.

Al fine di recuperare il più possibile sul fisiologico ritardo accumulato dovuto allo stop dei lavori nei mesi di marzo e aprile, in autunno sono stati attivati ulteriori 18 contratti tramite beauty contest.

Nonostante il particolare contesto storico di riferimento, il 2020 si è concluso con l'installazione di circa 5,4 mln di CE2G, portando complessivamente il piano a 18,8 mln di contatori, di cui 15,1 mln installati in modalità massiva dalle imprese dedicate a questa attività, con un ritardo complessivo rispetto al piano originale presentato ad ARERA di sole circa 300.000 pose.

Per il 2021 i volumi di installazione previsti rimangono sostanzialmente invariati rispetto al piano originale, con un impegno a installare 5,6 mln di CE2G, di cui circa 4,2 mln di installazioni con attività di massiva.

Gli anni successivi prevedono il recupero del lieve ritardo accumulato a causa del COVID-19, mantenendo una progressiva riduzione dei volumi di installazione ed il completamento del 95% delle installazioni in modalità massiva, entro il 2023.

#### 4.4.4. Telecontrollo delle Cabine Primarie

Il telecontrollo delle Cabine Primarie è realizzato attraverso sistemi ed apparati dislocati presso i centri operativi della rete elettrica e negli impianti, ed è costituito essenzialmente da 4 sottosistemi:

- il terminale periferico di tele operazione (TPT2000/TP2020);
- la rete di comunicazione IP tra i sistemi centrali e gli impianti;
- i sistemi di telecontrollo centrali;
- una rete di telecomunicazione tra centri operativi, costituita da un back-bone con capacità di traffico di 10 Gbps.

I protocolli di comunicazione utilizzati sono conformi agli standard internazionali, con l'utilizzo di infrastrutture di telecomunicazione e telecontrollo tra le più moderne offerte dal mercato.

E-Distribuzione, per far fronte alle nuove esigenze derivanti dalla già avviata transizione energetica del sistema elettrico, contestualmente con l'avvio del progetto DSO 4.0, ha avviato un piano di innovazione dei sistemi di protezione degli impianti e, conseguentemente, la progressiva digitalizzazione delle Cabine Primarie con l'introduzione di reti locali in fibra ottica, l'implementazione del protocollo industriale IEC-61850 e la sostituzione dell'apparato di teleoperazioni con il più recente TPT2020.

L'architettura dei sistemi e delle reti prevede la ridondanza di tutte le apparecchiature principali ed i collegamenti dati per garantire un elevato standard di affidabilità.

I sistemi di telecontrollo, oltre ad assicurare la teleconduzione degli impianti, sono interconnessi con i Sistemi di Conduzione Controllo Terna (SCCT) per garantire il trasferimento dei segnali e misure rilevanti per la RTN e con il Sistema di Controllo e Difesa Terna (BME).

Inoltre, sono attivi:

- sistemi di allarmi e video per monitoraggio degli impianti primari;
- raccolta misure di qualità dell'energia elettrica distribuita (Power Quality).

È in corso la migrazione progressiva dei sistemi centrali di telecontrollo su tecnologia VMware, la cui ultimazione è prevista entro metà del 2021.

## 4.4.5. Interventi per lo sviluppo delle Smart Grid e Smart Cities

L'affermarsi e la costante crescita delle nuove fonti energetiche, soprattutto rinnovabili, determinano la necessità di sviluppo di un nuovo modello di rete elettrica. Le Smart Grid sono ormai riconosciute come il nuovo modello di rete elettrica necessario per gestire in modo efficace la crescente complessità della rete di distribuzione. Partendo dalla definizione della European Technology Platform, le Smart Grid sono intese come *“an electricity network that can intelligently integrate the actions of all users connected to it – generators, consumers and those that do both- in order to efficiently deliver sustainable, economic and secure electricity supply”*.

Le Smart Grid prevedono la trasformazione della rete elettrica in una rete interattiva, riuscendo a integrare in modo dinamico le esigenze dei consumatori e gestire in modo efficiente la costante crescita delle nuove fonti di generazione distribuita.

Tali funzionalità sono rese possibili attraverso l'implementazione di una infrastruttura di comunicazione a banda larga, basata ad esempio su fibra ottica o su tecnologie di tipo wireless (ad es. 4G/LTE), che risultano affidabili, veloci e con ampie capacità di trasmissione.

I benefici associati all'evoluzione verso le Smart Grid riguardano quindi potenzialmente tutti gli ambiti della gestione degli impianti di distribuzione: continuità del servizio, efficienza energetica, esercizio evoluto, regolazione della tensione, sicurezza del sistema elettrico attraverso l'interoperabilità con il gestore della rete di trasmissione, integrazione dei veicoli elettrici e partecipazione attiva dei clienti finali alla gestione dinamica dei segnali di consumo e prezzo.

L'evoluzione delle reti richiede un grande sforzo innovativo volto a ricercare e testare le migliori soluzioni da implementare in modo massivo sulla rete. In tal senso prosegue l'impegno di E-Distribuzione anche nel prossimo triennio, con iniziative di sperimentazione e prototipazione che coprono i diversi ambiti di innovazione sopra richiamati. Di seguito sono sinteticamente descritte le principali iniziative in argomento.

### Evoluzione dei sistemi di protezione e controllo delle Cabine Primarie-Cabine Primarie digitali

L'incremento della generazione distribuita connessa alla rete MT e BT ed il conseguente aumento dei casi di inversione del flusso di energia dalla rete MT verso la rete AT, nonché l'evoluzione tecnologica e quella degli standard Internazionali, comportano l'adeguamento del sistema di protezione e controllo adottato nelle Cabine Primarie. La nuova generazione di apparati utilizza il protocollo standard IEC 61850 e prevede funzionalità di protezione e di automazione di rete più sofisticate, in grado di garantire il corretto funzionamento dei sistemi in presenza di reti attive; consente inoltre la misura dei flussi di potenza sui quattro quadranti del piano potenza attiva-reattiva.

Le protezioni digitali aumentano le informazioni disponibili all'operatore, permettendo un'analisi approfondita dei fenomeni elettrici della rete elettrica e dunque abilitano gli aspetti di manutenzione preventiva e predittiva.

Nel periodo di riferimento saranno sviluppate ulteriori nuove funzionalità e in parallelo si procederà con le installazioni dei nuovi sistemi in campo, nell'ambito dei progetti in corso.

### Evoluzione apparati di Cabina Secondaria per la telegestione, il telecontrollo e l'automazione della rete e la sensoristica

È previsto lo sviluppo della cabina digitale del futuro, che si basa sulla diffusione del dispositivo *Quantum Edge*, capace di concentrare al proprio interno le funzionalità di dispositivi fisici esistenti e nel prossimo futuro funzionalità avanzate sempre più innovative. Le potenzialità sono strettamente connesse alla diffusione capillare sulla rete di un'intelligenza artificiale evoluta ed una elevata capacità computazionale, la quale permetterà di sviluppare ed affrontare le sfide del futuro.

## Evoluzione apparati BT (Smart Street Box, MicroUP, e ALBERT) e sistemi centrali per il telecontrollo della rete di Bassa Tensione (STB)

In questo ambito sono comprese le attività di sviluppo evolutivo del Sistema di telecontrollo per la rete di Bassa Tensione (STB) e relativi apparati periferici a supporto dei progetti Smart Grid previsti nel periodo in oggetto, nonché quelle del sistema per i calcoli elettrici BT in tempo reale (DMS BT),

Sono ricomprese le evoluzioni necessarie per l'integrazione del sistema STB e del DMS BT con il nuovo sistema informativo aziendale, in linea con il progetto di platformization.

Saranno inoltre oggetto di ulteriori sviluppi le soluzioni per l'implementazione di armadi stradali di bassa tensione (Smart Street Box), nello specifico per il telecontrollo e il monitoraggio lungo linea e/o in Cabina Secondaria delle grandezze elettriche di interesse, al fine di disporre di una varietà di soluzioni per il miglior supporto ai progetti in corso. Ulteriori sperimentazioni con start-up selezionate permetteranno di validare sulla rete di E-Distribuzione le più moderne tecnologie.

## Connettività IP broadband per Cabine Secondarie

La connettività IP broadband costituisce il fattore abilitante per la realizzazione di tutte le funzionalità Smart Grid in corso di sviluppo. L'attività si propone di realizzare un'infrastruttura di comunicazione che consenta di connettere i nodi della rete elettrica di distribuzione al sistema centrale di telecontrollo in modalità always-on e a bassa latenza, in modo da garantire il corretto funzionamento dei nuovi protocolli di comunicazione. Ad oggi tale infrastruttura è stata realizzata, testata ed in esercizio (Progetto Isernia, Grid4EU, PAN NER300, Replicate, ...) o è in corso di realizzazione nell'ambito di alcuni progetti finanziati nonché nell'ambito del perimetro del progetto DSO4.0.

Le soluzioni e tecnologie di comunicazione utilizzate per la connessione delle Cabine Secondarie sono di tipo wired (fibra ottica) e wireless (4G LTE). Sono in corso progetti pilota per la sperimentazione del 5G.

## Electrical Storage Systems (ESS)

Negli ultimi anni sono stati installati e testati alcuni dispositivi di accumulo di tipo elettrochimico (Electrical Storage Systems, o ESS), finanziati nell'ambito del progetto CS Smistamento Mercato Saraceno (Emilia Romagna).

Tali sistemi possono essere utilizzati per rispondere ad alcune delle nuove esigenze derivanti dalla penetrazione massiva della generazione distribuita, ad esempio per la mitigazione degli effetti dovuti all'intermittenza nell'erogazione di potenza della generazione rinnovabile. Gli ESS potrebbero sostituire interventi più costosi, ad esempio in casi in cui la rete entra in sovraccarico solo per periodi di breve durata.

E-Distribuzione ha svolto negli ultimi anni svariati test su ESS, sia per applicazioni lungo la rete MT, sia per applicazioni in Cabina Primaria.

L'attuale normativa regolatoria subordina l'uso di soluzioni di tipo ESS, da parte dei Distributori, a una verifica in merito alla convenienza tecnico economica e ad una valutazione puntuale da parte dell'ARERA, in funzione delle necessità tecniche ed economiche specifiche.

Pertanto, ulteriori installazioni future saranno da valutarsi caso per caso.

## Dispositivi Smart Info & MOME

Nel contesto di quanto disposto dall'ARERA con delibera n° 56/09, in applicazione di quanto disposto dall'art 17, comma 1 lettera c) del D.Lgs. 115 del 30 maggio 2008, secondo cui "le imprese di distribuzione [...], provvedono ad individuare modalità che permettano ai clienti finali di verificare in modo semplice, chiaro e comprensibile le letture dei propri contatori, sia attraverso appositi display da apporre in posizioni facilmente raggiungibili e visibili, sia attraverso la fruizione dei medesimi dati attraverso ulteriori strumenti informatici o elettronici già presenti presso il cliente finale", negli anni scorsi E-Distribuzione ha sviluppato il dispositivo Smart

# e-distribuzione

Info che, comunicando con il contatore elettronico di consumo e/o di produzione, consente alla clientela di fruire in modo agevole delle informazioni presenti nel contatore tramite diversi supporti visivi (es. personal computer, dispositivi mobili, display dedicati) e quindi di monitorare l'eventuale produzione locale e di ottimizzare la propria domanda di energia elettrica.

Inoltre, sono stati sviluppati: un display dedicato, una App per consultare i propri dati energetici e un dongle per la trasmissione dei dati in WiFi. Tali innovazioni sono state rese disponibili in via sperimentale ai clienti finali residenti nei comuni interessati dai progetti Smart City L'Aquila, NER 300/Puglia Active Network, Replicate, Energy Efficiency Buildings e Flexiciency. Si precisa che gli ultimi due progetti menzionati sono chiusi.

Nell'ambito degli impegni assunti da E-Distribuzione, con riferimento al procedimento A486 dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, E-Distribuzione garantisce la vendita alle terze parti e il conseguente supporto dei dispositivi Smart Info e MOME, fino a completamento del piano di sostituzione massivo del contatore 2G.

Il modulo "OEM" (Original Equipment Manufacturer) - denominato MOME - è un modulo hardware che supporta le stesse funzionalità dello Smart Info+ e che i System Integrator possono integrare nelle proprie applicazioni per accedere ai dati raccolti dagli smart meter in bassa tensione.

Il modulo MOME è in grado di comunicare con lo smart meter secondo il protocollo di telegestione, acquisire i dati dal contatore e renderli disponibili alle applicazioni esterne, con una frequenza media di aggiornamento dei dati di 15 minuti.

## Progetto L'Aquila Smart City

Nel dicembre 2013 E-Distribuzione ha lanciato il progetto L'Aquila Smart City, che amplia il ventaglio di collaborazioni sui temi della sostenibilità ambientale con le municipalità italiane. Il progetto, che è in corso di realizzazione, interessa la città dell'Aquila e mira a creare il tessuto tecnologico/infrastrutturale di base per lo sviluppo del capoluogo abruzzese in ottica Smart City.

Il progetto prevede sia interventi di rinnovo tecnologico degli apparati di protezione e controllo della rete elettrica in ottica Smart Grid sia l'introduzione di soluzioni volte a rendere "Smart" la città, a vantaggio dell'efficienza energetica e dello sviluppo in ottica Green.

Nel 2021 proseguirà la distribuzione alla clientela domestica dei dispositivi Smart Info, consentendo il coinvolgimento dei cittadini. L'architettura di gestione dei servizi energetici EMS, si è nel frattempo evoluta grazie agli sviluppi infrastrutturali realizzati nel periodo; pertanto sarà utilizzata la versione ora disponibile del sistema EMS su infrastruttura in cloud. Sono state riviste le procedure di assistenza ed i processi di supporto al programma di distribuzione e sperimentazione degli Smart Info.

Si proseguirà inoltre con l'installazione delle stazioni di ricarica per veicoli elettrici previste da progetto, da distribuire sul territorio della città dell'Aquila.

## Progetto Puglia Active Network – NER 300

Il Progetto Puglia Active Network (bando dalla Commissione Europea NER 300 indetto il 3 aprile 2013 e finalizzato al co-finanziamento di progetti dimostrativi CCS relativi a tecnologie RES innovative) ha come obiettivo principale quello di migliorare l'integrazione della generazione distribuita da fonti rinnovabili alla rete di distribuzione, attraverso l'utilizzo di tecnologie innovative.

Si tratta di interventi in un'area con forte penetrazione di rinnovabili, con l'esigenza, quindi, di gestire una rete di distribuzione fortemente attiva. Le innovazioni introdotte condurranno ad un incremento dell'hosting capacity, permettendo di aumentare la generazione connettibile sulle reti di distribuzione e conseguire una maggiore efficienza energetica, avvicinando i carichi alle generazioni e riducendo, di conseguenza, le perdite in rete.

Nel progetto sono previsti interventi relativi all'evoluzione del sistema di controllo e gestione della rete elettrica e ai sistemi di protezione e controllo delle Cabine Primarie e Secondarie. L'interazione tra sistemi centrali e

periferici è realizzata attraverso un sistema di comunicazione a banda larga con i nuovi dispositivi installati nelle cabine di trasformazione e di consegna dei produttori MT.

Gli interventi sulla rete hanno interessato 202 impianti primari e circa 8.000 nodi tra Cabine Secondarie, IMS da palo e cabine di consegna. Inoltre, sono stati distribuiti circa 10 mila kit Smart Info+ in comodato d'uso gratuito agli utenti pugliesi che ne hanno fatto richiesta, e sono state installate 74 infrastrutture di ricarica.

Il 1° gennaio 2020 il progetto è entrato nella fase di operation.

## Progetti PON

Il Progetto PON (Decreto del 20 marzo 2017: “Bando sulle infrastrutture elettriche per la realizzazione di reti intelligenti di distribuzione dell’energia (Smart Grid) nei territori delle Regioni meno sviluppate”) ha come obiettivo principale quello di incrementare la capacità della rete di distribuzione di accogliere nuovi impianti di generazione da fonti energetiche rinnovabili, garantendo anche un ulteriore miglioramento della qualità del servizio. Il bando mirava ad impattare la rete di distribuzione delle regioni di convergenza.

A seguito della presentazione dei progetti, E-Distribuzione è risultata finanziabile su 46 progetti nelle quattro Regioni di convergenza della Sicilia, Campania, Calabria e Basilicata, secondo quanto stabilito dal decreto del 09/03/2018. A seguito dei decreti del MiSE del 09/03/2018 e 04/05/2018, sono stati ammessi a finanziamento 35 progetti.

Le tipologie di intervento volte all’implementazione delle principali funzionalità Smart Grid, mutuate dall’esperienza Puglia Active Network<sup>1</sup>, consistono in interventi di “smartizzazione” di tutte le Cabine Primarie oggetto di intervento oltre che, per alcune di queste, in azioni di potenziamento, ampliamento ed in alcuni casi realizzazione di nuove Cabine Primarie Smart.

Gli interventi di natura Smart sono inoltre previsti anche su Centri Satellite e Cabine Secondarie, realizzando una vera e propria “rete intelligente” in grado di fornire informazioni in tempo reale, favorire la connessione di nuove RES e minimizzare l’impatto dei guasti sulla rete.

Agli interventi “Smart” si aggiungono interventi tradizionali quali quelli sui trasformatori (sostituzione di macchine installate con altre di taglia maggiore o installazione di nuove macchine) e sulle linee (sostituzione di cavi aerei ed interrati con cavi con sezione maggiore, o realizzazione di nuove tratte di linea), tesi al potenziamento dell’infrastruttura di distribuzione e alla completa integrazione delle funzionalità “Smart”.

## Progetti POR Sicilia

Con il Decreto del 27/07/2018 la Regione Siciliana ha ammesso a finanziamento gli 11 progetti non finanziati dal MiSE, avvalendosi della graduatoria redatta dal Ministero dello Sviluppo Economico nel Decreto del 09/03/2018.

---

<sup>1</sup> 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.

# e-distribuzione

I progetti hanno come obiettivo principale quello di incrementare la capacità della rete di distribuzione di accogliere nuovi impianti di generazione da fonti energetiche rinnovabili, garantendo anche un ulteriore miglioramento della qualità del servizio.

Le tipologie di intervento, così come quelle previste per i PON, sono volte all'implementazione delle principali funzionalità Smart Grid e consistono in interventi di "smartizzazione" di tutte le Cabine Primarie oggetto di intervento oltre che, per alcune di queste, in azioni di potenziamento ed ampliamento.

Gli interventi di natura Smart sono inoltre previsti anche sulle Cabine Secondarie, realizzando una "rete intelligente" che sarà in grado di fornire informazioni in tempo reale, favorire la connessione di nuova generazione da fonti rinnovabili e minimizzare l'impatto dei guasti sulla rete. Tali interventi si sostanziano nell'introduzione di apparati provvisti di sistemi di comunicazione digitale, misurazione intelligente, controllo e monitoraggio delle infrastrutture delle "città" e delle aree periurbane.

Agli interventi "Smart" si aggiungono interventi tradizionali quali quelli sui trasformatori (sostituzione di macchine installate con altre di taglia maggiore o installazione di nuove macchine) e sulle linee (sostituzione di cavi aerei ed interrati con cavi con sezione maggiore, o realizzazione di nuove tratte di linea), tesi al potenziamento dell'infrastruttura di distribuzione e alla completa integrazione delle funzionalità "Smart".

## Progetti POR Basilicata

Con Delibera del 02/08/2018, la Regione Basilicata ha emanato il bando PO FESR BASILICATA 2014- 2020 - "Energia e mobilità urbana per la realizzazione di reti intelligenti di distribuzione dell'energia (Smart Grid)". Il Bando prevede la realizzazione di interventi di costruzione, adeguamento, efficientamento e potenziamento di infrastrutture elettriche per la distribuzione, o Smart Grid, finalizzati ad incrementare direttamente la quota di fabbisogno energetico coperto da generazione distribuita da fonti rinnovabili.

Con Delibera del 14/12/2018, la Regione Basilicata ha ammesso a finanziamento 3 progetti, che coinvolgono le CP di Matera, Potenza e Melfi FIAT e la rete elettrica ad esse sottese. Le tipologie di intervento previste a progetto sono finalizzate all'implementazione delle principali funzionalità Smart Grid e consistono in interventi di "smartizzazione" sulle Cabine Primarie e sulla rete ad esse sottesa.

Gli interventi di natura Smart sono quindi previsti anche su Centri Satellite e Cabine Secondarie, realizzando una vera e propria "rete intelligente", che sarà in grado di fornire informazioni in tempo reale, favorire la connessione di nuove RES e minimizzare l'impatto dei guasti sulla rete.

A questi interventi di natura "Smart", si aggiungono interventi più classici di potenziamento delle linee MT e BT. Presso la CP di Matera si realizzerà una delle prime Smart Grid in area urbana d'Italia, e si prevede di impattare non solamente la rete MT, ma di intervenire anche sulla rete BT (interrando e potenziando numerosi tratti di linea in bassa tensione in zone di pregio).

## Progetti POR Puglia

Con determinazione dirigenziale n. 105 del 07/07/2020 della Sezione Infrastrutture Energetiche e Digitali della Regione Puglia, sono stati ammessi a finanziamento 3 Progetti a valere sul POR Puglia 2014 – 2020 Asse IV - "Energia sostenibile e qualità della vita" - Azione 4.3 "Interventi per la realizzazione di sistemi intelligenti di distribuzione dell'energia", in risposta al Bando che prevedeva la realizzazione di interventi di costruzione, adeguamento, efficientamento e potenziamento di infrastrutture elettriche per la distribuzione, o Smart Grid, finalizzati ad incrementare direttamente la quota di fabbisogno energetico coperto da generazione distribuita da fonti rinnovabili, aumentare la qualità del servizio in termini di riduzione del numero e della durata delle interruzioni, nonché razionalizzare la crescita delle fonti diffuse di energie rinnovabili.

I Progetti riguardano la costruzione di 3 nuovi impianti Primari ed interventi su Centri Satellite e Cabine Secondarie.

# e-distribuzione

## Progetto ComESTo (Community Energy Storage)

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.

Il 2018-2022 ha l'obiettivo di realizzare una gestione integrata della generazione da fonti rinnovabili e di storage distribuiti, allo scopo di agevolare la 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 prosumer 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 tale contesto, 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 eseguire in forma automatizzata analisi tecnico/economico necessarie alla pianificazione della rete elettrica, finalizzate alla identificazione ottima dei nuovi interventi di rete. Gli algoritmi definiti all'interno del tool dovranno consentire la valutazione del beneficio tecnico degli interventi e la loro prioritizzazione secondo logiche tecnico/economiche in funzione anche dello scenario regolatorio.

L'applicazione di algoritmi innovativi e di machine learning fornirà al pianificatore di rete supporto al processo decisionale nonché maggiore flessibilità nell'adattare il modello di calcolo alle esigenze future della rete.

## 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 progetto, avviato a dicembre 2019, vede il coinvolgimento di cinque partner, di cui E-Distribuzione è capofila.

Il progetto I.S.M.I (2019-2022) intende realizzare 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 svolgeranno presso il Centro Soluzioni Smart Grid di Bari.

## Progetto RAFAEL

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 Smart Secure & Inclusive Communities.

Il principale obiettivo del progetto RAFAEL (2018-2021) è contribuire alla realizzazione di un sistema nazionale per il supporto agli operatori delle infrastrutture critiche e alla Pubblica Amministrazione preposta alla protezione delle infrastrutture e degli asset. Oltre che predire la probabilità di danneggiamento dei singoli elementi, si valuterà l'impatto sui servizi e le conseguenze sulla popolazione e sul sistema industriale. Inoltre, verranno acquisiti dati real-time fornendo un sistema operativo 24/7 di previsione e generando scenari sintetici e di valutazione per le perturbazioni indotte da tali scenari.

Il contributo di E-Distribuzione è valutare, in ottica di migliorare la resilienza della rete elettrica, gli effetti di sismi di diversa intensità sulle infrastrutture e componenti della rete (edifici e apparecchiature/componenti di Cabina Primaria, Cabina Secondaria, linee MT aeree e in cavo interrato).

## Progetto Osservabilità (DCO 322/2019)

La necessità di osservare gli impianti di generazione connessi alla rete di distribuzione è stata manifestata da Terna fin dal 2015, al fine di ridurre i costi dei servizi di bilanciamento del sistema.

L'architettura proposta da Terna e confermata da ARERA con Del. 36/2020, che soddisfa le esigenze sia dei DSO che del TSO, prevede l'acquisizione delle misure degli impianti sentinella MT, tramite i sistemi di controllo dei DSO e dispositivi controllori centralizzati di impianto (CCI) standardizzati dal CEI, presso i produttori. Le misure vengono trasferite in tempo reale a Terna che effettua in autonomia la stima dell'intera produzione da fonte rinnovabile, connessa alla rete di distribuzione.

Per garantire il flusso informativo con le prestazioni richieste dal TSO (aggiornamento ogni 4"), E-Distribuzione ha avviato un progetto dedicato all'osservabilità che comprende apparecchiature TLC da installare nelle cabine di consegna dei produttori sentinella, il potenziamento delle RTU di Cabina Primaria e lo sviluppo di infrastrutture di comunicazione del sistema di controllo ed acquisizione dati (SCADA) dedicate alla gestione delle misure della generazione distribuita.

## Progetto NEWMAN

Il progetto NEWMAN si propone di utilizzare modelli analoghi a quelli già utilizzati per valutare la resilienza della rete, ma con la finalità di avere una rete di monitoraggio e di allarme in grado di prevedere l'approssimarsi di condizioni meteorologiche che possano mettere a rischio l'infrastruttura elettrica, prevedendone le conseguenze, con la finalità di ottimizzare la capacità di reazione di E-Distribuzione, predisponendo per tempo le risorse necessarie a contenere il disservizio ed a recuperare l'operatività della rete nel più breve tempo possibile. NEWMAN, infatti, sta ad indicare "Near-real-time Weather condition MANagement".

Quindi le linee di azione del progetto NEWMAN sono:

- migliore conoscenza dei fenomeni fisici atmosferici e del loro impatto sulle reti;
- migliore conoscenza delle condizioni atmosferiche che interessano le reti e capacità di previsione delle condizioni atmosferiche a 36-72 ore;
- migliore conoscenza dello stato della rete e della sua funzionalità tramite sensoristica avanzata.

Per migliorare la conoscenza dei fenomeni ed elaborare modelli avanzati di formazione del manicotto di neve nel 2018 si è avviato un accordo di collaborazione con l'ente di Ricerca del Sistema Elettrico (RSE), che ha consentito di installare già nel 2019 tre stazioni sperimentali presso le Cabine Primarie di Frabosa Soprana (Cuneo), Cecita (Cosenza) e Isola del Gran Sasso (Teramo). In ogni stazione sperimentale sono state installate:

- una stazione meteorologica di elevate prestazioni, per registrare costantemente, anche nelle condizioni climatiche più avverse, i parametri fisici di interesse, ossia l'intensità della precipitazione nevosa, le condizioni di vento e la temperatura;
- campate di linea MT di prova con diversi tipi di conduttori selezionati tra quelli più diffusi sulle reti, sui quali in inverno si possono formare i manicotti di neve umida oggetto di studio;
- celle di carico di precisione per registrare contemporaneamente la sollecitazione meccanica cui è sottoposto il conduttore;
- una fotocamera speciale installata su un sostegno di ogni campata di prova che inquadra i tre conduttori della campata ed invia immagini in tempo reale ogni quarto d'ora;
- sensori IoT sperimentali per rilevare la temperatura e l'inclinazione dei conduttori.

Sul finire del 2020 si è costituito un analogo accordo di collaborazione con RSE per la finalizzazione di modelli avanzati di caratterizzazione del fenomeno delle ondate di calore. Anche in questo caso, è prevista la realizzazione di stazioni sperimentali sul campo per monitorare il comportamento delle reti in condizioni di ondate di calore e determinare le modalità con cui i parametri atmosferici possano incrementare il tasso di guasto delle linee interrate.

Al fine di monitorare le condizioni climatiche che interessano le nostre reti e di fornire supporto per migliorare la previsione dei fenomeni atmosferici estremi, il progetto NEWMAN prevede di installare una rete di stazioni di rilevamento atmosferico, con caratteristiche tecniche derivate dall'esperienza fatta nelle stazioni sperimentali, in collaborazione con RSE, e mirate al fenomeno meteorologico di interesse nell'area di installazione. Lo studio per il posizionamento ottimale di tali stazioni è attualmente in fase avanzata e consentirà di individuare le Cabine Primarie, ed eventualmente Secondarie, presso le quali sarà più proficuo effettuare le installazioni. È in corso la gara di acquisto e la procedura di qualificazione al comparto.

Un altro importante filone nel progetto NEWMAN è quello della sensoristica IoT lungo linea, che ha lo scopo di rilevare lo stato della rete ed i principali parametri climatici in più punti strategici della rete di distribuzione. Tali sensori sono in parte in fase di studio nell'ambito di sperimentazioni in corso (sensori per dispositivi di dissipazione dell'energia di impatto per la caduta alberi, sensori per dispositivi ad allungamento controllato e contro il rischio di rottura di conduttori per formazioni nevose e sensori per il rilievo dell'inclinazione degli assi di riferimento dei conduttori per misurare l'elongazione delle campate al variare delle condizioni climatiche).

In questo settore pionieristico, il progetto NEWMAN ha dato il via ad ulteriori sperimentazioni (TRIAL) con cinque diversi fornitori di dispositivi IoT, al fine di valutarne l'efficacia nel rilevare:

- la formazione di manicotti di neve umida;
- il contatto con alberi o la caduta di alberi sulle linee;
- oscillazioni dei conduttori per ventosità;
- la misura di temperatura dell'aria e dei conduttori;
- la misura dell'umidità dell'aria o del terreno di posa dei cavi interrati.

#### Gestione connessioni infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici

Il D. Lgs. 257/2016 ha recepito in Italia la direttiva europea 2014/94/UE sui combustibili alternativi tra i quali figura anche l'energia elettrica. E-Distribuzione sarà impegnata a garantire la connessione alla propria rete di distribuzione di un numero crescente di infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici di tecnologie e potenze differenti.

#### Altri Progetti finanziati dalla Comunità Europea:

- Progetto Replicate (2016-2021 includendo due anni di monitoraggio, con possibile estensione del monitoraggio per un periodo ulteriore da due a cinque anni), finanziato nell'ambito del programma Smart City and Communities H2020, prevede lo sviluppo e la validazione di un modello di business sostenibile per supportare il processo di trasformazione delle città verso le smart city negli ambiti di efficienza energetica, mobilità sostenibile e infrastrutture integrate.  
La città italiana interessata dal progetto è Firenze, in cui E-Distribuzione è responsabile dell'implementazione di funzionalità Smart Grid, al fine rendere la rete performante e resiliente attraverso un sistema di telecontrollo con tecnologia di comunicazione veloce a banda larga che fornirà dati in tempo reale al centro di controllo. Sulle 18 linee MT di progetto è stata attivata la funzionalità avanzata di automazione per la selezione ed isolamento automatico dei guasti (SFS –Smart Fault Selection), che permette di riconfigurare rapidamente la rete, migliorando così la qualità del servizio e riducendo le interruzioni di energia elettrica. Il progetto ha previsto anche l'abilitazione di servizi smart city come la mobilità elettrica e l'efficientamento energetico. Il progetto si è concluso il 31 gennaio 2021. Il periodo di monitoraggio ad oggi è stato esteso per altri due anni;
- Progetto EUSysflex (2017-2022), finanziato nell'ambito del programma H2020 della Commissione Europea, ha l'obiettivo di garantire un livello efficiente e sufficiente di servizi di sistema, al fine di facilitare il raggiungimento degli obiettivi mondiali di integrazione delle RES, mantenendo il livello di resilienza che i clienti finali e la società si aspettano dal sistema elettrico europeo. Ciò richiede la definizione della giusta quantità di flessibilità e dei servizi di sistema per supportare gli operatori del sistema di trasmissione, tenendo anche conto delle esigenze tecniche del sistema paneuropeo con oltre il 50% di RES, del mercato dell'elettricità, del regolatorio e del ruolo delle diverse parti interessate

(ad esempio TSO, DSO, aggregatori, ecc.). Al fine di testare in campo le nuove soluzioni e servizi che saranno individuati nell'ambito del progetto, è prevista la realizzazione di 6 dimostrativi in Francia, Finlandia, Germania, Irlanda Italia e Portogallo.

E-Distribuzione in particolare è coinvolta nella realizzazione della demo italiana nell'area Forlì- Cesena e le principali funzionalità implementate e testate in campo saranno: lo scambio dati tra TSO e DSO (misure, generazione/previsione di carico al punto di interconnessione, vale a dire in Cabina Primaria, anche per scopi di bilanciamento) e la modulazione di potenza attiva (simulata) e reattiva a livello di Cabina Primaria per la regolazione della rete del TSO.

#### Diagnostica predittiva dei componenti

Si prevede lo sviluppo di sistemi di sensori e autodiagnosi a bordo di componenti di rete (es. quadri MT di Cabina Primaria e Secondaria, trasformatori AT/MT ed MT/BT) che consentono la misurazione di temperatura, resistenze di contatto, tempi di manovra, livello di ozono, scariche parziali etc.

#### Smart termination light

Si tratta di terminali MT unipolari con sensore di presenza tensione integrato. Questo terminale permette di ottenere una tensione secondaria corrispondente alla tensione unipolare del cavo di media tensione per mezzo di un partitore capacitivo, integrato all'interno del terminale stesso. Grazie alle particolari caratteristiche di funzionamento, i sensori possono sostituirsi alle attuali prese capacitive presenti sui quadri MT delle Cabine Secondarie per alimentare il dispositivo RGDAT/RGDM.

Si prosegue allargando la sperimentazione del componente sul territorio nazionale, dopo l'utilizzo dei primi componenti disponibili nell'ambito del progetto Puglia Active Network NER 300.

#### Interruttori BT elettronici

Per migliorare la gestione delle reti BT in ottica Smart Grid, è necessario ampliare le funzionalità del componente interruttore BT in testa linea e, eventualmente, lungo linea. Sul mercato sono disponibili interruttori elettronici che offrono caratteristiche avanzate (es. la selettività ed il coordinamento tra interruttori montati lungo le dorsali BT, il tipo di intervento termico o magnetico, l'IP, la misura accurata di grandezze elettriche sui 4 quadranti indipendenti dalle temperature ambientali, l'autodiagnosica) non ottenibili dagli interruttori BT elettromagnetici ad oggi unificati.

Si procederà inizialmente ad alcune prove di laboratorio per verificare la compatibilità di questi componenti con i cavi BT presenti in campo, dal punto di vista dell'energia passante; successivamente si procederà a installazioni pilota in campo.

#### Nuovo quadro MT unificato per Cabina Primaria

È stato avviato lo sviluppo di un nuovo quadro MT di Cabina Primaria, per tener conto delle esigenze tecniche in continua evoluzione e dei più recenti sviluppi tecnologici, nella direzione di una crescente digitalizzazione degli impianti di E-Distribuzione.

#### **4.4.6. Altri progetti di innovazione tecnologica**

Oltre ai progetti di innovazione strettamente legati alla diffusione delle Smart Grid, E-Distribuzione persegue il continuo miglioramento dei componenti tradizionali, anche con la sperimentazione di nuove tecnologie innovative.

Di seguito sono sinteticamente descritte alcune iniziative di questo tipo.

#### Regolatori di tensione BT

I regolatori di tensione BT sono componenti installati lungo linea o in prossimità di clienti, utilizzati per risolvere i problemi di qualità della tensione dei singoli clienti BT.

Oltre a monitorare le sperimentazioni partite nel 2015/2016, sono previsti test di nuovi dispositivi con isolamento in olio o a secco e di tipo trifase o monofase, progettati per funzionare in condizione di flusso di energia "bidirezionale".

### Trasformatori trifase MT/BT in olio con regolazione automatica della tensione

I trasformatori in oggetto hanno lo scopo di garantire, in qualsiasi condizione di funzionamento, un corretto profilo di tensione ai clienti finali.

Oltre a monitorare le sperimentazioni partite nel 2015/2016, sono previsti test di nuovi trasformatori con diverse soluzioni costruttive, differenti sistemi di regolazione ed equipaggiati con dispositivi per il monitoraggio della tensione da remoto.

### Interruttori MT in vuoto da palo

I nuovi componenti sono interruttori MT in vuoto da installare su linee aeree in conduttori nudi. La modalità d'uso più diffusa di tale componente prevede la sua installazione in testa alle derivazioni delle linee, al fine di proteggere la dorsale con cicli completi di richiusura, evitando che si aprano l'interruttore di Cabina Primaria o quelli eventualmente installati nelle Cabine Secondarie in dorsale.

Oltre a monitorare le sperimentazioni partite nel 2016, sono previsti test di nuove apparecchiature con diverse soluzioni costruttive.

### Motorizzazione sezionatori AT

Si prevede di installare sezionatori AT motorizzati e telecontrollati sugli stalli linea delle Cabine Primarie, in modo da effettuare da remoto le manovre necessarie alla messa fuori servizio ed in sicurezza delle linee AT.

### Smart joint

Il nuovo giunto MT con sensore integrato consente di verificare la qualità della giunzione subito dopo la sua esecuzione. In questo modo si potrà verificare in tempo reale la corretta esecuzione dello stesso mediante la misura delle scariche parziali al momento dell'energizzazione del cavo. Inoltre, il sensore integrato potrebbe anche permettere di effettuare misure periodiche successive per monitorare lo stato della giunzione nel tempo. Oltre a monitorare le sperimentazioni partite nel 2016, si proseguirà con ulteriori installazioni pilota per valutare l'efficacia del sistema.

### Trasformatore AT/MT a doppio secondario

Per migliorare la qualità del servizio della rete, con particolare riferimento alla Power Quality, è possibile utilizzare trasformatori AT/MT a due secondari, secondo una configurazione tipo a piani sovrapposti. Tale soluzione permette una sostanziale indipendenza dei due secondari dal punto di vista elettromagnetico, per cui, in caso di corrente nominale o di corto circuito su uno dei due secondari, non si verificano cadute di tensioni rilevanti sull'altro avvolgimento. Si procederà all'installazione dei primi trasformatori di questa tipologia in Cabine Primarie con problemi di qualità del servizio.

### Batterie per Cabina Secondaria

La temperatura ambiente all'interno di alcune Cabine Secondarie, soprattutto nei mesi estivi, raggiunge valori molto elevati (intorno ai 60 °C); tale condizione danneggia in maniera irreparabile le batterie ivi installate.

Saranno avviate pertanto due sperimentazioni: una utilizzando una batteria al Pb puro con particolari caratteristiche costruttive, idonee per il funzionamento a temperature elevate per diverse ore al giorno, l'altra utilizzando la tecnologia degli ioni di litio. Entrambe consentirebbero di allungare la vita utile delle batterie.

## Morsettiera BT con sezionatori sotto carico

La morsettiera in questione costituisce un'evoluzione dell'attuale dispositivo, manovrabile solo manualmente, mediante chiave isolata esagonale e cacciavite isolato. Sono previste due tipologie di organi di manovra: sezionatore a vuoto e sezionatore sotto carico IMS. Nel 2016 è stata avviata l'installazione dei primi prototipi; si prosegue con ulteriori installazioni pilota e con lo sviluppo del componente con altri fornitori.

## Distanziatori di Fase

Il dispositivo consiste in tre barre isolanti in vetroresina che, vincolando i conduttori nudi delle tre fasi, impedisce fenomeni accidentali di contatto e/o accavallamento reciproco; queste caratteristiche lo rendono particolarmente utile su campate lunghe, soggette a raffiche di vento e spostamenti di stormi di uccelli. La sperimentazione, già avviata su un numero contenuto di tratte interessate dai citati fenomeni, sarà estesa a livello nazionale, comprendendo anche quelle tratte soggette a formazione di manicotti di ghiaccio, per valutare quanto il dispositivo, limitando la torsione dei conduttori, riduca la probabilità di formazione dei manicotti.

## Bobina di Petersen maggiorata a 800 A con TFN

La crescente cavizzazione della rete di media tensione, sia per le iniziative di incremento della resilienza della rete, sia per nuove connessioni (es. nuove reti di media tensione realizzate per la connessione di generazione fotovoltaica, fenomeno particolarmente rilevante in alcune regioni italiane), ha portato in alcune situazioni a correnti di guasto monofase a terra, oltre i limiti tecnici propri delle bobine di Petersen attualmente unificate; da qui la necessità di studiare nuove soluzioni di maggior capacità.

Sono stati quindi introdotti i prototipi di Bobina di Petersen maggiorata a 800 A con TFN integrato e sono inoltre allo studio soluzioni alternative (es. bobina mobile standard più bobina fissa maggiorata).

## Trasformatori MT/BT isolati con liquidi di esteri vegetali

Oltre ad avere un punto di infiammabilità più elevato rispetto agli oli isolanti minerali, gli oli vegetali hanno la caratteristica di essere quasi completamente biodegradabili. Per questo motivo si stanno sperimentando trasformatori MT/BT con liquidi esteri vegetali, in installazioni sia da palo sia in cabina. È in corso il monitoraggio delle installazioni pilota, attraverso verifiche da eseguire su campioni di liquidi da prelevare sulle macchine dopo alcuni mesi di esercizio e da ripetere periodicamente.

## Dispositivi ad allungamento controllato (DAC)

Si tratta di dispositivi meccanici posti tra conduttore ed isolatore in amaro su linee aeree in conduttore nudo che, in caso di sovraccarico del conduttore per formazione di manicotti di neve, subisce una deformazione anelastica allungandosi e consentendo così di ridurre il tiro sul conduttore, a prezzo però di una riduzione anche del franco da terra. Sono state già installate circa 309 unità. La sperimentazione è ancora in corso e verrà estesa ad altre 180 unità, ma con criteri di dimensionamento rivisitati.

## Sensoristica per DAC

In associazione con i suddetti dispositivi ad allungamento controllato, sono stati sperimentati in Abruzzo dei sensori IoT che rilevano lo stato di allungamento del DAC e trasmettono l'informazione tramite comunicazione su rete Lo.Ra. Questo è molto importante ai fini manutentivi perché allo stato di allungamento dei DAC consegue una riduzione del franco della campata interessata e perché tali dispositivi sono posti in località di difficile accesso ed i DAC, qualora siano intervenuti, devono essere sostituiti. Il dispositivo sperimentato è risultato efficace, ma sono allo studio soluzioni alternative di minor costo.

## Dissipatori di Energia da Impatto (DEI)

Si tratta di dispositivi meccanici in grado di dissipare l'energia dell'impatto della caduta di un albero sulla linea elettrica in cavo aereo. Infatti, i conduttori in cavo aereo risultano molto resistenti ai sovraccarichi dovuti alla

# e-distribuzione

caduta delle piante sulle campate e riescono spesso a funzionare anche dopo l'impatto. Tuttavia, l'energia di caduta dell'albero risulta tale da danneggiare i sostegni della linea aerea che si piegano fino a portare il cavo aereo a contatto con il terreno, comportando costosi interventi di ricostruzione dei sostegni delle linee. Il DEI, invece, assorbe l'energia dell'impatto lasciando scorrere un cavo in acciaio nelle asole di una piastra metallica, riducendo la sollecitazione sui sostegni a valori accettabili. L'intervento del DEI, se l'impatto è contenuto, riesce ad evitare la caduta del cavo in terra. Dove già installati i DEI hanno salvato l'integrità dei sostegni. Si prevede di ampliare il numero di componenti da sperimentare in base a nuovi criteri di dimensionamento.

## Sensori per DEI

In associazione con i DEI si prevede di installare dei sensori in grado di rilevarne l'intervento, segnalandolo tramite comunicazione su rete Lo.Ra. a gateway locali. Questo è molto importante ai fini manutentivi perché l'intervento del DEI segnala che si è registrata la caduta di una pianta sulla campata e che il cavo potrebbe essere in terra, magari lungo un attraversamento stradale. Inoltre, tali dispositivi sono posti in località di difficile accesso ed i DEI, qualora siano intervenuti, devono essere sostituiti.

## ARGO

ARGO è un dispositivo portatile per la rivelazione di guasti e anomalie e per il monitoraggio della rete di bassa tensione. Grazie alle sue dimensioni contenute è di facile installazione in tutti i punti della rete elettrica BT e in tutte le tipologie di armadi stradali. ARGO è gestito da una App che consente al personale operativo di raccogliere dati e correlare le informazioni sul passaggio di correnti di guasto (corto circuiti, sovraccorrenti), o effettuare analisi e comparazioni sulle correnti misurate. Sempre tramite l'App è possibile monitorare le curve di corrente di un qualsiasi punto della rete.

La presenza di ARGO sul territorio rafforza il supporto tecnologico dedicato alla ricerca guasto sulla rete di bassa tensione, permettendo un intervento ancora più efficace volto al miglioramento del servizio elettrico e rappresenta un ulteriore passo avanti per la digitalizzazione della rete elettrica.

## ALBERT

'AI\_BerT' (Alert Bassa Tensione) è un sensore che si inserisce nell'architettura di Cabina Secondaria telecontrollata esistente e consente ai tecnici di E-Distribuzione di avere a disposizione in ogni momento le misure di corrente o di potenza sulle linee di bassa tensione e l'indicazione del passaggio di correnti di guasto. L'interfaccia con i sistemi di controllo avviene mediante unità periferica e la sua installazione avviene senza necessità di disalimentazioni e/o disservizi ai clienti.

## INDY

INDY è un dispositivo da installare nelle Cabine Secondarie dotate di UP per il telecontrollo. Il dispositivo si inserisce in serie al circuito di ricarica delle batterie. Senza interferire con il normale utilizzo delle batterie, INDY monitora l'andamento delle correnti di carica e di scarica per determinare il comportamento delle batterie e stimare la vita residua attesa. Obiettivo del progetto è migliorare la gestione del ciclo di sostituzione delle batterie di backup di Cabina Secondaria.

## Smart street Box

La nuova morsettiera per armadio stradale di distribuzione BT è un componente di rete nato per sostituire l'attuale morsettiera da 318A. Il componente è ingegnerizzato in modo da facilitare l'installazione di componenti elettronici a supporto di iniziative di monitoraggio e telecontrollo.

Lo sviluppo di questo componente di rete, nell'ottica di supportare le nuove necessità delle Smart Grid, supporterà l'esecuzione della misura dei flussi di energia ed il telecontrollo (interruttori BT motorizzati o dispositivi per controllo remoto e automazione).

La Smart Street Box potrà essere equipaggiata con due nuovi dispositivi innovativi:

- Booster PLC: si tratta di uno speciale ripetitore compatto per la comunicazione PLC dei contatori elettronici, afferenti al relativo nodo. Tale ripetitore sarà in grado di estendere la raggiungibilità della comunicazione PLC sulle tre fasi della rete BT, incrementando ulteriormente il tasso di efficienza del sistema Smart Meter nella raccolta dati e nell'esecuzione di comandi da remoto;
- Gateway RF: si tratta di un nuovo dispositivo che integra della sensoristica in grado di rilevare lo stato di manutenzione dell'armadio (es. sensori di apertura, temperatura, posizione, luminosità, etc) e, possiede un'interfaccia di comunicazione RF 169MHz, in grado di comunicare con il concentratore dati della telegestione, installato in Cabina Secondaria. Grazie alla comunicazione RF, il Gateway RF sarà in grado di segnalare in tempo quasi reale qualsiasi allarme proveniente dalla cassetta stradale. Tali allarmi verranno raccolti dai concentratori per poi essere trasmessi ai sistemi centrali di E-Distribuzione e ai vari dashboard di monitoraggio presso i centri operativi. Il dispositivo sarà inoltre dotato di una porta seriale RS485 che renderà possibile la comunicazione con altri apparati presenti nella cassetta stradale.

La morsettiera è stata progettata al fine di poter essere installata in sostituzione delle morsettiera in esercizio, senza la necessità di rimozione dell'intero armadio stradale di alloggiamento.

### Device per 3D modeling

E-Distribuzione sta procedendo con la sperimentazione di scanner evoluti per acquisire il modello a 3 dimensioni degli asset di rete; nello specifico per l'acquisizione delle linee si stanno già usando lidar e fotogrammetria su elicotteri e droni, mentre per le Cabine Primarie e Secondarie sono in sperimentazione diversi scanner fissi di tipologia laser ed a luce strutturata. Nel corso del 2021 è stata lanciata una gara per l'approvvigionamento massivo di laser scanner per l'acquisizione del modello 3D di tutte le Cabine Secondarie su territorio nazionale.

Una volta acquisito il modello a 3 dimensioni si abilitano diversi casi d'uso, i cui principali sono:

- misure e relativa progettazione da remoto;
- assistenza da remoto e formazione sul modello 3D;
- verifica eventuali cambiamenti nei mesi/anni.

### Termocamere per smartphone

È un accessorio per smartphone, che permette di visualizzare l'immagine termografica di ciò che si sta inquadrando. Rispetto alle termocamere tradizionali, offre il vantaggio di essere compatta e portatile, in modo da essere sempre a disposizione del personale operativo, che può utilizzarla quando necessario per ispezioni termografiche (ad esempio identificazione di punti caldi) non precedentemente programmate.

È in corso una sperimentazione di tale strumento per valutare l'opportunità di una diffusione massiva tra il personale. Attualmente pianificata la gara per l'approvvigionamento massivo, insieme alla gara WFM che verrà lanciata a fine 2021.

### App di Augmented Reality

Varie tipologie di applicazioni che supportano e migliorano l'operatività di tutti i giorni, alcune già in esercizio, altre in fase sperimentale e di valutazione:

- MARKO: permette di reperire facilmente informazioni di vario genere riguardo gli interruttori DY800 (già in esercizio per alcuni modelli);
- ArNet: sovrappone l'immagine della nostra rete di distribuzione a ciò che l'operatore sta inquadrando (in esercizio su SmartPhone - in sperimentazione su Smart Glass);
- Meter Mapping: sovrappone al contatore inquadrato varie informazioni sull'utenza, come stato del contratto, potenza contrattuale, POD, ecc. (in sperimentazione su smart phone);
- Smart Table: visualizza su un tavolo virtuale una porzione di rete con cui si può interagire, come ad esempio navigare nel modello 3D di una Cabina Secondaria (in sperimentazione su Smart Glass).

## Complesso TA BT compatto

Nuovo complesso TA compatto per contatori semi-diretti GESIS, da utilizzare in scenari con spazio ridotto e per correnti elevate in BT. Offre maggiore flessibilità nell'installazione dei complessi di misura semi- diretti.

## Low Voltage Manager PUSH2CLOUD

Il Low Voltage Manager (LVM) è il concentratore dati di nuova generazione (progettato e sviluppato da E-Distribuzione) utilizzato per la gestione dei contatori elettronici 2G (Progetto Open Meter). Tale dispositivo comunica con i contatori 2G mediante la tecnologia Power Line Communication (PLC), al fine di raccogliere dati di consumo ed inviare comandi di gestione remota. I dati raccolti vengono poi scaricati dal sistema centrale, implementato con tecnologia CLOUD, grazie ad un paradigma di comunicazione di tipo “POLLING”, basato su ronde attraverso le quali viene eseguita una connessione ad ogni LVM per scaricare i dati presenti nella sua memoria di archiviazione.

Il progetto PUSH2CLOUD permetterà di far evolvere il paradigma di comunicazione tra concentratore e sistema centrale da “POLLING” a “PUSH”: in questa nuova modalità sarà direttamente il concentratore dati ad inviare spontaneamente i dati al sistema centrale, una volta che questi siano disponibili nella propria memoria di archiviazione. Verranno utilizzati protocolli di comunicazione e piattaforme software tipiche delle applicazioni IoT.

Tale soluzione consentirà di ridurre al minimo la latenza relativa alla disponibilità dei dati al sistema centrale (non sarà più necessario attendere la programmazione delle ronde), garantendo maggiore efficienza nei processi di misura e gestione dei contatori elettronici 2G. Inoltre, la soluzione PUSH2CLOUD consentirà di minimizzare i rischi legati all'indisponibilità della comunicazione 2G/3G/4G, in quanto LVM invierà i dati non appena la connessione remota risulterà disponibile.

## Router 4G per Telegestione

Il Low Voltage Manager (LVM) è il concentratore dati di nuova generazione (progettato e sviluppato da E-Distribuzione) utilizzato per la gestione dei contatori elettronici 2G (Progetto Open Meter). Tale dispositivo si collega al sistema centrale attraverso modem 2G/3G, dotati di porta seriale RS232. Tale porta di comunicazione seriale garantisce una velocità massima di trasferimento dati pari a 115.000 bps, impedendo al LVM di sfruttare al meglio la banda messa a disposizione dalla tecnologia 3G.

E-Distribuzione ha specificato i requisiti tecnici per l'acquisto di router 4G che permetteranno al LVM di collegarsi alla rete 4G, mediante porta Ethernet, garantendo così il pieno accesso alle risorse messe a disposizione da tale rete di comunicazione. In questo modo si avranno notevoli miglioramenti in termini di trasferimento dati tra concentratore dati e sistema centrale (riducendo ulteriormente la latenza relativa alla disponibilità dei dati a sistema centrale), oltre ad abilitare possibili applicazioni di Edge Computing.

## SGAMO

E-Distribuzione sta lavorando alla progettazione e sviluppo di un nuovo dispositivo per la manutenzione preventiva degli scaricatori installati in rete. Grazie a tale dispositivo, gli operatori potranno rilevare il numero e l'entità delle scariche supportate da uno scaricatore in modo sicuro ed efficiente. Sulla base di tali informazioni, gli operatori saranno in grado di valutare la necessità di sostituire gli scaricatori in via preventiva, minimizzando così i rischi di un'interruzione del servizio in caso di nuovi fenomeni di scariche. Grazie a tale manutenzione preventiva sarà possibile migliorare ulteriormente la qualità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

## SuRF

E-Distribuzione sta lavorando alla progettazione e sviluppo di un nuovo dispositivo per il trouble-shooting in campo della comunicazione tra contatori e concentratori dati. SuRF, inoltre, consentirà di eseguire raccolte massive di letture, esecuzione massive di lavori in telegestione, misurazione di flussi di energia, identificazione

# e-distribuzione

linee BT, analisi delle comunicazioni RF 169MHz, oltre a misure di impedenza e rumore presente sulla rete BT.

SuRF sarà in grado di sostituire e minimizzare le dotazioni degli operatori, garantendo maggiore efficienza e sicurezza. Potrà inoltre essere utilizzato come gateway per la comunicazione in locale con i contatori in modalità RF 169MHz. abilitando una serie interessante di casi d'uso per le squadre operative.

## GUARDIAN

E-Distribuzione sta lavorando alla progettazione e sviluppo di un nuovo dispositivo che sarà in grado di registrare le curve di carico delle linee BT di una Cabina Secondaria. Il dispositivo sarà portatile ed avrà una memoria di massa per salvare tutti i dati registrati, che poi potranno essere inviati ad un sistema di analisi.

Tale dispositivo sarà un valido strumento per rilevare anomalie dei flussi di energia sulle derivazioni BT di una Cabina Secondaria.

## 4.5. Progetti di sviluppo a supporto delle infrastrutture

In questa sezione vengono presentati i più significativi progetti di sviluppo di E-Distribuzione che risultano di importanza strategica al fine di incrementare l'efficacia dei processi e l'efficienza nella gestione della rete di E-Distribuzione.

### 4.5.1. Investimenti in Information & Communication Technology

#### Digitaly Program

Digitaly è il programma di E-Distribuzione che si propone di rispondere a tutte le necessità emerse nel nuovo scenario mondiale della “Quarta Rivoluzione Industriale” e delle tecnologie digitali; questo profondo cambiamento ha portato E-Distribuzione, a partire dal 2017, a sviluppare ed introdurre soluzioni innovative in tutti i processi aziendali attraverso la digital transformation. Tale trasformazione digitale coinvolge tutti i principali stakeholder dell'azienda, i clienti e le infrastrutture; si realizzerà attraverso iniziative che verranno implementate in un arco temporale di 3 anni, sotto forma di nuovi tool, sistemi e devices. Un progetto ambizioso, che vede il coinvolgimento delle funzioni di business, di global digital solutions e di tecnologia di rete.

Il programma Digitaly è articolato in 5 macro-processi, all'interno dei quali sono state introdotte le iniziative che favoriranno una revisione dei processi e del modello organizzativo aziendale, in ottica di una maggiore efficienza, di una migliore valorizzazione delle attività lavorative e di un miglioramento continuo della qualità dei servizi erogati ai clienti.

Nell'ambito del macro-processo “Lavori e Investimenti”, rivestono particolare attenzione le seguenti iniziative:

- piattaforma cartografica/progettazione integrata: sviluppo di una piattaforma cartografica con nuove funzionalità a supporto della progettazione e della preventivazione con funzionalità quali, ad esempio, inserimento dati tecnici contestuale, calcolo elettrico integrato e automazione inserimento materiali;
- Operativity Enterprise Portal (OpEn) e Consuntivazione 2.0: sviluppo di un nuovo portale che, interfacciandosi con i sistemi AGP (preventivazione), SAP e BEAT, gestirà le fasi di assegnazione, monitoraggio e consuntivazione dei lavori;
- ATENA Applicativo Patrimonio/Autorizzazioni: realizzazione nuovo applicativo per la gestione delle autorizzazioni e del patrimonio con interfacciamento con gli altri applicativi aziendali di riferimento.

#### Completamento Smart Meter

Il progetto BEAT nasce dall'esigenza di centralizzare la telegestione, le attività di misura e i lavori in maniera da utilizzare tutte le nuove funzionalità messe a disposizione dal nuovo contatore 2G.

Il progetto sfrutta le potenzialità del nuovo contatore elettronico 2G e del nuovo concentratore di seguito descritte.

Le caratteristiche principali del nuovo contatore sono:

- possibilità di misurare più grandezze fisiche;
- maggiori capacità di diagnostica;
- capacità di generare alert verso i sistemi di controllo della rete a fronte di eventi/disservizi e in assenza di tensione;
- compatibilità con i sistemi attualmente in uso.

Le caratteristiche principali del nuovo concentratore sono:

- ricevere/acquisire misure dal contatore e da altri apparati/sensori di cabina;
- aggregare ed elaborare i dati ricevuti;
- monitorare lo stato di alimentazione della rete sottesa;
- conoscere la topologia della rete;
- aggiungere nuove modalità di comunicazione (invio segnalazioni spontanee e in casi di assenza tensione).

# e-distribuzione

## E-Co sistema commerciale E-Distribuzione

E-Co completa la convergenza e digitalizzazione della mappa applicativa del Front Office; in particolare, saranno considerati nel perimetro dell'attività i processi e le funzionalità oggi gestiti dai seguenti applicativi:

- FOUR;
- SGQ;
- GOAL;
- USERVICE;
- MOME, nell'ottica di standardizzazione secondo le direttive GDPR.

Sarà ambito del progetto:

- gestire la realizzazione di tali processi e funzionalità sfruttando le potenzialità e gli strumenti offerti dalla piattaforma Salesforce;
- perseguire l'obiettivo di minimizzare gli impatti sui sistemi e le applicazioni non citati;
- dismettere gli applicativi citati.

Grazie a questa iniziativa, gli operatori di E-Distribuzione accederanno ad un unico applicativo con la possibilità di governare completamente l'ambito commerciale dei processi, dall'inserimento delle richieste alla lavorazione dei task utente, passando per la gestione delle comunicazioni con il venditore/cliente, la tracciatura della qualità, degli SLA associati ai servizi, la rendicontazione e la gestione degli indennizzi. Risiederà sullo stesso sistema anche la mappatura territoriale ed organizzativa del Distributore, oltre che la funzionalità di determinazione dei codici POD per le nuove forniture.

Razionalizzando la mappa applicativa del Front Office su un unico applicativo, i processi oggi gestiti dal Distributore verranno resi più efficienti; il superamento della necessità di continue integrazioni tra i sistemi in ambito permetterà infatti l'implementazione di processi molto più veloci e fluidi:

- la qualità commerciale verrà gestita direttamente nell'ambito del processo che è necessario monitorare, eliminando la gestione delle attività manuale di allineamento / gestione scarti;
- verrà integrata completamente la gestione dell'alta tensione per l'ambito Produttori, oggi gestita mediante GOAL;
- il recupero delle informazioni territoriali di una richiesta, piuttosto che la creazione del POD per le nuove forniture, verranno anch'esse gestite nell'ambito di un unico sistema, azzerando quindi il rischio di scarti di integrazione o disallineamenti con le richieste ed i processi del catalogo servizi.

La realizzazione del nuovo sistema di Front Office su Salesforce permetterà, infine, di sfruttare tutti i vantaggi derivanti dalla piattaforma in termini di:

- disponibilità ed affidabilità;
- scalabilità, per gestire automaticamente i momenti di picco nell'utilizzo dell'applicazione;
- gestione e utilizzo di nuove funzionalità introdotte dalla roadmap evolutiva del prodotto.

Inoltre, la sinergia completa con tutte le altre applicazioni di Front Office già presenti sul mondo Salesforce garantirà che i portali già realizzati su Salesforce (Portale Customer e Portale Trader), piuttosto che la piattaforma di Contact Centre, potranno accedere e scambiare informazioni con il nuovo sistema senza sollecitare o sviluppare nuove integrazioni.

## Multi-CO

Obiettivo del progetto SOE Multi-CO riguarda una evoluzione strutturale dei sistemi real-time per l'esercizio della rete elettrica a disposizione degli operatori, orientata all'integrazione delle informazioni, al fine di consentire flessibilità nella conduzione e il monitoraggio della rete elettrica afferente a differenti perimetri organizzativi.

# e-distribuzione

Rispettando l'attuale suddivisione tecnica dei sistemi SCADA in 28 sistemi distinti e non comunicanti, si introduce un nuovo paradigma strutturale che doterà:

- l'esercizio di un unico sistema comprendente STWeb / Server Archivi, STUX, STM;
- il Centro Operativo di stazioni operative che mostrano all'operatore informazioni aggregate.

Rappresenta un'importante evoluzione degli strumenti a disposizione degli operatori di sala controllo in quale abilita un maggiore livello di flessibilità operativa e coinvolge il personale degli attuali 28 CO Italiani, per un totale di circa 900 persone tra operatori TS e CMR del territorio.

L'iniziativa Multi-CO comporta elementi di discontinuità in termini di modello operativo e utilizzo degli strumenti, con l'avvio di una transizione dall'attuale modello verticale alla possibilità di una progressiva maggiore integrazione delle attività e dei ruoli trasversalmente ai CO.

I benefici attesi sono:

- flessibilità nell'organizzazione e nella localizzazione delle sale operative;
- integrazione orizzontale dei sistemi SCADA e aggregazione verticale delle informazioni verso l'operatore real-time, personale di back-office e il personale tecnico operativo attraverso l'introduzione di una gestione real-time evoluta dei nodi elettrici di confine;
- nuova architettura e scalabilità: l'intera architettura è ridisegnata in modo da garantire la scalabilità e l'indipendenza delle applicazioni;
- digitalizzazione della comunicazione tra centri operativi;
- miglioramento nella operatività legata alla ricostruzione delle interruzioni di alimentazione;
- monitoraggio Real Time della rete elettrica afferente a più sistemi SCADA da un'unica postazione.

## Grid Blue Sky

Programma di trasformazione e di definizione del nuovo modello operativo. Il programma è articolato sulle seguenti quattro aree:

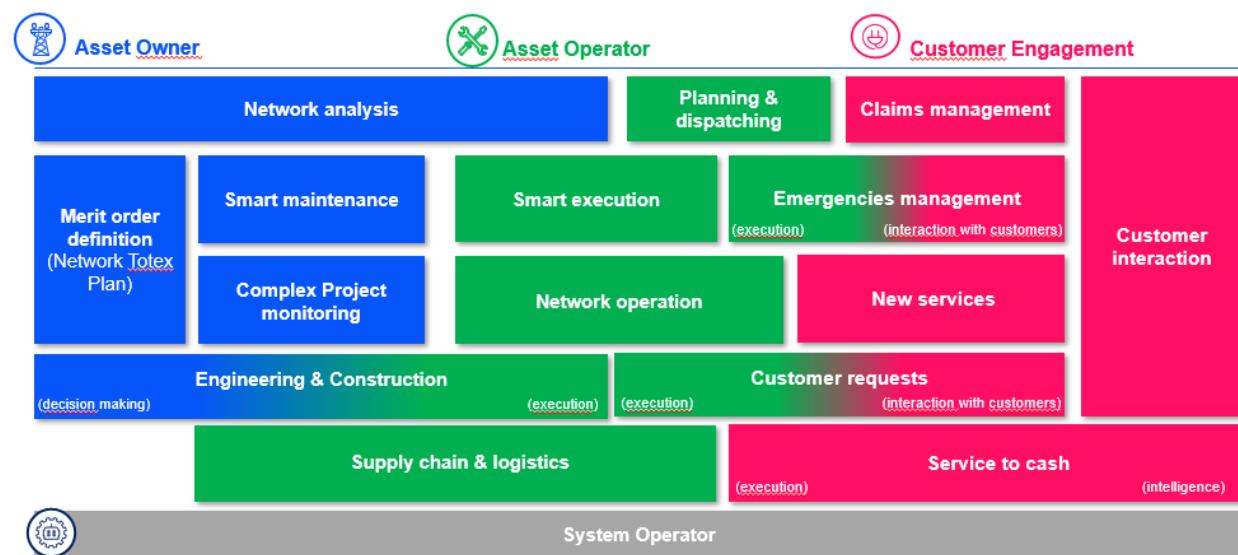
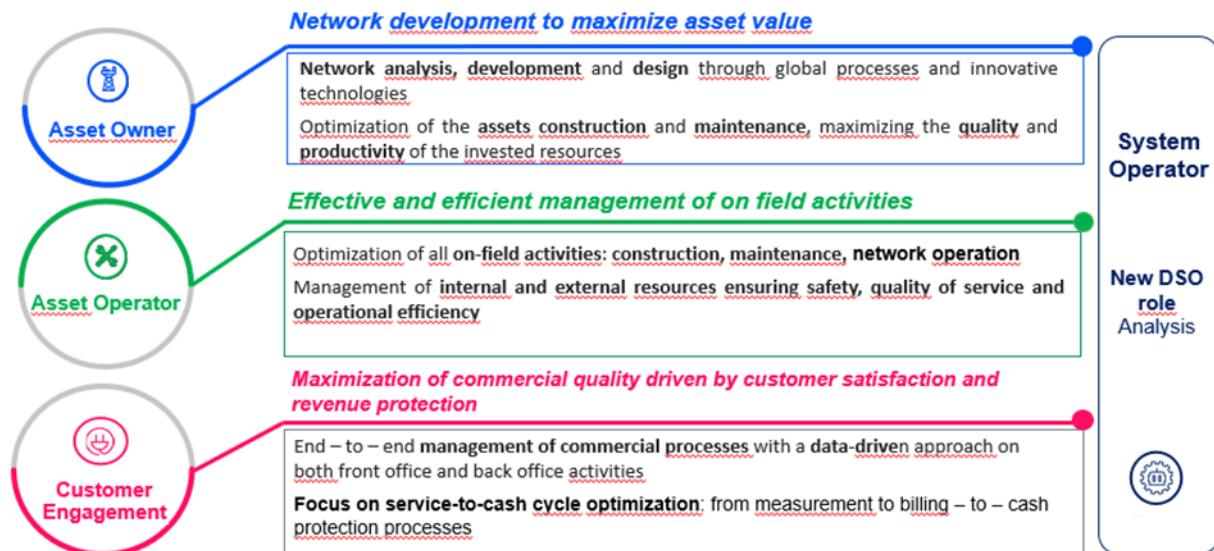
- Asset Owner;
- Asset Operator;
- Customer Engagement;
- Network Operation.

Questa trasformazione dovrà massimizzare la flessibilità verso il cambiamento interno ed esterno consentendo operazioni, automazione e scalabilità delle risorse basate sui dati.

Nell'ambito del programma di trasformazione Grid Blue Sky è emersa quindi l'esigenza di implementare un unico modello "piattaforma" per la creazione di un ecosistema, soluzioni aziendali, tecnologie e processi, con l'obiettivo di perseguire prestazioni economiche superiori, servizio al cliente, resilienza, flessibilità e scalabilità garantendo la sostenibilità completamente integrata nella catena del valore.

Di seguito l'architettura di riferimento del nuovo modello operativo, secondo i layer sopra definiti con i principali obiettivi.

# e-distribuzione



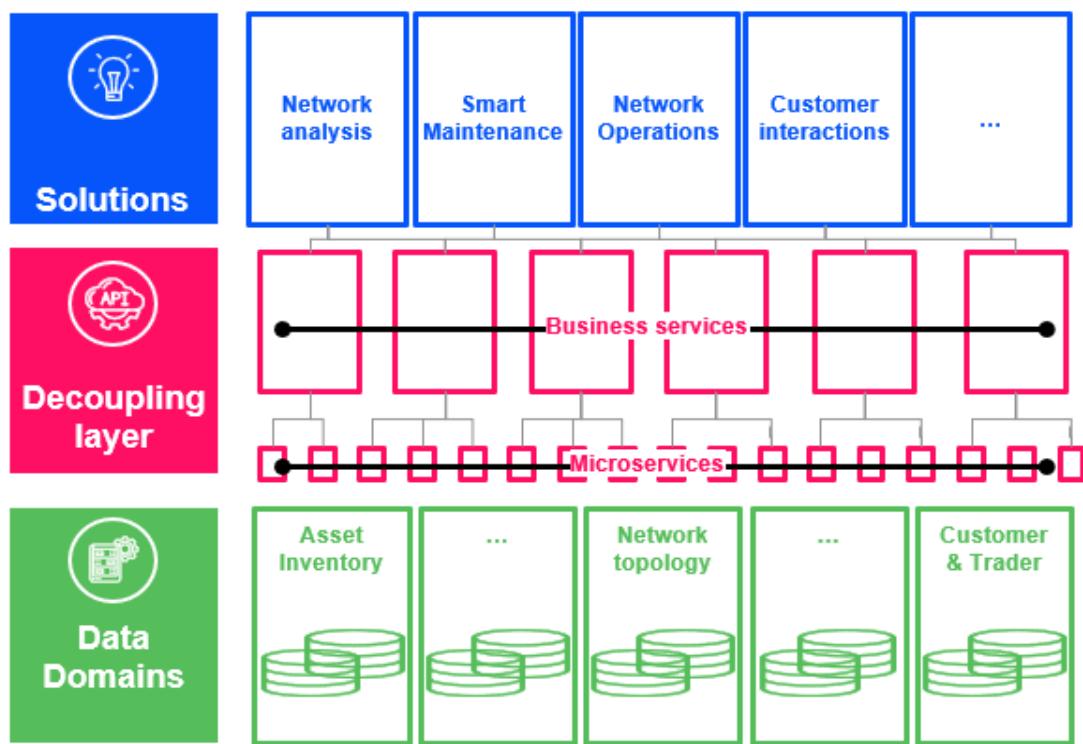
Al fine di supportare il processo di trasformazione del modello operativo si è deciso di rivedere il paradigma che oggi ha guidato la costruzione delle soluzioni informatiche.

Il nuovo modello di riferimento definito in ambito DH è il modello a platform che si espleta su 3 layer di seguito descritti:

- solution: fornire nuove business capabilities e quindi creare valore al business;
- decoupling: consentire l'accesso completo alla soluzione a tutti i data domain con i benefici di velocità e riusabilità di costruzione;
- domini: garantire un insieme di entità al fine di supportare un insieme coerente di dati del processo aziendale. Il dominio per sua definizione avrà un unico modello di dati volto a garantire la convergenza del dominio stesso.

Di seguito una immagine illustrativa di contesto.

# e-distribuzione



Lo sviluppo della nuova piattaforma tecnologica di servizi comuni e disaccoppiamento dovrà:

- consentire lo sviluppo agile di soluzioni;
- fornire l'accesso ai dati senza duplicare i punti di ingresso;
- essere basato su un'architettura aperta e scalabile;
- essere conforme agli standard di sicurezza informatica.

### 4.5.2. Mezzi speciali

Con il termine “mezzi speciali” si intendono quei mezzi che il personale operativo utilizza nelle attività di manutenzione e sviluppo della rete di distribuzione, in particolare autocarri con gru, autocestelli, e natanti.

Gli investimenti previsti nel Piano di Sviluppo, oltre ad aumentare l'affidabilità conseguente al rinnovo dell'attuale parco mezzi speciali, permettono di elevare il livello prestazionale delle attività operative e il mantenimento delle performance della rete elettrica, anche in condizioni eccezionali di intervento.

Sono previsti la dismissione dei mezzi speciali di età più avanzata e l'acquisto di nuovi mezzi, caratterizzati da più elevati standard prestazionali diversificati in relazione alle esigenze operative: trazione integrale, maggiore portata, maggiore estensione del braccio, ingombri ridotti, ecc. È stato anche previsto l'acquisto di mezzi speciali dedicati ad utilizzi particolari: autocestelli isolati per l'esecuzione di lavori sotto tensione sulla rete di media tensione con metodologia a “contatto”, camion con gru a tre assi dedicati al trasporto di particolari attrezzature (cavi attrezzo) e natanti.

## 4.6. Attività di misura

Le attività di investimento sul parco dei misuratori derivano da:

- richieste di nuovi allacciamenti da parte di clienti passivi e attivi;
- sostituzione di gruppi di misura per attività di gestione utenza, incluse le richieste di aumento di potenza;
- piano di sostituzione massiva con contatori intelligenti di seconda generazione (2G);
- piano di installazione di contatori in Cabina Secondaria per la misura e il bilancio dell'energia transitante;
- sostituzione misuratori GME per rinnovo tecnologico e adempimenti DM90.

Alle suddette attività si aggiungono le sostituzioni dei misuratori affetti da guasto o malfunzionamento della telegestione, a seguito di segnalazioni pervenute dalla clientela o attraverso il sistema di autodiagnostica di cui sono dotati i contatori elettronici di prima e seconda generazione, nonché direttamente in occasione dell'accesso al misuratore da parte del personale operativo, ad esempio per attività di gestione utenza, verifica della fornitura o manutenzione del sistema di telegestione.

Per il piano di messa in servizio del contatore di seconda generazione (2G) di E-Distribuzione si rimanda al paragrafo 4.4.3 e, con riferimento agli investimenti in Information & Communication Technology, al paragrafo 4.5.1.

### Nuovi allacciamenti

L'installazione di nuovi contatori elettronici BT avviene per crescita fisiologica del parco (nuove attivazioni), sia per la connessione di produttori che di clienti passivi. La presenza di incentivi determina l'installazione di ulteriori misuratori per la misura della potenza prodotta.

## 5. RISULTATI ATTESI

E-Distribuzione, mediante la predisposizione del Piano di Sviluppo delle Infrastrutture, ha come obiettivo quello di garantire, sia in termini di qualità che di quantità, lo sviluppo dell'infrastruttura di distribuzione nazionale, a supporto dello sviluppo socio-economico dell'Italia.

Attraverso l'adozione di tale Piano, E-Distribuzione si prefigge di:

- rispondere ai fabbisogni derivanti dalla localizzazione e realizzazione di nuove aree industriali, artigianali, terziarie e di espansione residenziale;
- assicurare eventuali ulteriori fabbisogni conseguenti alle richieste di aziende, servizi o utilizzatori domestici già esistenti, a seguito di espansione dell'attività dei medesimi;
- garantire la connessione alle reti elettriche di impianti di produzione, favorendo in particolare l'integrazione delle fonti rinnovabili;
- assicurare il monitoraggio e controllo della generazione distribuita e garantire l'interoperabilità con il gestore della rete di trasmissione nazionale;
- assicurare il rinnovo degli asset aziendali.

Per quanto concerne gli obiettivi attesi in termini di performance della rete elettrica, in ottica di medio-lungo periodo, questi possono essere ricondotti principalmente a risoluzione delle criticità di rete, miglioramento della qualità del servizio, incremento della resilienza della rete e dell'efficienza energetica, e riduzione delle perdite di distribuzione.

Infine, i progetti basati sull'innovazione tecnologica, in particolar modo il progetto DS0 4.0 - Digital Network, rappresentano un chiaro segnale dell'accelerazione nel percorso di evoluzione tecnologico/industriale, al fine di consentire alla rete di distribuzione di svolgere un ruolo chiave nella transizione energetica in atto.

### 5.1. Prevenzione dei fenomeni di sovraccarico della rete

Nei paragrafi precedenti (si veda il paragrafo 3.1), si è evidenziato come la previsione dei carichi per i successivi anni, anche in un orizzonte di breve-medio termine, porterà potenzialmente al superamento delle soglie di sovraccaricabilità.

I processi definiti da E-Distribuzione, volti al monitoraggio ed alla previsione puntuale dei carichi, sono finalizzati alla pianificazione di una serie di interventi che hanno come obiettivo comune la prevenzione dell'insorgere dei fenomeni di criticità sulla rete, limitando e contenendo le cadute di tensione e lo sfruttamento degli impianti.

### 5.2. Miglioramento della qualità del servizio

Fin dall'avvio della regolazione della qualità del servizio, nel corso dei diversi cicli regolatori E- Distribuzione ha individuato, pianificato e realizzato investimenti sulla rete finalizzati al miglioramento degli indicatori di performance definiti da parte dell'ARERA. Nel contempo, sono state individuate ed introdotte modalità tecniche ed organizzative di gestione degli eventi sulle reti che hanno consentito, nel corso degli anni, di raggiungere gli obiettivi prescritti dalla regolazione e di ridurre le disomogeneità precedentemente riscontrabili nelle diverse aree del Paese.

In particolare, tale riduzione di disomogeneità è risultata più efficace nei riguardi delle procedure tecniche e gestionali per il guasto singolo, la cui durata media tende a raggiungere valori uniformi su tutto il territorio nazionale.

Il focus principale nell'arco di piano è, a questo punto, diretto soprattutto verso la riduzione del numero delle interruzioni ed il contenimento del loro effetto sui clienti finali, e contestualmente ad una decisa riduzione del gap tra le diverse aree territoriali, in termini di performance di qualità, in linea con i nuovi indirizzi regolatori di cui alla Delibera ARERA n.566/2019.

## 5.3. Efficienza energetica e riduzione delle perdite di distribuzione

La riduzione delle perdite di distribuzione è conseguenza sia degli investimenti operati sulle reti per altre finalità sia di investimenti rientranti in piani specifici.

Tra gli investimenti la cui finalità prevalente è diversa dalla riduzione delle perdite di distribuzione, ma che hanno un indubbio effetto sul contenimento delle perdite di rete, si citano:

- il potenziamento delle linee esistenti per adeguamento al carico o per contenimento delle cadute di tensione;
- gli interventi di infrastrutturazione primaria (realizzazione di nuove Cabine Primarie o Centri Satellite) con incremento del numero di linee e contestuale riduzione della lunghezza media delle linee afferenti al bacino di utenza;
- la realizzazione di nuove Cabine Secondarie con riduzione dell'estensione della rete BT;
- la sostituzione di linee aeree esistenti in conduttore nudo con linee in cavo aereo o interrato, oppure con linee comunque di maggior robustezza, aventi portata non inferiore a quella originaria.

Assolutamente rilevanti, ai fini del contenimento delle perdite di rete, sono anche le modalità di conduzione della rete; una opportuna gestione degli assetti in particolare sulla rete MT può consentire significative riduzioni dell'energia dissipata per effetto Joule nei conduttori.

I sistemi evoluti di monitoraggio della rete, la possibilità di gestione remota dei punti di manovra, i sofisticati sistemi di calcolo e simulazione dei dati elettrici on e off-line di cui E-Distribuzione dispone, sono in grado di supportare tale obiettivo.

I benefici ambientali attesi in futuro sono riconducibili principalmente ai progetti descritti nel par. 4.4.5 (“Interventi per lo sviluppo delle Smart Grid e Smart Cities”).

Da segnalare inoltre che, con decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28, i risparmi di energia realizzati attraverso interventi di efficientamento delle reti elettriche e del gas naturale concorrono al raggiungimento degli obblighi di risparmio energetico in capo alle imprese di distribuzione (DM 20 luglio 2004 e DM 21 dicembre 2007; DM 28 dicembre 2012), senza dar diritto all'emissione di certificati bianchi (DL 3 marzo 2011, n.28).

È stato emesso dal MiSE in data 11.01.2017 il DM che regola gli obblighi di risparmio energetico delle imprese di distribuzione per gli anni 2017-2020. È in corso di emissione da parte del MITE il nuovo DM che regolerà gli obblighi di risparmio energetico delle imprese di distribuzione per gli anni 2021-2024.

**Allegato 1: Principali Progetti su rete AT**

(con importi a vita intera &gt; 500 k€)

Nr.	Descritta nel piano	Regione	Nome del progetto	Anno inizio	Anno Fine	Importo 2021 [k€]	Importo 2022 [k€]	Importo 2023 [k€]	Importo a vita intera [k€]
1		Liguria	San Colombano - Rifacimento Sezione MT	2021	2022	60	890	-	950
2		Liguria	Cavassolo - Nuovo CS	2014	2022	60	85	-	900
3		Liguria	LA PIANTA - Potenziamento CP	2020	2022	500	684	-	1200
4	X	Liguria	Antoniana - Nuova CP	2018	2023	900	1500	990	4200
5	X	Liguria	TORRIGLIA - Evoluzione CSAT in CP	2021	2024	32	800	500	2200
6		Liguria	GENOVA TERMICA - Rifacimento Sezione MT	2021	2023	40	950	910	1900
7		Liguria	TRASTA - Rifacimento Sezione MT	2021	2023	5	200	745	950
8		Piemonte	Pinasca - Potenziamento CP	2022	2022	-	300	-	300
9		Piemonte	Funghera - Potenziamento CP	2016	2023	5	350	610	1157
10		Piemonte	Grugliasco - Rifacimento Sezione MT	2018	2022	130	420	-	1140
11		Piemonte	Domodossola - Rifacimento Sezione MT	2018	2023	8	850	20	900
12		Piemonte	Spinetta - Potenziamento CP	2019	2023	340	480	1110	1950
13		Piemonte	Novara Est - nuova CP	2019	2023	320	1500	840	2900
14		Piemonte	Cuneo S.Giacomo - Potenziamento CP	2021	2023	15	850	100	965
15		Piemonte	Rivara - Potenziamento CP	2020	2023	80	770	100	956
16	X	Piemonte	Sparone - Nuova CP	2019	2023	20	1300	1100	2468
17	X	Piemonte	Lemie - Nuova CP	2021	2023	2	1190	708	1900
18	X	Piemonte	Borgaro - rifacimento impianto	2017	2022	480	720	-	2550
19	X	Piemonte	Fervento - Rifacimento CP	2017	2021	160	-	-	741
20	X	Piemonte	Cuneo Est - Nuova CP	2018	2021	350	-	-	2800
21	X	Piemonte	Caselle - Nuova CP	2018	2022	1182	790	-	2340
22	X	Piemonte	Cuneo Nord - nuova CP	2019	2023	90	1270	838	2350
23	X	Piemonte	CEBROSA - Nuova CP	2021	2023	280	1500	1120	2900
24		Piemonte	PARACCA - Potenziamento CP	2021	2023	150	800	650	1600
25		Piemonte	SCARMAGNO - Rifacimento CP	2021	2024	50	200	1200	2300
26		Piemonte	CARMAGNOLA - Rifacimento Sezione MT	2021	2023	50	850	50	950
27		Piemonte	SERRAVALLE - Rifacimento Sezione MT	2021	2023	440	920	140	1500
28		Sardegna	Villacidro - Potenziamento CP	2021	2023	10	90	1200	1300
29	X	Sardegna	Nurra 2 - Nuova CP	2017	2021	2510	-	-	2576
30	X	Sardegna	Assemini - Nuova CP	2019	2023	1200	1200	250	2728
31	X	Sardegna	Loiri Porto S.Paolo - Nuova CP	2019	2022	916	1700	-	2700
32	X	Sardegna	Selegas - Nuova CP	2020	2023	170	1000	1400	2580
33	X	Sardegna	Trinità d'Agultu - Nuova CP	2020	2024	160	1010	900	2273
34	X	Sardegna	Villaspeciosa - Nuova CP	2021	2025	200	100	1400	2600
35	X	Sardegna	Terramala - Nuova CP	2020	2024	80	1400	800	2507
36	X	Sardegna	Pula - Nuova CP	2020	2022	1247	750	-	2173
37	X	Sardegna	Oliaspeciosa - Nuova CP	2020	2024	200	90	1600	2448
38	X	Sardegna	Arcidano - Nuova CP	2023	2023	-	-	2300	2300

Nr.	Descritta nel piano	Regione	Nome del progetto	Anno inizio	Anno Fine	Importo 2021 [k€]	Importo 2022 [k€]	Importo 2023 [k€]	Importo a vita intera [k€]
39	X	Sardegna	Alghero Sud - Nuova CP	2020	2024	150	1450	980	<b>2580</b>
40	X	Sardegna	Villamassargia - Nuova CP	2021	2024	80	1520	800	<b>2500</b>
41	X	Sardegna	Posada - Nuova CP	2021	2024	100	1420	1000	<b>2620</b>
42	X	Sardegna	NULVI - Nuova CP	2021	2024	10	100	1000	<b>2500</b>
43		Sardegna	OLBIA - Ampliamento Sezione MT	2021	2022	110	450	-	<b>560</b>
44		Sardegna	TALORO 2 - Adeguamento CP	2022	2022	-	550	-	<b>550</b>
45		Friuli-Venezia Giulia	CP Maniago - rifacimento sezione MT	2012	2021	80	-	-	<b>849</b>
46		Friuli-Venezia Giulia	AZZIDA: Nuovo centro satellite	2021	2024	50	450	500	<b>1500</b>
47		Lombardia	CP Cedrate - Rifacimento MT	2015	2022	605	234	-	<b>1650</b>
48		Lombardia	CP Ardenno - Installazione 2° TR AT/MT	2016	2022	380	70	-	<b>2165</b>
49		Lombardia	Allacciamento Cliente AT GNUTTI - Urago d'Oglio	2017	2022	140	680	-	<b>835</b>
50	X	Lombardia	Nuova CP SEGRATE	2016	2021	890	-	-	<b>4859</b>
51	X	Lombardia	Nuova CP Dossi	2017	2022	445	180	-	<b>1290</b>
52	X	Lombardia	Nuova CP VULCANO CDS	2020	2024	400	1100	1000	<b>3600</b>
53	X	Lombardia	Nuova CP PONTE	2020	2023	250	2000	1735	<b>4300</b>
54		Lombardia	CP ACQUANEGRA - Installazione 2° TR	2020	2022	575	708	-	<b>1715</b>
55		Lombardia	BRESSANA-Rifacimento Sez. MT in nuovo fabbricato	2019	2022	430	264	-	<b>1072</b>
56		Lombardia	VIMODRONE-Rifacimento Sez. MT in nuovo fabbricato	2019	2022	270	140	-	<b>1131</b>
57		Lombardia	CP PIEVE E. - Installazione 3° TR AT/MT	2020	2022	695	1083	-	<b>1875</b>
58		Lombardia	CP CORSICO - Installazione 3° TR AT/MT	2021	2022	475	30	-	<b>505</b>
59		Lombardia	CP PV TORRETTA - Installaz. 3° TR AT/MT	2020	2023	630	625	525	<b>1855</b>
60		Lombardia	CP BRUSUGLIO - Rifac. sezione MT	2021	2023	305	410	300	<b>1015</b>
61		Lombardia	CP BAGNOLO MELLA - Rifac. sezione MT	2021	2023	30	795	150	<b>975</b>
62		Lombardia	CP CALEPPIO - Rifac. sezione MT	2021	2023	180	400	400	<b>980</b>
63		Lombardia	CP CAPONAGO- rifac. SEZ. MT	2021	2023	440	1000	450	<b>1890</b>
64		Lombardia	CP VITTUONE- rifac. SEZ. MT	2021	2023	15	1000	860	<b>1875</b>
65		Lombardia	CP PEGOCNAGA - Rifacimento/Ampliamento sez. MT	2021	2022	725	250	-	<b>975</b>
66		Lombardia	CP NOVEDRATE rifacimento sez.	2021	2023	10	500	390	<b>900</b>
67		Lombardia	CP SETTIMO - Installazione 3°TR + Sez. MT in fabbricato	2021	2023	725	900	250	<b>1875</b>
68		Veneto	CP BELLUNO: Rifacimento Reparto MT	2018	2021	70	-	-	<b>1036</b>
69		Veneto	CP SEDICO: Rifacimento Reparto MT	2018	2021	100	-	-	<b>1132</b>
70		Veneto	CP Zuel - rifacimento sezione MT	2018	2021	40	-	-	<b>1999</b>
71		Veneto	Allacciamento cliente AT NLMK	2017	2022	200	237	-	<b>600</b>
72		Veneto	CHIAMPO: rifacimento reparto MT	2021	2023	20	600	880	<b>1500</b>
73		Veneto	CP Arsiero - Adeguamento a 132 kV	2015	2021	430	-	-	<b>1483</b>

Nr.	Descritta nel piano	Regione	Nome del progetto	Anno inizio	Anno Fine	Importo 2021 [k€]	Importo 2022 [k€]	Importo 2023 [k€]	Importo a vita intera [k€]
74		Veneto	S GIOBBE	2020	2022	500	950	-	1500
75		Veneto	QUERO	2020	2022	1200	103	-	1400
76	X	Veneto	Nuova CP VIGONOVO	2019	2023	1000	950	752	2950
77	X	Veneto	Nuova CP Castegnero	2013	2024	200	690	583	2126
78	X	Veneto	Nuova CP Jesolo Lido	2017	2022	900	450	-	2254
79	X	Veneto	Nuova CP Guarda	2018	2022	750	459	-	2206
80	X	Veneto	Nuova CP Vallese	2018	2022	300	1	-	1160
81	X	Veneto	Nuova CP FORONI	2020	2023	100	800	1589	2490
82	X	Veneto	Nuova CP PIOMBINO DESE	2020	2023	150	900	1260	2335
83		Veneto	SCHIO: Rifacimento reparto MT	2021	2023	100	1500	1600	3200
84	X	Emilia Romagna	Nuova CP Mesola	2020	2024	71	1310	1590	3000
85	X	Emilia Romagna	BERCETO Nuova CP	2020	2023	41	1110	1662	2827
86	X	Emilia Romagna	BOBBIO nuova CP ex.Boffalora	2020	2023	35	1200	1961	3200
87	X	Emilia Romagna	Nuova CP TORRILE	2018	2022	1394	106	-	2500
88	X	Emilia Romagna	Nuova CP Mancasale	2010	2022	1885	381	-	2702
89	X	Emilia Romagna	Nuova CP Fidenza Nord	2016	2023	186	915	992	2410
90	X	Emilia Romagna	CP Riccione Mare Rif. e sec. TR	2018	2023	45	1200	1436	3000
91	X	Emilia Romagna	Nuova CP Schiezza	2020	2023	51	560	1368	2000
92		Emilia Romagna	CARPI SUD - Nuova sez. MT x sep.TERNA	2020	2023	3	780	960	1800
93		Emilia Romagna	FELINO secondo TR.	2020	2023	200	265	87	600
94		Emilia Romagna	BOLOGNA NORD - Rifacimento MT	2014	2022	173	340	-	2646
95		Emilia Romagna	CP Ferrara Z.I. - rifacimento sezione MT	2015	2021	164	-	-	1314
96	X	Emilia Romagna	Nuova CP Bologna Maggiore	2010	2023	336	900	1403	3200
97		Emilia Romagna	CP Ferrara Z.I. - rifacimento sezione AT	2010	2021	129	-	-	1917
98		Emilia Romagna	IMOLA - Rifacimento reparto MT EG	2021	2023	293	718	300	1311
99		Toscana	3 TR CP Livorno La Rosa	2020	2023	264	1340	1171	2800
100		Toscana	Vaiano: ric sez. MT	2020	2021	256	-	-	808
101		Toscana	CP Rosia - nuovo raccordo AT e nuovo TR.	2018	2023	-	552	830	1400
102		Toscana	CP Varlungo - rifacimento sezione. AT	2012	2022	20	1110	-	1400
103		Toscana	CP Sesto Fiorentino rifacimento sez. AT	2018	2022	309	170	-	812
104		Toscana	CP Prato S. Paolo - rifacimento sezione MT	2019	2022	30	1571	-	1602
105	X	Toscana	Nuova CP Cinigiano	2020	2023	58	1900	1041	3000
106	X	Toscana	Nuova CP San Miniato	2021	2023	15	1900	1085	3000
107	X	Toscana	CAMAIORE: nuova CP	2022	2023	-	1900	1100	3000
108	X	Toscana	Nuova CP TORRITA	2020	2023	16	1250	1608	2900
109	X	Toscana	Nuova CP Università	2010	2023	300	1500	1010	2919
110	X	Lazio	Nuova CP Ronciglione	2020	2024	200	800	200	1450
111	X	Lazio	Nuova CP Olimpo	2021	2023	200	800	450	1450
112	X	Lazio	Nuova CP Fossignano	2020	2026	500	600	-	1300
113	X	Lazio	Nuova CP Fara	2020	2024	10	600	-	1200
114	X	Lazio	Nuova CP Orte	2021	2025	50	300	-	1200

Nr.	Descritta nel piano	Regione	Nome del progetto	Anno inizio	Anno Fine	Importo 2021 [k€]	Importo 2022 [k€]	Importo 2023 [k€]	Importo a vita intera [k€]
115	X	Lazio	Nuova CP Nettuno	2022	2024	-	200	-	1200
116		Lazio	CP Viterbo x 3°TR e Potenziamento Sez. MT	2017	2021	100	-	-	814
117		Lazio	Aggiunta TR CP Colonna	2021	2024	50	100	-	600
118		Sicilia	CP Collesano	2019	2021	500	-	-	1000
119		Sicilia	PON-CP Birgi	2019	2021	266	-	-	738
120		Sicilia	PROGETTO POR SICILIA - POR SIC -CP Barrafranca	2018	2022	340	50	-	618
121		Sicilia	PON-CP Ciminna	2019	2021	365	-	-	863
122		Sicilia	CP Naro - Installazione TR	2015	2021	10	-	-	848
123		Sicilia	PON-CP Santa Croce Camerina	2019	2021	282	-	-	634
124		Sicilia	CP Viagrande 2-3° Stallo AT + 3° TR	2010	2021	50	-	-	396
125		Sicilia	CP Guadalami - sostituzione 2 TR e quadro MT	2014	2021	100	-	-	2322
126		Sicilia	CP Catania Nord - rifacimento blindato AT	2015	2022	-	100	-	337
127		Sicilia	PON-CP Pantano d Arci	2019	2021	361	-	-	1155
128		Sicilia	PON-CP Priolo	2019	2021	295	-	-	424
129		Sicilia	PON-CP Santa Caterina	2019	2021	323	-	-	858
130		Sicilia	CP Augusta - sostituzione 2 TR	2021	2024	10	200	250	500
131		Sicilia	PON-CP Caltavuturo	2019	2021	172	-	-	781
132		Sicilia	PROGETTO POR SICILIA - POR SIC -CP Santa Ninfa	2019	2021	469	-	-	809
133		Sicilia	PON-CP Ribera	2019	2021	193	-	-	291
134		Sicilia	PON-CP Ragusa 3	2019	2021	472	-	-	1014
135		Sicilia	PON-CP Grottafumata	2019	2021	294	-	-	931
136		Sicilia	PON-CP Scordia	2019	2021	203	-	-	971
137		Sicilia	PON-CP Mussomeli	2019	2021	214	-	-	279
138		Sicilia	PROGETTO POR SICILIA - POR SIC -CP Francofonte	2019	2021	235	-	-	1059
139		Sicilia	PROGETTO POR SICILIA - POR SIC -CP Comiso	2019	2021	422	-	-	495
140		Sicilia	PON-CP Valguarnera	2019	2021	208	-	-	1052
141		Sicilia	PON-CP Agrigento	2019	2021	320	-	-	453
142		Sicilia	PROGETTO POR SICILIA - POR SIC -CP Guadalami	2019	2021	231	-	-	336
143	X	Sicilia	Nuova CP Saline Trapani	2015	2021	850	-	-	980
144	X	Sicilia	Nuova CP Filonero	2020	2023	300	200	300	818
145	X	Sicilia	Nuova CP Alia	2020	2021	500	-	-	1170
146	X	Sicilia	Nuova CP S. Giorgio	2016	2023	100	1000	400	1510
147		Sicilia	Aggiunta TR CP Ragusa 2	2021	2024	50	300	-	1800
148	X	Sicilia	Nuova CP Acireale	2015	2022	910	100	-	2118
149		Sicilia	Nuovo CSS Trecastagni	2021	2022	300	500	-	800
150	X	Sicilia	Nuova CP Avola	2021	2024	200	500	400	1300
151	X	Sicilia	Nuova CP Università Palermo	2021	2024	50	300	-	1200
152	X	Sicilia	Nuova CP S.P.Clarenza	2021	2024	50	300	-	1200

Nr.	Descritta nel piano	Regione	Nome del progetto	Anno inizio	Anno Fine	Importo 2021 [k€]	Importo 2022 [k€]	Importo 2023 [k€]	Importo a vita intera [k€]
153	X	Sicilia	nuova CP Sambuca	2021	2024	50	300	-	1200
154		Sicilia	Aggiunta TR CP S.Rita	2021	2022	200	240	-	440
155	X	Abruzzo	Nuova CP Fossacesia	2016	2021	1155	-	-	2836
156	X	Abruzzo	Nuova CP Basciano	2023	2023	-	-	3000	3000
157	X	Abruzzo	Realizzazione CP Santa Filomena	2021	2022	770	150	-	920
158	X	Abruzzo	Realizzazione CP Castilenti	2021	2023	60	1000	300	1360
159		Marche	CP Colmarino - passaggio a 20 kV	2016	2021	90	-	-	679
160		Marche	CP Porto S.Elpidio - passaggio a 20 kV	2016	2021	500	-	-	1148
161	X	Marche	Nuova CP Campofilone	2021	2023	600	690	1500	2790
162	X	Marche	Nuova CP Senigallia Ovest	2021	2024	40	200	1000	2740
163	X	Marche	Realizzazione CP Jesi Est	2021	2024	50	100	1500	3000
164	X	Marche	Realizzazione CP Villa Potenza	2021	2023	60	2000	740	2800
165		Puglia	CP Bari Sud: Ricostruzione completa	2016	2022	-	900	-	931
166		Puglia	CP Casarano - realizzazione 3° montante AT/MT	2019	2021	345	-	-	1380
167		Puglia	CP Casignano: Installazione TR Rosso	2016	2021	40	-	-	640
168		Puglia	CP Foggia Città - 3° TR e rifacimento quadri AT e MT	2017	2021	285	-	-	2323
169		Puglia	CP Lecce Sud - realizzazione 3° montante AT/MT	2015	2021	50	-	-	1254
170		Puglia	CP Lucera - Rifacimento quadro AT	2013	2021	80	-	-	1006
171		Puglia	CP Manfredonia Ind: Potenziamento seguito ENI	2017	2021	10	-	-	498
172		Puglia	CP Martina 60 - rifacimento quadro MT	2016	2021	200	-	-	1076
173		Puglia	CP Taranto Est: Ricostruzione quadro AT e TR	2020	2022	425	50	-	1897
174	X	Puglia	Nuova CP Bari San Giorgio	2015	2022	300	1400	-	1958
175	X	Puglia	Nuova CP Crispiano	2020	2023	155	2100	400	2735
176	X	Puglia	Nuova CP Foggia Nord	2020	2023	30	2500	1400	4070
177	x	Puglia	Nuova CP Foggia Onoranza	2016	2023	30	2300	500	2933
178	X	Puglia	Nuova CP Ostuni Mare	2021	2023	1000	500	1500	3000
179	x	Puglia	Nuova CP Polignano	2017	2022	750	2300	-	3332
180	X	Puglia	Nuova CP Presicce	2020	2023	225	2100	200	2605
181	X	Puglia	Nuova CP Ruggianello	2016	2021	50	-	-	3881
182	X	Puglia	Realizzazione CP Altamura Nord	2021	2025	45	500	1500	2745
183	X	Puglia	Realizzazione CP Bisceglie Sud	2021	2025	85	100	1500	2685
184		Basilicata	PON 2014-2020 CP Salandra..	2018	2021	150	-	-	627
185		Basilicata	PON 2014-2020 CP Scanzano	2019	2021	150	-	-	627
186		Basilicata	PON 2014-2020 CP Marsico Nuovo	2019	2021	170	-	-	643
187		Basilicata	PON 2014-2020 CP Senise	2020	2021	160	-	-	591
188		Basilicata	PON 2014-2020 CP Anzi	2019	2021	160	-	-	719
189		Basilicata	CP Potenza sost. QMT e Smartizz.	2020	2021	900	-	-	1110
190	X	Basilicata	Nuova CP Guardia	2020	2023	200	1000	1200	2635

Nr.	Descritta nel piano	Regione	Nome del progetto	Anno inizio	Anno Fine	Importo 2021 [k€]	Importo 2022 [k€]	Importo 2023 [k€]	Importo a vita intera [k€]
191		Basilicata	CS Palazzo S. Gervasio sost. Quadro MT	2020	2022	250	350	-	<b>606</b>
192	X	Calabria	Nuova CP Casalotto	2019	2021	125	-	-	<b>666</b>
193	X	Calabria	Nuova CP Vallefiorita	2021	2024	300	1000	400	<b>1800</b>
194		Calabria	PON 2014-2020 CP Chiaravalle	2021	2024	50	500	1200	<b>2750</b>
195		Calabria	PON 2014-2020 CP Serra San Bruno	2019	2021	626	-	-	<b>1423</b>
196		Calabria	CP Condera - Terzo TR	2019	2021	625	-	-	<b>1452</b>
197		Calabria	PON 2014-2020 CP Girifalco	2016	2021	100	-	-	<b>904</b>
198		Calabria	Progetto PON- terzo TR in CP Corigliano	2019	2021	602	-	-	<b>1221</b>
199		Calabria	Progetto PON- terzo TR in CP Villapiana	2019	2021	371	-	-	<b>1303</b>
200		Calabria	CP Rende - Terzo TR	2020	2021	560	-	-	<b>1258</b>
201		Calabria	Sostituzione TR R+V in CP Bruzzano	2016	2021	120	-	-	<b>957</b>
202		Calabria	Terzo TR in CP CROTONE	2021	2022	30	500	-	<b>530</b>
203		Calabria	Terzo TR in CP Lamezia Terme	2021	2022	30	500	-	<b>530</b>
204		Campania	CP Avellino N. - Install 4° TR AT	2021	2023	15	600	700	<b>1315</b>
205		Campania	CS Ischia - sostituzione quadro MT e TR	2016	2021	45	-	-	<b>655</b>
206	X	Campania	Progetto PON - nuova CP Pontelandolfo	2019	2021	1104	-	-	<b>2194</b>
207	X	Campania	Progetto PON - Nuova CP Molinara	2019	2021	1700	-	-	<b>3039</b>
208	X	Campania	Nuova CP Casapesenna	2021	2023	700	1300	1000	<b>3000</b>
209	X	Campania	Nuova CP Acerra	2021	2023	20	1500	1480	<b>3000</b>
210	X	Campania	Nuova CP Sorrento	2020	2023	500	1600	800	<b>2997</b>
211	X	Campania	Nuova CP Agnano	2021	2024	15	1200	1200	<b>3000</b>
212	X	Campania	Nuova CP Fluorigrotta 220	2021	2023	300	1300	1400	<b>3000</b>
213		Campania	CP Vico - Riclassamento a 150 kV	2020	2023	700	1000	800	<b>2555</b>
214		Campania	CP Secondigliano- rifacimento da incendio	2013	2021	70	-	-	<b>4010</b>
215		Campania	Progetto PON - CP Lacedonia - terzo TR	2019	2021	305	-	-	<b>1158</b>
216	X	Campania	Nuova CP Quarto	2020	2023	900	1100	1000	<b>3001</b>
217	X	Campania	Nuova CP Salerno Porto	2020	2023	30	1500	1470	<b>3003</b>
218		Campania	Progetto PON -CP Suio	2019	2021	1510	-	-	<b>2632</b>
219		Campania	CP Brusciiano - terzo TR per RFI	2017	2021	110	-	-	<b>3007</b>
220		Campania	Progetto PON - CS Aquilonia rifacimento QMT	2019	2021	340	-	-	<b>627</b>
221		Campania	CP Montefalcone - installazione terzo TR	2019	2021	310	-	-	<b>978</b>
222		Campania	CP Aversa - inst.3° TR AT/MT e sostituzione quadro MT	2016	2021	50	-	-	<b>1636</b>
223		Campania	Progetto PON - CP Colle S. - terzo TR	2018	2021	310	-	-	<b>1172</b>
224		Campania	CP Maddaloni - nuova sezione AT 220 kV	2010	2021	100	-	-	<b>1617</b>
225		Campania	CS Crescent nuova costruzione	2021	2023	10	590	300	<b>900</b>
226		Campania	CP Poggioireale nuovo stallo AT	2021	2022	50	800	-	<b>850</b>
227		Campania	Progetto PON -CP Campagna potenziamento TR	2019	2021	350	-	-	<b>1192</b>
228		Campania	SE Fratta	2019	2021	620	-	-	<b>720</b>
229		Campania	CP Foce V. - rifacimento Sez. AT	2020	2023	680	1000	1100	<b>2892</b>

Nr.	Descritta nel piano	Regione	Nome del progetto	Anno inizio	Anno Fine	Importo 2021 [k€]	Importo 2022 [k€]	Importo 2023 [k€]	Importo a vita intera [k€]
230		Campania	CP Doganella - allacciamento CeSMA	2018	2021	1896	-	-	2453
231		Campania	CP Casoria2 - terzo TR 220/20 kV per RFI	2017	2021	350	-	-	1872
232		Campania	Progetto PON - CP Calitri Potenziamento TR	2018	2021	280	-	-	973
233		Campania	Mercatello. Completamento riclassamento 150 kV	2021	2022	630	50	-	680
234		Campania	CP Giugliano - sostituzione Quadro MT	2020	2021	500	-	-	507
235		Campania	Astroni sostituzione sbarre AT 220 kV e TVC	2020	2023	-	500	600	1226
236		Campania	CP Salerno Nord - sostituzione Quadro MT 10 kV	2021	2022	800	200	-	1000
237		Campania	CP Agerola. Riclass. a 150 kV	2019	2021	110	-	-	559
238		Campania	CP S.Antimo - trasformazione 220/20 kV	2020	2023	100	1650	200	2487
239		Campania	CP Viggiano: Sostituzione TR RO e VE per ENI.	2020	2022	650	50	-	1034
240	X	Campania	Bagnoli nuova CP 220 kV	2021	2024	50	2500	2500	7500
241		Campania	CS De Curtis Adeguamento Quadro MT	2020	2021	230	-	-	619
242		Campania	CP Benevento Ind. TR	2021	2022	30	500	-	530
243		Campania	CS Giovi Rifacimento Quadro MT	2021	2021	750	-	-	750
244		Campania	CP Pozzuoli sost TR e rif. Sez AT	2020	2022	3515	1000	-	4917
245		Campania	CS Tagliamento ricostruzione Quadro MT	2020	2021	850	-	-	854
246		Campania	CP Matese II adeguamento Stazione	2021	2021	1400	-	-	1400
247		Campania	CP Montelungo adeguamento Stazione	2021	2021	818	-	-	818
248		Campania	CP Goleto completamento riclassamento	2021	2022	50	600	-	650
249		Campania	CP Cassano riclassamento a 150 kV	2020	2023	50	900	300	1264
250		Campania	CP Scafati Terzo TR e ampliamento QMT	2021	2022	500	300	-	800
251	X	Campania	CP Piazza Di Vittorio. Nuova costruzione	2021	2024	25	700	1300	3025
252		Campania	CP S. Valentino Terzo TR 220/20 kV	2021	2022	250	250	-	500
253	X	Campania	CP ASI Marigliano - nuova CP 220 kV	2022	2024	-	1000	1200	3000

**Allegato 2: Principali Progetti su rete MT**

(con importi a vita intera &gt; 500 k€)

Nr.	Regione	Nome del progetto	Anno inizio	Anno Fine	Importo 2021 [k€]	Importo 2022 [k€]	Importo 2023 [k€]	Importo a vita intera [k€]
1	Liguria	Feeder a nuovo easySAT Soviore	2021	2022	370	280	-	<b>650</b>
2	Piemonte	Nuova Uscente Roata Rossi (CP Cuneo Nord)	2021	2022	60	714	-	<b>784</b>
3	Piemonte	Nuova Uscente S.Pietro del Gallo (CP Cuneo Nord)	2021	2022	60	870	-	<b>930</b>
4	Piemonte	Nuova uscente MT S.P.G - CP Cuneo Nord	2021	2022	60	840	-	<b>900</b>
5	Piemonte	Nuova uscente MT CARAGLIO - CP Cuneo Nord	2021	2022	30	720	-	<b>750</b>
6	Sardegna	Interramento LN MT C.FALCONE ASINARA	2018	2022	700	400	-	<b>1533</b>
7	Sardegna	Nuovo cavo sottomarino Isola di Caprera	2021	2022	20	900	-	<b>920</b>
8	Sardegna	Feeder + Raccordi a easySAT Gonnosfanadiga	2019	2022	600	30	-	<b>664</b>
9	Sardegna	Feeder a nuovo easySAT Gonnese	2021	2022	400	210	-	<b>610</b>
10	Sardegna	Feeder a nuovo easySAT Calasetta	2021	2022	375	525	-	<b>900</b>
11	Sardegna	Feeder a nuovo easySAT S.Cristoforo	2021	2022	90	630	-	<b>720</b>
12	Sardegna	Nuova uscente MT S.OLIVARIU - CP Pula	2021	2022	300	230	-	<b>530</b>
13	Sardegna	Nuova uscente MT BACU CURZU - CP Terramala	2021	2023	20	350	470	<b>840</b>
14	Sardegna	Nuova uscente MT S.ISIDORO 2 - CP Terramala	2021	2023	20	200	330	<b>550</b>
15	Friuli-Venezia Giulia	EGINTS_LMT MUGGIA	2021	2023	30	420	200	<b>650</b>
16	Friuli-Venezia Giulia	EGINTS_LMT 27kV NOGHEREMUGGIA 1	2021	2024	30	390	400	<b>920</b>
17	Lombardia	Potenziamento MT da CP Marcheno	2015	2021	80	-	-	<b>1203</b>
18	Lombardia	Raccordi MT nuova CP MADONE	2018	2021	200	-	-	<b>477</b>
19	Lombardia	Aumento potenza Calvi Merate	2018	2021	50	-	-	<b>638</b>
20	Lombardia	GHEDI-COM.VI STORMO AUM.POT.	2018	2021	10	-	-	<b>528</b>
21	Lombardia	Aumento di potenza SAN GRATO SPA 7MW-Malonno	2018	2021	1150	-	-	<b>2062</b>
22	Lombardia	Cantiere Cepav2 - Lonato 8 MW (TBM) - Realizzazione nuova linea dedicata da CP Desenzano sbarra rossa.	2019	2021	50	-	-	<b>1369</b>
23	Lombardia	ARUBA SPA NF IN VIA TAGLIAMENTO - Nuova linea MT A35 CP Curno sbarra verde.	2018	2021	270	-	-	<b>2351</b>
24	Lombardia	VAILOG SRL 1300 kW - Occorre realizzare nuova uscita MT con posa cavo ARE4H5EX 12/20 (24) kV 240 mm <sup>2</sup>	2019	2021	450	-	-	<b>1160</b>
25	Lombardia	Raccordi CP Madone - Progetto Speciale DS	2020	2021	670	-	-	<b>1441</b>
26	Lombardia	EGNU Nuova LMT MONTE PAGANO	2021	2023	300	650	660	<b>1610</b>
27	Lombardia	EGNU NUOVA MT VILLALUNGA	2021	2022	300	450	-	<b>750</b>
28	Lombardia	New Linee MT E94E96 CP CONCESIO	2021	2023	272	850	400	<b>1522</b>
29	Veneto	Raccordi MT da CP Brentelle	2014	2021	50	-	-	<b>1934</b>
30	Veneto	Nuova linea MT Pegolotte alleg. Valli Brondolo, nuova CP AGNA (*)	2019	2021	30	-	-	<b>206</b>
31	Veneto	Nuova linea MT OLYMPIA per aumento potenza Funivie Tofane a 4.000 kW: 1 <sup>o</sup> Step in previsione Mondiali 2021	2018	2022	360	10	-	<b>3851</b>
32	Veneto	Adeguamento LMT Giavone al 20kV	2018	2021	1	-	-	<b>415</b>
33	Veneto	Allacciamento RFI NOVE (TV) - Nuova linea MT in cavo interrato	2018	2021	352	-	-	<b>642</b>

Nr.	Regione	Nome del progetto	Anno inizio	Anno Fine	Importo 2021 [k€]	Importo 2022 [k€]	Importo 2023 [k€]	Importo a vita intera [k€]
34	Veneto	NUOVA MT PER AUM.POTENZA NUOVA OMPI S.R.L.	2018	2021	80	-	-	818
35	Veneto	Nuove uscite CP Agna verso Brondolo	2020	2021	600	-	-	1835
36	Veneto	EGNU NLMT CP BRENTELLE verso Rubano	2021	2021	900	-	-	900
37	Veneto	EGIN Interramento LMT Vallesina Donada	2021	2021	500	-	-	500
38	Veneto	NUOVA CP VIGONOVO RACCORDI MT	2021	2023	304	500	800	1604
39	Veneto	EGNU Nuova LMT S. GIORGIO	2021	2022	20	750	-	770
40	Veneto	Raccordi nuova CP Vallese	2021	2022	205	440	-	645
41	Lazio	Nuove uscenti CP CASTELMASSIMO	2020	2022	-	495	-	500
42	Lazio	Nuove uscenti CP MARANOLA	2020	2022	15	550	-	568
43	Lazio	FEEDER CSS SCAURI	2019	2021	730	-	-	737
44	Lazio	feeder CSS APPIA	2020	2022	757	10	-	1045
45	Lazio	nuove uscenti CP Aprilia	2020	2021	376	-	-	667
46	Lazio	raccordi CSS Simea	2020	2021	650	-	-	740
47	Lazio	rifacimento feeder T.S.Lorenzo	2021	2021	800	-	-	800
48	Lazio	sostituzione cavi linea Trevignano	2020	2021	70	-	-	746
49	Lazio	nuove linee Domus e Paoletti	2020	2021	18	-	-	549
50	Lazio	sostituzione prima tratta linea Chiodaroli	2021	2021	545	-	-	545
51	Sicilia	Nuove Linee MT da CP Canicattì 2	2019	2022	30	500	-	532
52	Sicilia	Rifacimento prima tratta Linea OLIMPIA	2019	2021	651	-	-	673
53	Sicilia	Rifacimento prima tratta Linea Depuratore (*)	2019	2021	181	-	-	242
54	Sicilia	Rifacimento prima tratta Linea C.Rama	2019	2021	450	-	-	860
55	Sicilia	Rifacimento prima tratta Linea Bonanno	2019	2021	320	-	-	516
56	Sicilia	Rifacimento prima tratta Linea Grotte	2019	2021	350	-	-	668
57	Sicilia	Rifacimento Linea Scilla (*)	2019	2021	210	-	-	224
58	Sicilia	Rifacimento prima tratta Linea Piano Talvola	2019	2021	600	-	-	616
59	Sicilia	Raccordi CP Alia	2020	2021	830	-	-	890
60	Sicilia	sostituzione prima tratta linea POMARA	2020	2021	280	-	-	600
61	Sicilia	sostituzione prima tratta linea Fiumarella	2020	2022	500	193	-	700
62	Sicilia	sostituzione prima tratta linea Campobello	2020	2021	500	-	-	506
63	Sicilia	raccordi CP Acireale	2021	2021	970	-	-	970
64	Sicilia	nuove uscenti CP Caltagirone 2	2020	2022	650	100	-	753
65	Sicilia	raccordi CP Filonero	2021	2023	50	400	500	950
66	Basilicata	Sost cavo MT SAT.NORD da CP Potenza	2020	2021	390	-	-	525
67	Basilicata	POR 20142020 FESR CP MATERA LN CHIANCAL	2019	2021	300	-	-	515
68	Calabria	Nuova linea Torricella da CP Corigliano	2018	2021	500	-	-	533
69	Calabria	Nuova linea Arturi da CP Corigliano	2018	2021	700	-	-	1006
70	Calabria	Nuova In Schia da CP Corigliano	2018	2021	552	-	-	857
71	Calabria	Nuova linea da CP Villapiana Mise Pon	2018	2021	699	-	-	1286
72	Calabria	Nuova linea da CP Villapiana-Ln Lutri	2018	2021	400	-	-	926
73	Calabria	Nuova linea da CP Girifalco	2018	2021	500	-	-	746
74	Calabria	Nuova linea da CP Girifalco	2018	2021	805	-	-	1392

Nr.	Regione	Nome del progetto	Anno inizio	Anno Fine	Importo 2021 [k€]	Importo 2022 [k€]	Importo 2023 [k€]	Importo a vita intera [k€]
75	Calabria	Nuova linea Lavini da CP Girifalco	2018	2021	500	-	-	1450
76	Calabria	Nuova linea da CP Chiaravalle Mise Pon	2018	2021	550	-	-	1211
77	Calabria	Nuova linea da CP Serra S. Bruno Mise Po (*)	2018	2021	20	-	-	390
78	Calabria	Nuova linea da CP Serra S. Bruno Mise Po	2018	2021	250	-	-	1866
79	Calabria	Progetto DCO-Nuova linea Lenze	2020	2022	350	300	-	783
80	Calabria	Progetto DCO -Nuova linea Peep	2020	2022	100	600	-	716
81	Calabria	Progetto DCO -Nuova linea Cimitero Nica	2020	2021	680	-	-	821
82	Calabria	Sostituzione tratta Ln MT Carcara	2020	2021	620	-	-	842
83	Calabria	DCO-Sostituzione tratta Ln Dueci (*)	2020	2021	70	-	-	332
84	Calabria	Progetto DS0 4.0-Nuova uscita Roma	2020	2021	600	-	-	617
85	Calabria	Progetto DSO 4.0-Nuova uscita Domus (*)	2020	2021	345	-	-	401
86	Calabria	Nuova linea Vitalia da CP Rende	2020	2022	200	450	-	680
87	Calabria	DSO 4.0Nuova linea Green Park da CP Ren	2020	2022	60	540	-	629
88	Calabria	Nuova linea Vermicelli da CP Rende	2020	2022	100	450	-	564
89	Calabria	Interramento LMT Faini ed Acquappesa	2021	2021	550	-	-	550
90	Calabria	N. uscita Villa Olga dalla CP Strongoli	2021	2022	164	360	-	524
91	Calabria	Nuova uscita da CP Polistena	2017	2021	480	-	-	554
92	Calabria	DSO Nuova In Cantaffio da CP RC Condiera	2021	2022	50	700	-	750
93	Calabria	SOST CAVO DETERIORATO LINEA S.LUCIDO	2020	2021	245	-	-	565
94	Calabria	sost conduttore linea lauro	2021	2022	20	710	-	730
95	Calabria	Progetto DCO Nuova linea Ediltur	2020	2021	350	-	-	550
96	Calabria	EG Ln PizzoSost. tratte cavo interrato	2021	2021	750	-	-	750
97	Calabria	EGLn Litoranea Sostituzione tratta	2021	2022	121	400	-	521
98	Calabria	RICH TRA LMT CORTALE E LMT CURINGA	2021	2022	375	300	-	675
99	Calabria	TSV tra le linee Angitole e Cab 102	2021	2023	200	800	200	1200
100	Calabria	Nuova linea da CP Corigliano Mise Pon	2018	2021	52	-	-	504
101	Calabria	Nuova linea da CP Girifalco	2018	2021	805	-	-	1392
102	Calabria	Nuova linea da CP Chiaravalle Mise Pon	2018	2021	500	-	-	614
103	Calabria	Nuova linea da CP Chiaravalle Mise Pon	2018	2021	400	-	-	586
104	Calabria	Nuova linea da CP Serra S. Bruno Mise Po	2018	2021	250	-	-	1866
105	Campania	Raccordi MT CP Saint Gobain	2014	2021	157	-	-	3372
106	Campania	Raccordi MT CP Teano	2016	2022	426	1050	-	2135
107	Campania	78 Arenella- Berio- 56 Nacentro	2018	2021	150	-	-	1325
108	Campania	DSO 4.0 Linea RISPO 31585	2020	2022	300	400	-	847
109	Campania	Raccordi a 20 KV 'CP ACERRA' II step	2022	2023	-	600	600	1200
110	Campania	feeder per CSAT POMPEI	2018	2022	150	150	-	935
111	Campania	DSO 4.0 Linea 1TORRE 17578	2020	2022	100	400	-	504
112	Campania	RIASSETTO LINEE MT VERDI E MONTI	2017	2022	1300	500	-	2415
113	Campania	Uscite MT da CP Teano	2018	2022	150	1800	-	1964
114	Campania	DSO 4.0 LINEA MANULI D620-20738	2020	2021	537	-	-	544
115	Campania	Nuove linee MT da CP MOLINARA	2017	2021	2740	-	-	2757

Nr.	Regione	Nome del progetto	Anno inizio	Anno Fine	Importo 2021 [k€]	Importo 2022 [k€]	Importo 2023 [k€]	Importo a vita intera [k€]
116	Campania	DCO Nuove uscite da CP Benevento Ind	2018	2022	70	1420	-	<b>1505</b>
117	Campania	PROG PON MONTEFALCONE RIASSETTO STRETTAF	2017	2021	400	-	-	<b>1019</b>
118	Campania	LN VELCARTA Progetto DSO	2020	2022	240	200	-	<b>520</b>
119	Campania	Prog DSO ALIM CSAT S. BARBARA	2021	2022	302	300	-	<b>602</b>
120	Campania	Nuova Cabina Primaria CASAPESENNA	2021	2023	50	1750	1000	<b>2800</b>
121	Campania	Proseguo uscenti CP CASAPESENNA	2021	2023	50	1000	700	<b>1750</b>
122	Campania	4 Nuove uscenti da S.ANTIMO D6001375395	2021	2022	110	510	-	<b>620</b>
123	Campania	2 ALIMENT CP FuorigrottaC.Sat Morghe	2021	2022	600	265	-	<b>865</b>
124	Campania	EGRID 2 NUOVI ALIM. ASTRONITRAIANO	2021	2022	600	390	-	<b>990</b>
125	Campania	Coppia d'alimentatori nodale PANZA 2	2021	2022	564	570	-	<b>1134</b>
126	Campania	SOST TRATTI CAVI MT VIA PANSINI	2021	2022	270	235	-	<b>505</b>
127	Campania	DSO 2 Nuove coppie Alim PogCav.	2021	2021	600	-	-	<b>600</b>
128	Campania	3 nuovi alimentatori per C.SAT Tribunali	2021	2021	500	-	-	<b>500</b>
129	Campania	Eliminazione Sezionatore Zeccola	2021	2023	1	870	200	<b>1071</b>
130	Campania	Nuova SORRENTO150 D6001380619	2021	2022	325	255	-	<b>580</b>
131	Campania	Nuove uscenti da SORRENTO 150	2021	2023	200	1750	1000	<b>2950</b>
132	Campania	Quarto cavo ALENIA	2021	2022	500	650	-	<b>1150</b>
133	Campania	Prog. egrid 2 nuove uscenti SORRENTO150	2021	2023	50	1000	400	<b>1450</b>
134	Campania	ALIMENTATORI CERCOLA/S.SEBASTIANO	2021	2021	760	-	-	<b>760</b>
135	Campania	SOSTITUZIONE CAVO MT CARDUCCI	2021	2021	670	-	-	<b>670</b>
136	Campania	NUOVA LINEA AMEN DA CP VILLA LITERNO	2019	2021	630	-	-	<b>636</b>
137	Campania	NUOVA LINEA AMEN 2 EX PROLAV D62F190034	2021	2021	520	-	-	<b>520</b>
138	Campania	NUOVA LINEA OSPEDALE PINETA GR	2021	2021	720	-	-	<b>720</b>
139	Campania	NUOVA LINEA SOPHIA CANCELLO ARNONE	2021	2021	555	-	-	<b>555</b>
140	Campania	4 Nuove uscenti da S.ANTIMO D6001375395	2021	2023	50	1330	1000	<b>2380</b>
141	Campania	DCO Nuove uscite da CP Centola	2020	2023	90	1180	1000	<b>2307</b>
142	Campania	DCO Nuova usc. Macchione da CP Salento	2020	2023	70	910	200	<b>1202</b>
143	Campania	DCO RACCORDO SANZA ROFRANO	2020	2021	280	-	-	<b>671</b>
144	Campania	PROGETTO EGRID PROJECT LN FUORE	2020	2023	200	1430	500	<b>2132</b>
145	Campania	LINEA GAIANO	2020	2022	230	400	-	<b>660</b>
146	Campania	Nuova MT cp S.Valentino cs Acciara 2	2021	2022	155	400	-	<b>555</b>
147	Campania	Nuova MT cp S.Valentino cs Pendino	2021	2022	122	400	-	<b>522</b>
148	Campania	LN LAURA I° tratta in uscita CP Capaccio	2021	2022	100	930	-	<b>1030</b>
149	Campania	Rifacimen.LN MT Alim.1 Battipaglia 37457	2021	2022	200	410	-	<b>610</b>
150	Campania	DCO NUOVE USCITE CP ARIANO	2020	2022	50	850	-	<b>952</b>
151	Campania	LMT SERRE D ANN SOST NUDO CON ELICORD	2021	2022	50	455	-	<b>505</b>
152	Campania	PON 20142020 CP Lacedonia LMT SERRE D'A	2017	2021	500	-	-	<b>534</b>
153	Campania	PROGETTO PON RICH LN VALFORTORES.BARTOL	2017	2021	300	-	-	<b>507</b>
154	Campania	DSO 4.0 Linea FERRANTINA 10152	2020	2022	150	375	-	<b>538</b>
155	Campania	DSO 4.0 Linea 1TORRE 17578	2020	2022	100	400	-	<b>504</b>
156	Campania	DSO Rifac.1.Trat.L.1TORREGREC	2021	2022	125	450	-	<b>575</b>

# e-distribuzione

Nr.	Regione	Nome del progetto	Anno inizio	Anno Fine	Importo 2021 [k€]	Importo 2022 [k€]	Importo 2023 [k€]	Importo a vita intera [k€]
157	Campania	Nv IN MOLINARA da c.s. San Marc	2021	2022	2	600	-	<b>602</b>

(\*) il preventivo di spesa è stato aggiornato a seguito di elaborazione del preventivo esecutivo

**Allegato 3: Principali Progetti di innovazione tecnologica**

Nome progetto		Inizio	Fine	Importo a vita intera (M€)
DSO 4.0 – Digital Network		2019	2023	<b>660</b>
E - GRID		2020	2024	<b>2780</b>
Evoluzioni sistemi e rete di controllo		< 2018	> 2021	<b>30,5</b>
Installazione Apparati di telecontrollo TPT2000/TPT2020		< 2016	> 2023	<b>81</b>
Interventi per lo sviluppo delle Smart Grid	Evoluzioni dell'unità periferica UP per telecontrollo delle Cabine Secondarie	2019	2021	<b>0,6</b>
	Tecnologia per efficienza energetica (progetto Smart info ed EMS)	< 2014	> 2023	<b>7</b>
	Progetto Puglia Active Network – NER 300	2015	2019 (2024 considerando 5 anni di operatività di progetto)	<b>154</b> (+ 16 M€ di costi operativi)
	PON I&C	2018	2021	<b>137</b>
	POR Sicilia	2019	2022	<b>43</b>
	POR Basilicata	2019	2022	<b>14</b>
	POR Puglia	2020	2023	<b>25</b>
	RAFAEL	2018	2021	<b>0,17</b>
	ISMI	2019	2022	<b>2,4</b>
	ComESTo	2018	2022	<b>0,7</b>
	Replicate	2016	2019 (2021 considerando 2 anni di operatività di progetto)	<b>2</b>
	EUsysflex	2017	2021	<b>1</b>
	Progetto Osservabilità (DCO 322/2019)	2020	2024	<b>130</b>
	Progetto NEWMAN	2019	2022	<b>16,1</b>
Router 4G per telegestione 2G		2019	2021	<b>20</b>
LVM PUSH2CLOUD		2019	2024	<b>10</b>

## Allegato 4: Principali Progetti a supporto delle infrastrutture

Nome Progetto	Inizio	Fine	Importo a vita intera (M€)
Investimenti in Information and Communication Technology	Digitaly Program	2017	2022
	Smart Meter	2017	2023
	E-Co Sistema commerciale E-Distribuzione	2019	2022
	MultiCO	2020	2023
Mezzi speciali	< 2021	2023	155,0

**Allegato 5: Adeguamenti di impianti AT di E-Distribuzione richiesti da Terna**

Denominazione intervento PDS Terna	Impianto E-Distribuzione	Descrizione intervento E-Distribuzione
Riassetto rete AT penisola Sorrentina	Lettere	Realizzazione nuovo stallo AT
Riassetto rete AT penisola Sorrentina	Vico Equense	Sostituzione n° 2 TR 40 MVA, installazione n°2 moduli ibridi Y2 150 kV e realizzazione nuovo sistema di sbarre AT
Riassetto rete AT penisola Sorrentina	Agerola	Realizzazione nuovo stallo linea AT
Riassetto rete AT penisola Sorrentina	Sorrento	Realizzazione nuovo stallo linea AT
Riassetto rete AT penisola Sorrentina	Castellammare	Realizzazione nuovo stallo linea AT
Riassetto rete AT Bologna	S. Donato	Realizzazione nuovo stallo linea AT
Riassetto rete AT Bologna	Castelmaggiore	Realizzazione nuovo stallo linea AT
Riassetto rete AT Bologna	Tre Madonne	Realizzazione nuovo stallo linea AT
Riassetto rete AT Bologna	Giardini Margherita	Realizzazione nuovo stallo linea AT
Riassetto rete AT Bologna	Bologna Nord	Realizzazione nuovo stallo linea AT
Riassetto RTN anello 132kV Rimini- Riccione	Riccione Mare	Realizzazione nuovo stallo linea AT
Rete AAT/AT medio Adriatico	Osimo	Realizzazione nuovo stallo linea AT
Potenziamento della rete AT tra Terni e Roma	S. Lucia	Realizzazione n. 2 nuovi stalli linea AT
Riassetto rete Roma Ovest - Roma Sud Ovest	Fiumicino	Realizzazione nuovo stallo linea AT
Riassetto rete Roma Ovest - Roma Sud Ovest	Porto	Realizzazione nuovo stallo linea AT
Elettrodotto 132 kV Magliano Alpi- Fossano e Scrocio Murazzo	Fossano	Realizzazione nuovo stallo linea AT
Elettrodotto 132 kV Lesegno – Ceva Cliente RIVA ACCIAIO	Ceva	Realizzazione nuovo stallo linea AT
Raccordo linee 132 kV T.919/T.920 "Rosone - TO Ovest" presso CP Balangero	Balangero	Realizzazione nuovo stallo linea AT
Elettrodotto 380 kV Paternò – Pantano - Priolo	Augusta 2	Realizzazione n.2 nuovi stalli AT
Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione rinnovabile in Sicilia	Mineo	Realizzazione nuovo stallo linea AT
Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione rinnovabile in Sicilia	Assoro	Realizzazione nuovo stallo linea AT
Elettrodotto 132 kV Elba - Continente	Colmata	Realizzazione nuovo stallo linea AT
Elettrodotto 132 kV Elba - Continente	Portoferraio	Realizzazione nuovo stallo linea AT
Riassetto rete area Livorno	Livorno Est	Realizzazione nuovo stallo linea AT
Rete metropolitana di Firenze	SL Greve	Realizzazione nuovo stallo linea AT
Anello 132 kV Riccione - Rimini	Gambettola	Realizzazione nuovo stallo linea AT

Denominazione intervento PDS Terna	Impianto E-Distribuzione	Descrizione intervento E-Distribuzione
Rete area Forlì/Cesena	Cesena Ovest	Realizzazione n. 2 nuovi stalli linea AT
Risoluzione antenne critiche	Conselice	Realizzazione nuovo stallo linea AT
Risoluzione antenne critiche	Voltana	Realizzazione nuovo stallo linea AT
Risoluzione antenne critiche	Ariano	Realizzazione nuovo stallo linea AT
Riassetto rete area metropolitana Firenze	Cascine	Realizzazione nuovo stallo linea AT
Diretrice 132 kV Pontremoli FS – Borgotaro FS – Berceto FS	Ozzano Taro	Realizzazione n.2 nuovi stalli linea AT
Alternativa Baronissi	Solofra	Realizzazione nuovo stallo linea AT
Elettrodotto 380 kV Paternò-Pantano-Priolo	Priolo	Realizzazione nuovo stallo linea AT
Stallo 132 kV per richiusura CP Varzi	Bobbio	Risoluzione antenne critiche
Nuovo collegamento 150 kV "CP Catania Est – CP Catania Nord"	Catania Est	Realizzazione nuovo stallo linea AT
Riassetto rete AT Napoli	Poggioreale	Realizzazione nuovo stallo AT
Elettrodotto 150 kV Goleto - Avellino N.", 528 P	Goleto	Completamento riclassamento
Elettrodotto 150 kV Goleto - Avellino N.", 528 P	Cassano	Completamento riclassamento
Raccordo alla linea "Livorno Marzocco - Rosignano" futura "Livorno Lodolo - Livorno RFI"	Livorno Lodolo	Adeguamento stallo AT
Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia	Lumezzane	Realizzazione nuovo stallo linea AT
Stazione 220 kV Polpet	Belluno	Realizzazione nuovo stallo linea AT
Seconda alimentazione C.P. Canaro	Canaro	Realizzazione nuovo stallo linea AT
Stazione 380 kV Volpago	Trevignano	Realizzazione nuovo stallo linea AT
Stazione 380 kV in Provincia di Treviso (Vedelago)	Fonte Alto	Realizzazione nuovo stallo linea AT
Nuovo elettrodotto 132 kV Vedelago - Castelfranco	Castelfranco	Realizzazione nuovo stallo linea AT
Stazione 220 kV Schio	Villaverla	Realizzazione nuovo stallo linea AT
Stazione 220 kV Schio	Cornedo	Realizzazione nuovo stallo linea AT
Risoluzione antenne critiche	Marostica	Realizzazione nuovo stallo linea AT
Risoluzione antenne critiche	Bassano	Realizzazione nuovo stallo linea AT

Denominazione intervento PDS Terna	Impianto E-Distribuzione	Descrizione intervento E-Distribuzione
Elettrodotto 380 kV Udine Ovest – Redipuglia	Udine Sud	Realizzazione nuovo stallo linea AT
Superamento dell'attuale derivazione rigida mediante la realizzazione di un secondo raccordo in cavo alla linea RTN 132 kV "Vellai - Fonte NK".	Costalunga	Realizzazione nuovo stallo linea AT
Superamento dell'attuale derivazione rigida mediante la realizzazione di un secondo raccordo in cavo alla linea RTN 132 kV "Molino - Arsiè".	Pedesalto	Realizzazione nuovo stallo linea AT
Potenziamento rete AT a Nord di Schio	Arsiero	Adeguamento parziale C.P. da 50 a 132 kV con realizzazione nuova sezione 132 kV

**Allegato 6: Consuntivi 2020 progetti AT ed MT**

Nr.	Regione	Nome del progetto	Importo 2020 [k€]	Concluso nel 2020
1	Liguria	Nuovo CS Cavassolo	4	
2	Liguria	Nuova CP Antoniana (SP)	360	
3	Piemonte	CP Moncalieri - Rifacimento Sezione MT	49	X
4	Piemonte	CP Serravalle - potenziamento per TAV	33	
5	Piemonte	Nuova CP Sparone-Locana	20	
6	Piemonte	Nuova CP Lemie	-	
7	Piemonte	CP Borgaro - rifacimento impianto	1334	
8	Piemonte	Rifacimento CP Fervento	264	
9	Piemonte	CP Funghera - potenziamento	60	
10	Piemonte	CP Pinasca - potenziamento	1	
11	Piemonte	Nuova CP Cuneo Est	970	
12	Sardegna	CP S.Gilla - rifacimento sezione MT	72	X
13	Sardegna	Nuova CP Assemini	77	
14	Sardegna	CP Olbia - nuovo stallo terzo TR	39	X
15	Sardegna	Nuova CP Nurra 2	49	
16	Friuli-Venezia Giulia	CP Maniago - rifacimento sezione MT	665	
17	Lombardia	Nuova CP Vulcano (MI)	223	
18	Lombardia	Nuova CP Dossi (BG)	380	
19	Lombardia	CP Cedrate - Rifacimento MT	510	
20	Lombardia	CP Acquanegra - Installazione 2° TR	432	
21	Lombardia	Nuova CP SEGRATE (MI)	9	
22	Lombardia	CP Ardenno - Installazione 2° TR AT/MT	534	
23	Lombardia	Raccordi MT CP Calvagese (2° lotto)	-	
24	Lombardia	Potenziamento MT da CP Marcheno	200	
25	Lombardia	Allacciamento Cliente AT GNUTTI - Urago d'Oglio (BS)	3	
26	Lombardia	Raccordi MT nuova CP MADONE	253	
27	Lombardia	Aumento potenza Calvi Merate	-	
28	Lombardia	Nuova Uscita MT392 da CP Pavia Ovest	-	
29	Lombardia	GHEDI-COM.VI STORMO AUM.POT.	24	
30	Lombardia	Aumento di potenza SAN GRATO SPA 7MW-Malonno	128	
31	Veneto	CP Arsiero - Adeguamento a 132 kV	428	
32	Veneto	Nuova CP Castegnero	3	
33	Veneto	CP ZUEL - rifacimento sezione MT	1959	
34	Veneto	Allacciamento cliente AT NLMK (VE)	110	
35	Veneto	Nuova CP Jesolo Lido	1501	
36	Veneto	Raccordi MT nuova CP Fusina	-	
37	Veneto	Raccordi MT da CP Brentelle	605	
38	Veneto	Nuova CP Guarda (ex Polesella)	997	
39	Veneto	Nuova CP Vallese	2	
40	Veneto	Nuova linea MT Pegolotte alleg. Valli Brondolo, nuova CP AGNA	76	
41	Veneto	C.T. LMT S. Pietro M. e coda Marassi.	205	X
42	Veneto	Nuova Linea MT per allacciamento IMMOBILUNA	54	X

Nr.	Regione	Nome del progetto	Importo 2020 [k€]	Concluso nel 2020
43	Veneto	Nuova linea MT OLYMPIA per aumento potenza Funivie Tofane a 4.000 kW: 1° Step in previsione Mondiali 2021	1079	
44	Veneto	Nuova linea MT da CP CAMPOLONGO a Padola per Funivie Alto Val Comelico	-	
45	Veneto	CHIAMPO: rifacimento reparto MT	-	
46	Veneto	CP SEDICO: Rifacimento Reparto MT	1031	
47	Veneto	CP BELLUNO: Rifacimento Reparto MT	966	
48	Veneto	Nuova CP VIGONOVO	245	
49	Veneto	Adeguamento LMT Giavone al 20kV	256	
50	Emilia Romagna	CP Ferrara Z.I. - rifacimento sezione AT	294	
51	Emilia Romagna	CP Maranello - Rifacimento sezione MT	7	
52	Emilia Romagna	Nuova CP Bologna Maggiore (ex Tanari)	8	
53	Emilia Romagna	Nuova CP Mancasale	58	
54	Emilia Romagna	BOLOGNA NORD - Rifacimento MT	725	
55	Emilia Romagna	Nuova CP Fidenza Nord	84	
56	Emilia Romagna	CP Schiezza - rifacimento sezione AT	21	
57	Emilia Romagna	CP Ferrara Z.I. - rifacimento sezione MT	72	
58	Emilia Romagna	CP Cesena Ovest - rifacimento sezione MT	66	
59	Emilia Romagna	CP Bologna Nord - rifacimento sezione AT	4	
60	Emilia Romagna	Nuova CP Bobbio (ex Boffalora)	4	
61	Emilia Romagna	CP Carpi Sud - rifacimento sezione MT	57	
62	Emilia Romagna	CP Riccione Mare – Installazione secondo TR	309	
63	Emilia Romagna	Nuova linea MT S.Agostino (Dafne dodici)	5	
64	Toscana	CP La Rosa - Ricostruzione sezione MT	23	
65	Toscana	Nuova CP Università	-	
66	Toscana	Nuova CP Ospedaletto	199	X
67	Toscana	Nuova CP Viareggio Nord	686	X
68	Toscana	CP Rosia - nuovo raccordo AT e nuovo TR.	19	
69	Toscana	CP Varlungo - rifacimento sezione. AT	90	
70	Toscana	CP Prato S.Paolo – rifacimento sezione MT	-	
71	Toscana	Raccordi MT da CP Ospedaletto	202	X
72	Lazio	Nuova CP Orte	-	
73	Lazio	Nuova CP Olimpo	12	
74	Lazio	CP S. Rita x 3°TR e Potenziamento Sez. MT	20	
75	Lazio	Nuova CP Ronciglione	25	
76	Lazio	Raccordi MT a nuovo Centro Satellite "Le Mole"	-	
77	Sicilia	CP Catania Nord - rifacimento blindato AT	10	
78	Sicilia	CP Villa Bellini - rifacimento quadro MT	187	X
79	Sicilia	CP Canicattì Potenziamento TR	630	X
80	Sicilia	CP Caltagirone – rifacimento quadro MT	216	X
81	Sicilia	CP Augusta - sostituzione 2 TR	-	
82	Sicilia	CP Guadalami - sostituzione 2 TR e quadro MT	174	
83	Sicilia	CP Naro - Installazione TR	104	
84	Sicilia	CP Viagrande 2 Ampliamento quadro MT	50	X

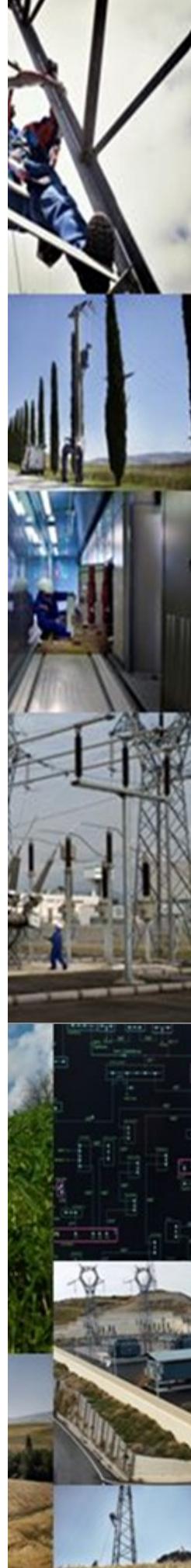
Nr.	Regione	Nome del progetto	Importo 2020 [k€]	Concluso nel 2020
85	Sicilia	Nuove Linee MT da CP Canicattì 2	-	
86	Sicilia	CP Matarocco - Installazione 3° TR	-	
87	Sicilia	CP Viagrande 2-3° Stallo AT + 3° TR	86	
88	Sicilia	Nuova CP Alia	327	
89	Sicilia	Nuova CP Acireale	49	
90	Sicilia	Nuova CP Saline Trapani	11	
91	Sicilia	Nuova CP S. Giorgio	2	
92	Sicilia	CP Catania Nord - Rifacimento quadro MT	-	
93	Sicilia	Nuova CP Filonero	-	
94	Sicilia	Nuova CP Partanna	148	X
95	Abruzzo	Nuova CP Fossacesia	594	
96	Abruzzo	Nuova CP Basciano	2	
97	Marche	Nuova CP Campofilone	-	
98	Marche	CP Colmarino - passaggio a 20 kV	399	
99	Marche	CP Porto S.Elpidio - passaggio a 20 kV	390	
100	Puglia	Nuova CP Ruggianello	-	
101	Puglia	CP Lucera - Rifacimento quadro AT	4	
102	Puglia	CP Taranto Est: Ricostruzione quadro AT e TR	1639	
103	Puglia	Nuova CP Bari San Giorgio	64	
104	Puglia	CP Lecce Sud - realizzazione 3° montante AT/MT	126	
105	Puglia	CP Casarano - realizzazione 3° montante AT/MT	332	
106	Puglia	CP Foggia Città - 3° TR e rifacimento quadri AT e MT	545	
107	Puglia	CP Campi Salentina: nuova sezione AT	346	X
108	Puglia	CP Gioia - realizzazione 3' sbarra AT/MT	29	X
109	Puglia	CP Martina 60 - rifacimento quadro MT	215	
110	Puglia	CP Casarano - rifacimento quadro MT	27	
111	Puglia	Nuova CP Santeramo	-	
112	Puglia	Nuova CP Foggia Onoranza	97	
113	Calabria	Raccordo MT Rifugio da CP Fiumefreddo	-	
114	Calabria	Nuovi raccordi MT da CP Villa S.G.	-	
115	Calabria	CP Cosenza - Terzo TR	285	X
116	Calabria	CP Rende - Terzo TR	310	
117	Calabria	Raccordi MT da CP Bagnara	98	X
118	Calabria	CP Condura - Terzo TR	168	
119	Campania	CP Agerola - rifacimento sezione AT	537	
120	Campania	CP Maddaloni - nuova sezione AT 220 kV	-	
121	Campania	CP Mercato SS Riclassamento a 150 kV	-	
122	Campania	CP Giugliano installazione 4° TR AT/MT	91	
123	Campania	Nuova CP Acerra	-	
124	Campania	CP Casoria2 - terzo TR 220/20 kV per RFI	670	
125	Campania	CP Fratta - allestimento TR e Quadro MT 20 kV	100	
126	Campania	CP Poggioreale nuovo stallo AT	-	
127	Campania	CP Brusciano - terzo TR per RFI	532	
128	Campania	CP Doganella - allacciamento CeSMA	57	

Nr.	Regione	Nome del progetto	Importo 2020 [k€]	Concluso nel 2020
129	Campania	CP Montefalcone - installazione terzo TR	256	
130	Campania	Raccordi MT CP Saint Gobain	399	
131	Campania	Raccordi MT CP Gricignano	81	
132	Campania	Raccordi MT CP Teano	7	
133	Campania	CS Ischia - sostituzione quadro MT e TR	130	
134	Campania	Nuova CP Casapesenna	-	
135	Campania	CP Aversa - inst.3° TR AT/MT e sostituzione quadro MT	587	
136	Campania	CS S. Stefano sostituzione quadro MT	-	
137	Campania	CP S Valentino-qualità tens.60 kV-TR3 e4	731	X
138	Campania	CP Fuorigrotta - sostituzione Quadro MT	272	X

**e-distribuzione**

**Piano di Lavoro per  
l'incremento della  
Resilienza del sistema  
elettrico di  
E-Distribuzione  
2021-2023**

**Addendum  
al Piano di Sviluppo  
di E-Distribuzione**





## INDICE

<b>1. INTRODUZIONE .....</b>	<b>119</b>
<b>2. QUADRO NORMATIVO E REGOLATORIO .....</b>	<b>121</b>
<b>3. ANALISI DELLE CRITICITA' RELATIVE AL TEMA DELLA RESILIENZA .....</b>	<b>123</b>
3.1. Principali eventi critici verificatisi negli ultimi anni .....	123
3.2. Casi significativi .....	123
<b>4. LA RESILIENZA DEL SISTEMA ELETTRICO.....</b>	<b>135</b>
4.1. Calcolo della resilienza della rete aerea a fronte di eventi meteorologici eccezionali .....	135
4.2. I fattori di rischio.....	135
4.3. Il fenomeno della formazione del manicotto di ghiaccio .....	136
4.3.1. <i>Norme europee, norme italiane e il modello Pre.Ma.G.</i> .....	136
4.3.2. <i>La valutazione dei carichi di rottura dei conduttori per manicotto di ghiaccio</i> .....	137
4.3.3. <i>La valutazione dei tempi di ritorno delle Cabine Secondarie</i> .....	137
4.3.4. <i>La valutazione degli interventi sulle linee</i> .....	138
4.3.5. <i>Metodi per evitare danneggiamenti delle linee causati da formazioni di neve e ghiaccio</i> .....	138
4.3.5.1 Metodi passivi .....	139
4.3.5.2 Metodi chimico-fisici.....	140
4.3.5.3 Metodi elettrotermici .....	140
4.3.5.4 Metodi elettrodinamici.....	140
4.4. Interventi per incremento resilienza su linee già interessate da eventi eccezionali (ricostruzioni) .	140
4.5. Caduta piante fuori fascia .....	141
4.5.1. <i>La valutazione del tempo di ritorno e del rischio delle Cabine Secondarie</i> .....	141
4.5.2. <i>La valutazione degli interventi sulle linee</i> .....	142
4.6. Resilienza rete elettrica di distribuzione – minaccia ondata di calore: calcolo dell'indice di rischio	142
4.6.1. <i>Descrizione del fenomeno</i> .....	142
4.6.2. <i>Calcolo del rischio</i> .....	143
4.6.3. <i>Tempo di ritorno</i> .....	143
4.6.4. <i>Porzioni di rete vulnerabili</i> .....	143
4.6.5. <i>Probabilità di doppio guasto su un “festone”</i> .....	143
4.6.6. <i>Rischio</i> .....	144
<b>5. LEVE DI INTERVENTO E CRITERI TECNICI PER LA SELEZIONE DEGLI INTERVENTI.....</b>	<b>145</b>
5.1. Tipologie di intervento su linee aeree a fronte del rischio manicotto di ghiaccio/vento/caduta alberi ad alto fusto .....	145
5.2. Tipologie di intervento su linee in cavo sotterraneo a fronte del rischio ondate di calore .....	145
5.3. Criteri per la selezione degli interventi inseriti nel Piano di E-Distribuzione .....	145
5.3.1. <i>Fattore critico manicotto di ghiaccio</i> .....	146
5.3.2. <i>Fattore critico vento/caduta alberi ad alto fusto</i> .....	146

5.3.3. <i>Fattore critico ondate di calore .....</i>	146
<b>6. INTERVENTI IN RESILIENZA PROPOSTI NEL PERIODO 2021-23 .....</b>	<b>147</b>
6.1. Benefici per il sistema.....	147
6.2. Valutazione dei costi.....	147
6.3. Interventi completati nel 2020.....	148
6.4. Dettaglio interventi proposti per area territoriale .....	149
<b>7. SINTESI DEL PIANO PER GLI ANNI 2021-2023 .....</b>	<b>157</b>
<b>CONCLUSIONI.....</b>	<b>159</b>

## 1. INTRODUZIONE

L'incremento della frequenza e dell'intensità degli eventi metereologici estremi, quali nevicate intense, allagamenti, trombe d'aria o ondate di calore, è sempre al centro del dibattito internazionale, in primis a livello europeo. Nell'ottobre 2014, il Consiglio Europeo ha approvato il nuovo quadro strategico energia e clima (2030 Energy Strategy) che fissa gli obiettivi energetico-ambientali da conseguire nel decennio 2020-2030, con particolare riferimento al raggiungimento di un sistema energetico competitivo, sicuro e sostenibile, mediante la riduzione delle emissioni di gas serra che hanno impatto sulla frequenza e l'intensità degli eventi metereologici estremi.

Il successivo Clean Energy Package dell'Unione Europea approvato nel 2019, nel confermare gli obiettivi del quadro strategico energia e clima per il 2030, aggiorna la politica energetica comunitaria per facilitare la transizione dai combustibili fossili verso le energie rinnovabili, in linea con le decisioni assunte nel 2016 con l'accordo di Parigi in materia di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra.

Per quanto concerne nello specifico le reti elettriche di distribuzione, il Clean Energy Package auspica che il loro sviluppo avvenga seguendo dei piani trasparenti, mirati alla sicurezza del sistema e all'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili.

Più recentemente, la tematica della resilienza è stata trattata anche nel Green Deal presentato dalla Commissione Europea a dicembre 2019, nel quale si afferma che i cambiamenti climatici continueranno a creare problemi significativi in Europa nonostante gli sforzi di mitigazione prodigati. In questo senso, la Commissione Europea ritiene fondamentale intensificare gli sforzi in materia di resistenza ai cambiamenti climatici e per sviluppare la resilienza, la prevenzione e la preparazione del sistema elettrico.

In ambito nazionale, l'Italia ha predisposto e inviato alla Commissione Europea il proprio Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), nel quale si fa espresso riferimento all'aumento dell'intensità e della frequenza degli eventi metereologici estremi tra i rischi a cui sono soggette le infrastrutture energetiche, incluse le reti di distribuzione.

Occorre quindi adottare approcci innovativi affinché gli operatori possano continuare a garantire l'affidabilità del sistema elettrico anche alla luce delle mutate condizioni climatiche e dell'evoluzione tecnologica delle reti, evolvendo conseguentemente i criteri tradizionalmente applicati per la pianificazione e la gestione delle reti elettriche.

Se in passato, infatti, il sistema elettrico doveva garantire la continuità del servizio a fronte di eventi meteo meno intensi e maggiormente prevedibili in base alla stagionalità, negli ultimi anni gli operatori di rete si sono trovati a fronteggiare disservizi prolungati ed estesi, con un forte impatto su tutti i tipi di utenti della rete di distribuzione, siano essi clienti che prelevano energia, impianti di produzione o prosumer<sup>2</sup>.

Il concetto di "affidabilità del sistema elettrico" - ovvero la sua capacità di far fronte a guasti accidentali singoli (sicurezza n-1) senza violazioni dei limiti operativi di frequenza e tensione sulla rete elettrica - deve conseguentemente essere integrato includendo degli ulteriori fattori di rischio che verranno meglio dettagliati in seguito.

La rete elettrica dovrà pertanto essere resiliente, e quindi capace di resistere a forti sollecitazioni esterne - quali possono essere, appunto, gli eventi metereologici estremi - contenendo gli effetti di dette sollecitazioni sia in termini di numero di utenti coinvolti che in termini di tempi di ripristino.

---

<sup>2</sup> Un *prosumer* è un utente in grado di produrre e prelevare energia elettrica dalla rete sullo stesso punto di connessione.

In accordo con le Linee Guida pubblicate da E.DSO, la principale associazione che rappresenta i distributori di energia elettrica europei presso le istituzioni comunitarie, la capacità della rete elettrica di distribuzione di garantire la necessaria resilienza dipende una sua gestione conforme alle così dette “4 R”.

Più in dettaglio, le “4 R” prevedono una gestione della rete elettrica che consenta:

- Risk prevention (prevenzione dei rischi), mediante azioni in grado di minimizzare la probabilità di accadimento degli effetti negativi conseguenti ad eventi meteo estremi;
- Readiness (prontezza), mediante azioni per aumentare la capacità di previsione e monitoraggio della rete in condizioni metereologiche estreme, anche collaborando con altre imprese di pubblica utilità e con le istituzioni;
- Response (risposta), tramite la pianificazione, esecuzione e comunicazione delle attività sul campo. L’interazione con i cittadini risulta infatti cruciale ed è fondamentale per il buon esito delle azioni messe in atto dalle imprese distributrici;
- Recovery (ripristino), capacità della rete elettrica di distribuzione di tornare rapidamente in condizioni di funzionamento ordinarie, nei casi in cui l’evento meteo estremo abbia comunque determinato interruzioni del servizio nonostante tutte le misure di incremento della resilienza adottate.

## 2. QUADRO NORMATIVO E REGOLATORIO

Come detto, la sempre maggiore frequenza con cui si verificano gli eventi meteo estremi ha sollevato l'attenzione sul tema da parte del Legislatore, dei Regolatori e dell'opinione pubblica portando, quindi, all'introduzione di previsioni normative e regolatorie innovative in tema di incremento della resilienza delle reti elettriche.

Il Clean Energy Package approvato dall'Unione Europea nel 2019 - perseguiendo uno sviluppo delle reti elettriche basato su piani condivisi con gli organismi di regolazione nazionali - prevede investimenti in grado di assicurare la connessione di nuova capacità di generazione e nuovi punti di prelievo inclusi i punti di ricarica per i veicoli elettrici. Il successivo Green Deal anticipa una nuova e ancor più ambiziosa strategia europea in materia di adattamento ai cambiamenti climatici, riconoscendo che gli stessi continueranno a impattare significativamente in Europa, nonostante gli sforzi di mitigazione adottati. In questo senso, la Commissione Europea ritiene fondamentale intensificare gli sforzi in materia di resistenza ai cambiamenti climatici e per sviluppare la resilienza, la prevenzione e la preparazione del sistema. Per tali ragioni, nel documento si richiede che gli interventi atti a consentire l'adattamento ai cambiamenti climatici continuino a essere considerati prioritari nella programmazione degli investimenti pubblici e privati.

In Italia, il PNIEC prevede di *“costruire un sistema energetico resiliente che rimanga affidabile attraverso scenari climatici di breve e medio termine, e in grado di evolvere coerentemente anche negli scenari di lungo termine”*. Viene inoltre richiesta la valutazione, il monitoraggio e la verifica della resilienza del sistema energetico a valle della sua attuazione e implementazione.

Già nel 2015, l'Autorità di Regolazione dell'Energia, Reti e Ambiente (ARERA, già AEEGSI) ha adottato delle prime iniziative volte a incrementare la resilienza delle reti di distribuzione. Più in dettaglio, con l'Allegato A alla Deliberazione 646/2015/R/eel (Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, in vigore nel semiperiodo di regolazione 2016-2019, di seguito anche TIQE 2016-2019), l'ARERA ha introdotto, per la prima volta, l'obbligo per le imprese di distribuzione di predisporre e trasmettere alla stessa ARERA i propri piani di lavoro per l'incremento della resilienza della rete di distribuzione (di seguito anche piani resilienza).

A marzo 2017, l'ARERA ha pubblicato l'Allegato A alla Determinazione DIEU 7 marzo 2017 n.2/2017, contenente la prima versione delle “Linee guida per la presentazione dei Piani di lavoro per l'incremento della resilienza del sistema elettrico” (di seguito anche linee guida), finalizzate ad individuare una metodologia per l'individuazione degli interventi prioritari per affrontare il tema della tenuta della rete ad eventi meteo prolungati e estesi, e contenenti i criteri per l'analisi costi-benefici degli interventi stessi. Tali linee guida sono state adottate dal Regolatore tenendo conto delle osservazioni emerse dal Tavolo di Lavoro Resilienza - costituito su indicazione della stessa ARERA – coinvolgendo insieme a E- Distribuzione gli altri operatori delle reti di distribuzione, Terna, le Associazioni di settore e gli Istituti normatori e di ricerca.

In linea con le disposizioni regolatorie contenute nelle linee guida, E-Distribuzione ha inviato all'ARERA, il 31 marzo 2017, la prima edizione del proprio Piano Resilienza, riferita al biennio 2017-2018.

Nel 2018 - anche alla luce degli indirizzi forniti dal MiSE agli operatori per la prevenzione e gestione degli eventi meteo avversi - con la Deliberazione 31/2018/R/eel, ARERA ha aggiornato il TIQE 2016-2019, disponendo l'obbligo per le imprese di distribuzione di predisporre i propri piani resilienza con un orizzonte almeno triennale e di integrare tali piani in un'apposita sezione del proprio Piano di Sviluppo<sup>3</sup>, includendo oltre all'elenco degli interventi anche informazioni su: costi, tempi di realizzazione e benefici correlati. La pubblicazione del Piano da parte delle imprese di distribuzione con un contenuto di informazioni definito dal Regolatore – come previsto dalla suddetta Deliberazione 31/2018/R/eel - garantisce la trasparenza dei contenuti dei piani degli operatori e al tempo stesso rappresenta un forte incentivo reputazionale per le imprese stesse. A dicembre 2018, infine,

<sup>3</sup> Articolo 18, comma 3 del decreto legislativo 28/11.

l'ARERA ha pubblicato la Deliberazione 668/2018/R/eeel che (oltre ad aggiornare le linee guida e ad averle incluse nelle schede n.7 e n.8 del TIQE 2016-2019) definisce il meccanismo di incentivazione economica valido per gli interventi presenti nel Piano Resilienza, con anno di ultimazione previsto dal 2019. In particolare, il meccanismo incentivante definito dall'ARERA prevede premi per gli interventi a maggior rischio e con beneficio netto<sup>4</sup> positivo, qualora tali interventi siano completati nel semestre pianificato (in questo caso il premio è pari al 20% del beneficio netto) o nel semestre successivo a quello pianificato (nel qual caso il premio viene dimezzato). Inoltre, tutti gli interventi a maggior rischio (indipendentemente dal fatto che il beneficio netto sia positivo o negativo) sono soggetti a penali qualora vengano completati con un ritardo superiore a due semestri rispetto a quanto pianificato. Con tale Deliberazione, dunque, il Regolatore mira ad incentivare la rapida realizzazione degli interventi inclusi nei piani resilienza, a partire da quelli a maggior rischio.

La centralità del tema della resilienza è stata ulteriormente ribadita con la Deliberazione ARERA 126/2019/R/eeel, con la quale il Regolatore ha riconosciuto il forte impatto degli eventi meteo estremi occorsi nel biennio 2017-2018 e la conseguente necessità di completare il quadro regolatorio in materia di resilienza, adottando meccanismi incentivanti per la fase di ripristino del servizio a seguito di condizioni di emergenza.

Inoltre, come stabilito dall'ARERA nella Relazione A.I.R. alle Deliberazioni 25 gennaio 2018, 31/2018/R/eeel e 18 dicembre 2018, 668/2018/R/eeel - al fine di garantire la massima efficacia ed efficienza del sistema elettrico - le imprese distributrici sono chiamate a sviluppare il loro Piano di lavoro per il miglioramento della resilienza tenendo conto dei propri piani di sviluppo, in modo coordinato con Terna e le imprese distributrici interconnesse e sottese.

Infine, la Deliberazione 534/2019/R/eeel, oltre a definire i premi e le penali per gli interventi del Piano Resilienza ultimati nel 2019, ha introdotto nel TIQE 2016-2019 un tetto al premio conseguibile per singolo intervento pari al valore attuale netto dei costi effettivamente sostenuti per l'intervento stesso.

Le previsioni regolatorie fin qui esposte relative al semiperiodo 2016-2019 sono state interamente riconfermate per il successivo semiperiodo regolatorio 2020-2023, così come previsto dall'Allegato A alla Deliberazione 566/2019/R/eeel (Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, in vigore nel semiperiodo di regolazione 2020-2023, di seguito anche TIQE 2020-2023).

Infine, a novembre 2020 ARERA ha pubblicato le Delibere n. 431/2020/R/eeel e 432/2020/R/com che introducono misure straordinarie di sterilizzazione degli effetti dell'emergenza epidemiologica COVID-19 per gli aspetti di continuità, resilienza e qualità commerciale. In particolare, per quanto riguarda la resilienza, l'Autorità ha previsto un ulteriore semestre per tutti gli interventi «eleggibili» del Piano 2019-2021 al fine di consentire agli operatori il completamento degli stessi.

Il presente Piano Resilienza 2021-2023 è stato realizzato in conformità a tutte le prescrizioni normative e regolatorie in vigore, e mira a contenere il rischio di disalimentazione a fronte dei principali fattori critici che possono avere impatto sulla rete di E-Distribuzione: la formazione dei manicotti di ghiaccio sulla rete di media tensione (MT) in conduttori aerei nudi, le ondate di calore che possono causare doppi guasti simultanei sui cavi interrati e le forti raffiche di vento, spesso abbinate ad altri fattori critici (es: caduta d'alberi d'alto fusto, frane e smottamenti).

<sup>4</sup> Il beneficio netto è calcolato – per ogni intervento – come la differenza tra i benefici e i costi, calcolati secondo le modalità definite dalle schede n.7 e n.8 del TIQE.

### 3. ANALISI DELLE CRITICITA' RELATIVE AL TEMA DELLA RESILIENZA

L'intensificarsi degli eventi meteo estremi e distruttivi comporta un incremento nella frequenza e nella durata delle interruzioni dovute ad eventi incontrollabili ed indipendenti dalla diligenza dei gestori delle reti di distribuzione. Nondimeno, tali interruzioni sono particolarmente rilevanti per le diverse tipologie di utenze servite da E-Distribuzione. In particolare, negli ultimi anni le reti di E-Distribuzione sono state largamente impattate da forti precipitazioni nevose, accompagnate spesso da forte vento e mareggiate lungo le coste nei periodi invernali e da ondate di calore nei mesi estivi.

Per quanto riguarda gli eventi meteo dei mesi invernali, forti precipitazioni nevose, anche a quote medio-basse, possono comportare la formazione di manicotti di ghiaccio attorno ai conduttori delle linee aeree di distribuzione, provocando carichi meccanici di molto superiori alle caratteristiche progettuali previste dalla normativa tecnica, con conseguente rottura dei conduttori. Tale fenomeno si verifica soprattutto nel caso di formazione di neve umida (o neve collante o wet snow) abbinata a particolari condizioni di vento, temperatura e umidità. Sempre nei mesi invernali, si registra un notevole incremento dei guasti ai conduttori aerei causati da raffiche di vento di particolare intensità, paragonabili in taluni casi ad uragani di forza 4. Anche in questo caso è possibile la rottura dei conduttori, considerando che l'azione diretta del vento è spesso accompagnata da altri fattori critici, quali la caduta d'alberi ad alto fusto sulle linee aeree, ingenti precipitazioni, esondazioni e frane. Esemplare in tal senso è l'evento occorso nelle regioni del Triveneto nel corso del 2018, di cui si dirà nel successivo paragrafo.

Durante i mesi estivi, diventano sempre più frequenti e intense le ondate di calore, caratterizzate dal protrarsi di giornate con temperature medie molto elevate, con limitata escursione termica tra giorno e notte, precedute da periodi di siccità. Tali particolari condizioni di umidità e temperatura impediscono la dissipazione del calore dei cavi interrati, andando ad aumentare il rischio di guasti su tali tipologie di conduttori, maggiormente diffusi soprattutto nelle aree urbane.

Come già descritto nei paragrafi precedenti, tali eventi confermano gli effetti del cambiamento climatico in atto e la conseguente necessità di predisporre e realizzare piani di intervento consistenti per incrementare la resilienza del sistema elettrico nel suo complesso e, nel caso specifico, della rete di distribuzione.

#### 3.1. Principali eventi critici verificatisi negli ultimi anni

Nel corso degli ultimi anni, si sono verificati diversi eventi metereologici particolarmente avversi che hanno dato luogo a disalimentazioni estese e prolungate nel tempo su porzioni rilevanti della rete di distribuzione. Nei tre anni esaminati, E-Distribuzione ha attivato una task force di tecnici specializzati e impiegato mezzi speciali, dedicati al ripristino del servizio nelle aree geografiche interessate spesso in condizioni di viabilità proibitive.

A titolo illustrativo, di seguito si riporta una sintesi dei principali eventi rilevanti dovuti agli eventi meteorologici di carattere eccezionale che si sono manifestati nel periodo in esame.

#### 3.2. Casi significativi

##### Anno 2017

**Mese di gennaio:** intense nevicate, anche a bassa quota, hanno interessato il centro e il sud Italia, isole comprese; in particolare le regioni interessate sono state: Sardegna, Molise, Puglia, Basilicata, Marche, Sicilia e Abruzzo. La nevicata che ha coinvolto quest'ultima regione è stata tra le più intense registrate negli ultimi 100 anni, con 20 milioni di tonnellate di neve caduta al suolo, equivalenti a circa 1 metro di neve distribuita su tutto il territorio abruzzese. I fenomeni nevosi si sono ripetuti più volte nel corso del mese di gennaio e con durata di diversi giorni. Nel corso del mese si è inoltre verificata una scossa sismica che ha ulteriormente

aggravato l'operatività di ripristino degli impianti. Si sono registrati molteplici guasti originati in alta tensione e oltre 520 guasti su linee di media tensione, che hanno portato la disalimentazione di circa 220.000 clienti.



Gennaio 2017. Effetti della neve, del vento e del sisma sugli impianti e sulla viabilità

**Mese di giugno:** un vasto sistema temporalesco ha interessato le regioni del nord Italia, in particolare: Piemonte, Veneto e Friuli-Venezia Giulia. A fronte degli eventi suddetti si sono registrati complessivamente circa 103 guasti su linee di media tensione, con conseguente disalimentazione di circa 66.000 clienti.

**Mesi tra luglio e settembre:** è stata la seconda più calda della storia, comportando numerose ondate di calore con conseguente incremento del numero di guasti (singoli e doppi) sui cavi di media tensione. Nello stesso periodo dell'anno si sono verificati anche diverse intense perturbazioni atmosferiche accompagnate da trombe d'aria, prevalentemente nel centro nord. Tali eventi metereologici estremi hanno interessato principalmente le regioni: Sicilia, Toscana, Emilia e Romagna, Veneto e Friuli-Venezia Giulia. In particolare, si sono verificati circa 100 guasti su linee in media tensione, con un impatto su circa 265.000 clienti disalimentati.



Luglio-settembre 2017. Effetti del maltempo: allagamenti e caduta piante



Novembre 2017. Effetti del maltempo: nevicate, manicotti di ghiaccio e caduta piante

**Mese di novembre:** forte perturbazione atmosferica che ha determinato copiose nevicate nel centro Italia e piogge intense con allagamenti nella pianura emiliana, interessando la Toscana e l'Emilia-Romagna. A fronte di tali eventi meteo si sono registrati circa 100.000 clienti disalimentati e circa 130 guasti su linee in media tensione.

**Mese di dicembre:** forte perturbazione meteo caratterizzata da nevicate con fenomeno di gelicidio al suolo e venti forti. La presenza del ghiaccio al suolo ha reso difficoltosi gli spostamenti ed ha inoltre appesantito gli alberi provocandone la caduta e/o la rottura di rami. L'evento ha interessato principalmente il Piemonte, la Liguria e l'Emilia-Romagna. A fronte degli eventi suddetti si sono registrati circa 80.000 clienti disalimentati a fronte di 155 guasti su linee in media tensione.



Dicembre 2017. Effetti del maltempo: gelicidio, manicotti di ghiaccio e caduta piante

## Anno 2018

**Mese di gennaio:** intense perturbazioni meteo caratterizzate da forti venti di burrasca hanno interessato le regioni Sicilia e Calabria, provocando la caduta di numerosi alberi e/o la rottura di rami. A causa dei suddetti eventi si sono verificati 155 guasti su linee in media tensione che hanno fatto registrare un picco complessivo di 55.000 clienti disalimentati.



Gennaio 2018. Effetti del vento: caduta sostegni delle linee aeree e caduta piante (Sicilia)



Gennaio 2018. Effetti del vento: caduta tralicci delle linee aeree e caduta piante (Calabria)

Inoltre, nel corso del mese di gennaio si sono verificate abbondanti nevicate che hanno interessato le regioni del nord. In particolare, in Piemonte dove si sono verificati numerosi guasti sulle linee in media tensione, provocati dalle abbondanti nevicate.

**Mese di febbraio:** un'intensa perturbazione meteo, a partire dalle prime ore del giorno 2 febbraio, ha interessato, da sud-ovest, diffusamente, la Regione Emilia-Romagna e parzialmente la Toscana, portando precipitazioni principalmente concentrate sulle aree appenniniche centro orientali, dapprima piovose poi, a seguito di un ulteriore abbassamento delle temperature, nevose fino a quota di pianura nella giornata del 3 febbraio. A fronte di tali eventi meteo si è registrato un picco di circa 27.000 clienti disalimentati e circa 55 guasti su linee in media tensione.



**Febbraio 2018. Effetti delle nevicate: caduta sostegni, rottura conduttori delle linee aeree e caduta piante (Emilia-Romagna inizio di febbraio)**

Inoltre, nel corso del mese di febbraio, c'è stata l'irruzione dell'evento meteorologico denominato Burian, che ha comportato la dichiarazione di Allerta Nazionale, per il periodo 22 febbraio – 5 marzo. Tale evento metereologico ha comportato precipitazioni nevose diffuse su tutto il territorio nazionale, particolarmente abbondanti in Emilia-Romagna, Toscana, Liguria, Piemonte e Lazio.

**Mese di marzo:** a partire dalla notte del 22 marzo, un'intensa e copiosa nevicata accompagnata da forti venti ha coperto in poche ore la fascia appenninica delle Regioni Basilicata e Campania, provocando problemi alla circolazione stradale a causa della consistenza della coltre nevosa - che ha raggiunto i 60 cm di altezza – e della chiusura di alcune strade per la caduta di alberi appesantiti dalla neve e colpiti dal forte vento. A fronte di tali eventi meteo, si è registrato un picco di circa 50.000 clienti disalimentati e circa 70 guasti su linee in media tensione.



Marzo 2018. Effetti delle nevicate: caduta sostegni, rottura conduttori delle linee aeree e caduta piante  
(Basilicata)



Marzo 2018. Effetti delle nevicate: caduta rottura conduttori delle linee aeree, difficoltà logistiche  
(Campania)

**Mesi di luglio e agosto:** per effetto dell'arrivo dell'anticiclone presente sul Sahara, il 14 luglio è entrato negli annali quale una giornata di caldo eccezionale. In particolare, in tutta la penisola le temperature sono salite vertiginosamente, con picchi di oltre 40 gradi al Sud. Nel corso del mese di luglio si sono registrati circa 2.000 guasti su linee in media tensione in cavo interrato (circa 4 volte rispetto ai guasti che si registrano in condizioni di performance "standard" di rete).

**Mesi di ottobre e novembre:** negli ultimi giorni di ottobre e a inizio novembre si è registrato l'ingresso di un grosso fronte temporalesco che ha attraversato quasi tutta la penisola, caratterizzato da forti raffiche di vento - che hanno fatto registrare punte fino a 192 km/h. Le precipitazioni diffuse, che hanno colpito dapprima le regioni tirreniche (soprattutto Liguria, Toscana e Lazio), si sono poi spostate verso Piemonte, Lombardia, Veneto e Friuli-Venezia Giulia, dove hanno raggiunto intensità eccezionalmente fuori dalla norma nelle provincie di Vicenza, Belluno e Treviso. In particolare, a fronte degli eventi suddetti, nelle regioni Veneto e Friuli-Venezia Giulia si è registrato un picco di 260.000 clienti disalimentati, con 208 linee in media tensione con guasti, e inoltre con guasti sulla rete alta tensione di Terna, che hanno determinato la disalimentazione di 16 Cabine Primarie di E-Distribuzione.

# e-distribuzione



Ottobre/novembre 2018. Effetti del vento: caduta sostegni, rottura conduttori delle linee aeree, difficoltà logistiche (Toscana e Umbria)



Ottobre/novembre 2018. Effetti del vento: caduta sostegni, rottura conduttori delle linee aeree, difficoltà logistiche (Lombardia)



Ottobre/ novembre 2018. Effetti del vento: caduta tralicci, rottura conduttori delle linee aeree, difficoltà logistiche (Veneto – Friuli-Venezia Giulia)

**Mese di dicembre:** una perturbazione ha investito i settori interni della regione Marche con precipitazioni nevose diffuse. Le precipitazioni caratterizzate da neve bagnata hanno causato numerosi guasti alla rete elettrica, principalmente a causa del contatto dei conduttori con piante posizio- nate al di fuori delle fasce di rispetto, piegate dal peso della neve, o per la rottura dei conduttori provocata dal peso dei manicotti di ghiaccio. A fronte di tali eventi meteo, si è registrato un picco di circa 14.000 clienti disalimentati e circa 70 guasti su linee di media tensione.



Dicembre 2018. Effetti delle nevicate: caduta sostegni, rottura conduttori delle linee aeree e caduta piante (Marche)

Anno 2019

**Mese di gennaio:** dalla tarda serata del 24 gennaio un'intensa e copiosa nevicata, accompagnata da raffiche di vento forte, ha coperto in poche ore la fascia appenninica della Regione Basilicata, interessando, in modo particolare, la città di Potenza e l'area a nord limitrofa. La nevicata ha impattato sulla rete di alta e media tensione per la formazione di manicotti di ghiaccio sui conduttori, determinando circa 80 guasti su linee di media tensione, con picco di circa di 24.000 clienti BT disalimentati.



Gennaio 2019. Effetti delle nevicate: caduta sostegni, rottura conduttori delle linee aeree e caduta piante (Basilicata)

**Mese di febbraio:** a partire dalla tarda mattinata del 23 febbraio, le regioni Lazio e Sicilia, sono state interessate da venti forti di burrasca, intense piogge e mareggiate lungo le coste. Le forti raffiche di vento hanno determinato sollecitazioni sugli alberi posti fuori dalle fasce di rispetto e sui conduttori e sostegni delle linee aeree di media e bassa tensione provocandone, in alcuni casi, la rottura e la caduta al suolo, determinando circa 110 guasti su linee di media tensione, con picco di circa di 80.000 clienti BT disalimentati.



Febbraio 2019. Effetti del vento: caduta sostegni, rottura conduttori delle linee aeree e caduta piante (Lazio e Sicilia)

**Mese di maggio:** nelle giornate dal 4 al 6 maggio il territorio emiliano-romagnolo è stato investito dal transito di una veloce perturbazione che ha determinato un insieme di fenomeni meteorologici molto intensi, con venti di burrasca sulla costa e sulle pianure, precipitazioni elevate e delle nevicate abbondanti in Appennino con accumuli, seppure inferiori, anche a quote collinari, determinando circa 30 guasti su linee di media tensione, con picco di circa di 10.000 clienti BT disalimentati.



Maggio 2019. Effetti delle nevicate: caduta sostegni, rottura conduttori delle linee aeree e caduta piante (Emilia Romagna)

**Mese di agosto:** nel corso del mese di agosto le regioni Lombardia e Veneto, sono state interessate da fenomeni metereologici caratterizzati da vento forte, temporali e trombe d'aria. Le forti raffiche di vento hanno determinato sollecitazioni sugli alberi, posti fuori dalle fasce di rispetto, e sui conduttori e sostegni delle linee aeree di media e bassa tensione provocandone, in alcuni casi, la rottura e la caduta al suolo, determinando complessivamente 220 guasti su linee di media tensione, con picco complessivo di circa di 220.000 clienti BT disalimentati.



Agosto 2019. Effetti del vento: caduta sostegni, rottura conduttori delle linee aeree e caduta piante (Veneto)

**Mese di novembre:** nella mattinata del 12 novembre un'estesa perturbazione atmosferica ha colpito il sud della Puglia, provocando intense e copiose piogge accompagnate da forti venti. La perturbazione ha portato numerose cadute di alberi e allagamenti, che hanno causato più di 100 guasti su linee di media tensione e un picco di circa 44.000 clienti BT disalimentati, principalmente in provincia di Taranto.



Novembre 2019. Effetti del vento e allagamenti: caduta sostegni, rottura conduttori delle linee aeree e caduta piante (Puglia)

**Mese di novembre:** a partire dalla sera del 14 novembre una corrente di aria fredda, accompagnata da fenomeni diffusi di carattere nevoso e forte vento, ha attraversato in senso longitudinale l'area del Piemonte Occidentale, interessando in particolar modo la provincia di Cuneo ed estendendosi poi nel ponente ligure, nell'alessandrino e nel biellese. La provincia maggiormente colpita dal fenomeno atmosferico è stata infatti Cuneo. La punta di clienti disalimentati è stata circa pari a 56.000 clienti, con 196 linee di media tensione in guasto.



Novembre 2019. Effetti delle nevicate: caduta sostegni, rottura conduttori delle linee aeree e caduta piante (Piemonte)

**Mese di dicembre:** nella notte tra il 21 e il 22 dicembre, un intenso fronte perturbato, accompagnato da forti precipitazioni e venti da tesi a burrascosi con raffiche superiori ai 90 km/h, ha interessato la parte centrale della penisola, in particolar modo l'area delle regioni Toscana, Lazio e Campania, causando la caduta di alberi sulla infrastruttura elettrica di distribuzione e pregiudicando la viabilità in svariate zone. Le forti raffiche di vento hanno causato, sui centri operativi più impattati, un totale di circa 130.000 clienti BT disalimentati e circa 230 guasti su linee di media tensione.



Dicembre 2019. Effetti del vento: caduta sostegni, rottura conduttori delle linee aeree e caduta piante (Toscana)



Dicembre 2019. Effetti del vento: caduta sostegni, rottura conduttori delle linee aeree e caduta piante (Lazio)

## Anno 2020

Il 2020 è stato caratterizzato da fenomeni metereologici rilevanti, concentrati nel periodo estivo e nell'ultimo trimestre dell'anno.

**Mese di luglio:** nel mese di luglio frequenti e violente precipitazioni a carattere temporalesco hanno interessato le regioni del nord Italia, soprattutto Lombardia e Veneto. In Lombardia, i venti hanno toccato picchi di 130 km/h soprattutto nel bresciano e nel milanese, con importanti danni anche sugli impianti di E-Distribuzione. In tre momenti distinti, nel mese di luglio, nel solo Centro Operativo di Brescia si sono superati i 10.000 clienti contemporaneamente disalimentati.



Luglio 2020. Effetti di vento e precipitazioni (Lombardia)



Luglio 2020. Effetti di vento e precipitazioni (Veneto)

**Mese di agosto:** il mese di agosto ha visto manifestazioni frequenti di trombe d'aria soprattutto nelle regioni Veneto e Friuli-Venezia Giulia. Nel solo mese di agosto e nelle sole regioni citate, in sette momenti distinti sono stati dichiarati eventi emergenziali con numerose linee MT e BT in guasto.

**Mese di ottobre:** il mese di ottobre è stato caratterizzato dalla cosiddetta tempesta Alex. A partire dal pomeriggio del 2 ottobre 2020, un fronte temporalesco caratterizzato da forti raffiche di vento e precipitazioni diffuse ha interessato il nord Italia, colpendo dapprima il versante ligure, con successive estensioni al Piemonte e al nord della Lombardia. Il fenomeno è stato caratterizzato da una lunga fase di maltempo con piogge torrenziali ininterrotte. Il fronte temporalesco ha raggiunto la massima intensità tra la notte del 2 e 3 ottobre, colpendo soprattutto le provincie della Liguria (Imperia, Savona, Genova), Piemonte (Cuneo, Verbano-Cusio-Ossola, Vercelli, Biella) e Lombardia (Varese) con raffiche di vento oltre 90 km/h. I guasti sono stati dovuti

principalmente a frane, smottamenti e forti raffiche di vento. Il picco di clienti disalimentati nelle regioni interessate è stato pari a circa 120.000.



Ottobre 2020. Effetti della tempesta Alex (Piemonte)

**Mese di novembre:** il mese di novembre è stato caratterizzato da due eventi alluvionali, il primo in Sardegna, nel Comune di Bitti e il secondo in Calabria, nel Comune di Crotone. In entrambi i casi, le disalimentazioni elettriche sono state dovute ad allagamenti di Cabine Primarie e Secondarie.



Novembre 2020. Effetti delle alluvioni (Calabria e Sardegna)

**Mese di dicembre:** l'ultimo mese del 2020 è stato caratterizzato da numerosi eventi meteorologici particolarmente impattanti per la rete elettrica. Ad inizio mese, una perturbazione ha colpito l'intera penisola con forti precipitazioni di carattere nevoso al Nord (inizialmente in Piemonte poi Lombardia, Veneto, Friuli-Venezia Giulia ed Emilia Romagna). Nello stesso periodo, forti accumuli di pioggia hanno causato l'esondazione di diversi fiumi in centro Italia, mentre al sud i forti venti hanno causato disservizi elettrici in Puglia e Sicilia. Nell'ultima parte di dicembre una nuova perturbazione nevosa ha investito il nord, con disagi in Lombardia, Veneto e Friuli-Venezia Giulia. Solo in queste ultime tre regioni i clienti disalimentati hanno sfiorato complessivamente quota 100.000.



**Dicembre 2020. Effetti del maltempo in Lombardia, Friuli-Venezia Giulia ed Emilia Romagna**

## 4. LA RESILIENZA DEL SISTEMA ELETTRICO

La resilienza di un sistema è la sua capacità di resistere a sollecitazioni estreme e di ripristinare, nel più breve tempo possibile, la propria operatività. A tal fine, quindi, non soltanto la componentistica deve essere idonea a resistere a sollecitazioni anche superiori a quelle di normale progetto, ma anche il sistema elettrico nel suo complesso deve essere in grado di reagire rapidamente ai danni subiti e tornare operativo.

Pertanto, la resilienza dipende dalla robustezza intrinseca dei componenti e dalla struttura della rete, nonché dalla possibilità di effettuare manovre in telecontrollo per una pronta riconfigurazione della rete stessa.

### 4.1. Calcolo della resilienza della rete aerea a fronte di eventi meteorologici eccezionali

In linea con le indicazioni del TIQE, E-Distribuzione ha adottato il seguente approccio, applicabile a diversi tipi di fenomeni, che si basa su:

- calcolo della probabilità “P” di cedimento delle linee elettriche MT in una certa area (Regione, Ambito di concentrazione, o Comune);
- calcolo del danno “D” provocato dall’evento con probabilità P sulla fornitura di energia elettrica, valutando il numero dei clienti BT che restano disalimentati, e tenuto conto di tutte le possibili alimentazioni di soccorso disponibili, perché immuni alla sollecitazione, e di tutte le possibili manovre in telecomando per ripristinare il servizio, consentite dalla struttura della rete;
- calcolo dell’indice di rischio di disalimentazione “ $I_{RD}$ ” in una certa area in funzione della tipologia di evento severo considerato.

$$I_{RD} = P \cdot D$$

L’indice di resilienza della rete “ $I_{RE}$ ”, relativo agli eventi severi e persistenti, considerati per una certa area (Regione, Ambito, Comune), è l’inverso dell’indice di rischio  $I_{RD}$  sopra definito:

$$I_{RE} = \frac{1}{I_{RD}} = \frac{1}{P \cdot D}$$

### 4.2. I fattori di rischio

Gli eventi da considerare quando si analizza la resilienza di un sistema sono quelli che, pur essendo molto o relativamente poco frequenti, provocano disservizi molto estesi, sia per la vastità dei territori colpiti che per la durata dei disagi provocati. Con dizione anglosassone, tali eventi sono detti High Impact Low Probability (HILP).

Analizzando le principali cause di guasto per la rete elettrica si nota che quelle con maggiore impatto sono legate ad eventi meteorologici, nelle loro manifestazioni estreme:

- intense nevicate con formazione di neve o ghiaccio sui conduttori nudi delle linee aeree;
- tempeste di vento che possono impattare le linee aeree direttamente o indirettamente, a causa della caduta di piante di alto fusto sulle linee aeree o del distacco di rami di alberi, anche relativamente distanti dalle linee stesse;
- ondate di calore estreme, caratterizzate da temperature elevate per più giorni consecutivi associate a fenomeni di prolungata siccità che impediscono lo smaltimento del calore nelle linee interrate provocando guasti diffusi su cavi e relativi giunti;
- piogge molto intense in brevi tempi (le cosiddette “bombe d’acqua”) in grado di determinare allagamenti localizzati anche diffusi, o piogge prolungate in grado di provocare esondazioni fluviali, che possono determinare guasti nelle Cabine Secondarie della rete.

Mentre neve, vento e caduta piante impattano le linee aeree, le ondate di calore impattano le linee in cavo interrato.

E-Distribuzione ha determinato indici di rischio distinti per i fenomeni legati alle diverse possibili minacce, in quanto fenomeni meteorologici diversi richiedono analisi e modelli con approcci metodologici simili ma comunque differenziati e non confrontabili.

Dato il loro forte impatto sulle reti di E-Distribuzione, i fenomeni del manicotto di ghiaccio e delle ondate di calore erano alla base del Piano Resilienza 2018-2020; mentre a partire dal piano 2019-2021 sono stati introdotti anche interventi per la caduta piante.

## 4.3. Il fenomeno della formazione del manicotto di ghiaccio

Le nevicate intense costituiscono l'evento meteorologico più impattante sulla rete elettrica in quanto possono provocare formazione di manicotti di ghiaccio o neve sui conduttori delle linee aeree.

Questo fenomeno è legato a particolari condizioni metereologiche di precipitazione nevosa, di temperatura e di intensità del vento.

### 4.3.1. Norme europee, norme italiane e il modello Pre.Ma.G.

Da molti anni le norme per la progettazione delle linee aeree indicano criteri e modelli da utilizzare per prevedere le possibili sollecitazioni. La norma attualmente in vigore è la CEI EN 50341-1, che recepisce l'omonima norma europea e che propone un approccio affidabilistico-probablistico molto rigoroso e complesso, registrando un sostanziale salto di qualità rispetto alle precedenti norme vigenti in Italia (CEI 11-4 valide fino a tutto il 2016).

In questa norma i principi generali del progetto funzionale si basano sul concetto di "stato limite" utilizzato congiuntamente al metodo del "fattore parziale", in linea con gli "eurocodici" delle costruzioni civili. La norma introduce tre livelli di affidabilità (1, 2 e 3) corrispondenti a "periodi di ritorno", individuati su basi statistiche, della sollecitazione meteorologica pari a 50, 150 e 500 anni. La ripetitività nel tempo degli eventi meteorologici, si basa sulla distribuzione statistica di «Gumbel» per cui, facendo riferimento ad un "tempo di ritorno" di 50 anni, il rischio di superare il valore di riferimento è pari al 2% in ogni anno della distribuzione.

A questa norma è associato per ogni paese un allegato NNA (Aspetti Normativi Nazionali, codificati per l'Italia nella norma CEI EN 50341-2-13:2017) per specificare i valori dei carichi di ghiaccio, neve e vento da prevedere localmente per la progettazione delle linee. Questi nuovi valori, pur essendo generalmente superiori a quelli previsti dalle precedenti edizioni della normativa italiana, non tengono conto, tuttavia, dei più recenti eventi climatici estremi che si sono verificati in Italia negli ultimi 10-15 anni che hanno registrato formazioni di ghiaccio e neve, con sollecitazioni superiori a quelle indicate negli NNA.

Per tener conto di queste sollecitazioni eccezionali, in attesa di un riferimento ufficiale da parte della società Ricerca Sistema Energetico (RSE), si è fatto ricorso ad un modello di formazione del manicotto di ghiaccio basato su dati meteorologici più recenti e validato sulla base di esperienze di esercizio reali, documentate nelle schede di guasto della rete di media tensione (IGM).

Il nuovo modello è stato realizzato seguendo l'approccio metodologico statistico-sperimentale indicato dalle norme CEI 50451-1 ed in particolare nelle appendici B e D, che prescrivono che:

- i carichi di ghiaccio estremo possano essere ricavati da dati di carico massimo annuale di manicotto di ghiaccio registrati nel tempo, o che si possa calcolare il carico di ghiaccio massimo annuale con un modello di gelidio basato sull'analisi di dati meteorologici per un periodo di venti anni o più;
- una corretta taratura di un modello di gelidio deve prevedere almeno 5-10 eventi ben documentati.

Pertanto, il nuovo modello, detto Pre.Ma.G. (Previsione Manicotto di Ghiaccio), sviluppato in collaborazione con il CESI, si basa su ventuno anni di dati meteorologici (dal 1997 al 2017) ed è stato tarato con una decina di eventi reali in un arco temporale dal 2012 al 2017.

I dati meteorologici, disponibili per ogni Comune italiano con cadenza giornaliera, sono stati forniti da una società specializzata in elaborazione di dati e sono estrapolati a partire dalle registrazioni meteorologiche certificate di circa cento stazioni dell'Aeronautica militare e delle stazioni ENAV.

Si è assunto che i parametri meteorologici siano costanti all'interno del territorio comunale e possano essere associati a tutte le linee che attraversano tale territorio.

Sulla base di questi 21 anni di dati meteorologici, tramite il modello di gelicidio Pre.Ma.G. si sono calcolati per ogni Comune italiano i valori di ghiaccio massimo  $I_m$  di ogni anno di osservazione. Seguendo le indicazioni dell'appendice B alla norma CEI EN 50341-1, applicando la distribuzione statistica di Gumbel ai carichi di ghiaccio massimi di ogni anno  $I_m$ , si sono calcolati i carichi di ghiaccio di riferimento  $I_{50}$ , corrispondenti ad un tempo di ritorno di 50 anni.

I valori di carico di ghiaccio di riferimento ottenuti, essendo stati calcolati con gli stessi criteri che hanno condotto alla redazione degli NNA, possono essere considerati a questi equivalenti. In tal modo, i valori di riferimento ottenuti tramite il modello Pre.Ma.G. si affiancano ai valori resi disponibili dagli NNA, senza la presunzione di sostituirli, ma fornendo valori di riferimento alternativi e maggiormente in linea con gli eventi di guasto ultimamente registrati. Pertanto, entrambi i modelli (CEI e Pre.Ma.G.) sono stati elaborati in parallelo, a partire dai rispettivi carichi di ghiaccio di riferimento.

#### **4.3.2. La valutazione dei carichi di rottura dei conduttori per manicotto di ghiaccio**

Per analizzare la rete aerea, si sono considerate le principali tipologie di conduttori standard E-Distribuzione, caratterizzando i parametri tecnici di robustezza delle diverse tipologie di linee in esercizio.

Tramite un algoritmo si è calcolata la sollecitazione dovuta all'azione di ghiaccio e vento sui conduttori delle diverse tipologie di linee elettriche, verificandone il valore corrispondente al carico di rottura. Avendo come riferimento il carico di neve  $I_{50}$  (CEI EN 50341-2-13:2017 o Pre.Ma.G.) per ogni tipologia di conduttore, si è quindi determinato, per ogni Comune, ancora tramite la distribuzione di "Gumbel", quale sia il tempo di ritorno  $T_r$  dell'evento che porta al cedimento di una determinata tipologia di conduttore aereo. Questo valore è rappresentativo della probabilità dell'evento meteorologico in grado di provocare la rottura di un determinato tipo di conduttore.

Per analizzare la resilienza della rete, si è ipotizzato che, al raggiungimento del tempo di ritorno corrispondente al carico di rottura di una determinata tipologia di conduttore nel determinato Comune, si abbia la rottura di quel conduttore e quindi la completa indisponibilità dei rami di linea realizzati con quel tipo di conduttore in quel Comune e, comunque, l'indisponibilità di tutti i rami contraddistinti da periodi di ritorno inferiori.

In tal modo, si riesce ad associare ad ogni tratta di ogni ramo delle linee della rete un tempo di ritorno differenziato in base alla tipologia di conduttore ed al Comune in cui si trova il ramo di linea.

#### **4.3.3. La valutazione dei tempi di ritorno delle Cabine Secondarie**

Noti i tempi di ritorno dei diversi rami della rete, è stato sviluppato un algoritmo di calcolo in grado di analizzare la topologia della rete al fine di determinare quale sia il tempo di ritorno da associare alle Cabine Secondarie, ossia il tempo di ritorno corrispondente ad un evento critico tale da rendere inutilizzabili tutti i possibili percorsi di alimentazione della Cabina Secondaria verso nodi di alimentazione primari (punti di interconnessione con la rete di alta tensione).

Nell'effettuare questa analisi, sono state considerate tutte le possibili vie di alimentazione verso le diverse Cabine Primarie. In tal modo si considera anche la disponibilità di eventuali alimentazioni di soccorso. L'algoritmo effettua una visita del grafo della rete a partire dalle Cabine Primarie, per raggiungere tutte le Cabine Secondarie (di seguito anche CS) sottese. Ogni percorso è caratterizzato dal tempo di ritorno della

tratta meno resiliente. Dei diversi percorsi possibili per raggiungere ogni CS, quello con il maggior tempo di ritorno è quello più resiliente ed è quello che caratterizza il tempo di ritorno della CS<sup>5</sup>.

In generale, la probabilità di disalimentazione dei nodi di rete viene espressa come l'inverso del tempo di ritorno  $T_{R_{CPnode}}$  per il quale il cedimento delle tratte di linea afferenti ne comporterà la disalimentazione. In tal modo, ad ogni CS può essere associato un tempo di ritorno  $T_{R_{CS}}$  calcolato da E-Distribuzione, sulla base dei periodi di ritorno associati ai rami di tutti i possibili percorsi di alimentazione, considerando la rete AT infinitamente resiliente.

L'impatto/danno provocato dalla disalimentazione della CS è quantificato in termini di utenti BT sottesi alla cabina stessa ( $N_{UD\ CS}$ ).

L'indice di rischio di disalimentazione di una CS ( $I_{RD\ CS}$ ) è dato dal prodotto della probabilità dell'evento per il danno provocato:

$$I_{RD\ CS} = \frac{1}{T_{R\ CS}} \times N_{UD\ CS}$$

Resta pertanto definito, come da indicazioni di ARERA, l'indice di resilienza di ogni Cabina Secondaria, pari all'inverso dell'indice di rischio:

$$I_{RE\ CS} = \frac{1}{I_{RD\ CS}} = \frac{T_{R\ CS}}{N_{UD\ CS}}$$

#### 4.3.4. La valutazione degli interventi sulle linee

In base agli indici di rischio rilevati sulle Cabine Secondarie sottese ad ogni linea di media tensione, è possibile individuare degli indici di rischio da associare alle linee, al fine di stilare una classifica delle linee sulle quali intervenire prioritariamente<sup>6</sup>.

Stabilite le linee di intervento, un algoritmo consente di individuare quali tratte della rete sia necessario rendere più robuste, in base al modello di formazione del manicotto di ghiaccio prescelto, affinché si riduca il rischio di disalimentazione delle Cabine Secondarie della linea al di sotto di un valore prestabilito (ossia una soglia di rischio ritenuto accettabile).

Effettuato così il calcolo delle lunghezze complessive delle tratte di rete su cui intervenire, è possibile stimare i costi degli interventi necessari sui singoli rami della rete.

Inoltre, in base alle modifiche apportate alle tratte della rete con gli interventi previsti, l'algoritmo consente di calcolare l'indice di rischio post-intervento delle Cabine Secondarie interessate.

#### 4.3.5. Metodi per evitare danneggiamenti delle linee causati da formazioni di neve e ghiaccio

Per evitare i danneggiamenti delle linee causati da formazioni di neve e ghiaccio, vi sono diverse metodologie (di cui alcune già in corso di sperimentazione da parte di E-Distribuzione, ma comunque non su linee incluse nel presente Piano Resilienza), che possono essere raggruppate nelle seguenti tipologie principali:

- Metodi passivi;
- Metodi chimico-fisici;
- Metodi elettrotermici;
- Metodi elettrodinamici.

<sup>5</sup> La Cabina Secondaria dunque assume il minimo tempo di ritorno dei rami del percorso di alimentazione di massima resilienza.

<sup>6</sup> Per una linea o comunque una qualunque porzione di rete delimitata, un evento con tempo di ritorno  $T_{evento}$  è per ipotesi di intensità tale da provocare la rottura di tutte le tratte di rete con tempo di ritorno inferiore al tempo di ritorno  $T_{evento}$ , provocando in definitiva la disalimentazione di tutti i clienti delle CS con tempo di ritorno inferiore a  $T_{evento}$ . Quindi, il numero di clienti impattati cresce progressivamente al crescere del tempo di ritorno  $T_{evento}$  dell'evento critico considerato.

Inoltre, le diverse metodologie possono avere un approccio:

- “preventivo”, il cui fine è quello di impedire la formazione di manicotto di neve o ghiaccio sui conduttori;
- “curativo”, il cui fine è quello di limitare l’effetto o rimuovere le formazioni di ghiaccio o neve prima che queste possano pregiudicare l’integrità della linea.

Di seguito uno schema delle principali metodologie:

Tipologia	Metodologia	Approccio
Metodi passivi	Distanziatori di fase con funzione antirotazionale	Preventivo
	Dispositivi ad allungamento controllato	Curativo
	Dispositivi antirotazionali	Preventivo
Metodi chimico fisici	Vernici antighiaccio	Preventivo
	Trattamenti superficiali antighiaccio	Preventivo
	LC Spiral Rod/rivestimento ferro magnetico	Preventivo
Metodi elettrotermici	Riscaldamento conduttori per effetto Joule mediante incremento di correnti di linea	Preventivo/Curativo
Metodi elettrodinamici	Eliminazione ghiaccio già formato sui conduttori per effetto elettromeccanico di correnti transitorie impulsive	Curativo

Ulteriori metodi di rimozione meccanica dei manicotti di ghiaccio tramite martelli o aste percussori non sembrano ragionevolmente percorribili.

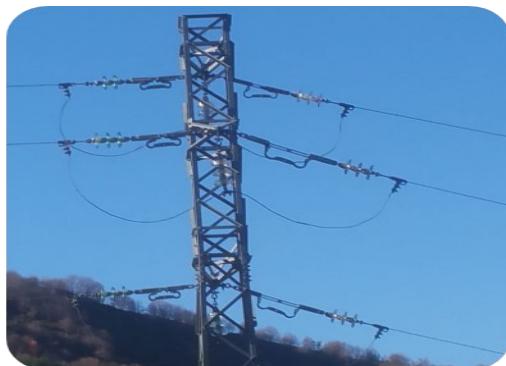
#### 4.3.5.1 Metodi passivi

Di seguito vengono descritti alcuni dispositivi per la realizzazione dei metodi passivi.

I dispositivi distanziatori di fase sono aste isolanti applicate lungo le campate in conduttore nudo cordato con il fine di evitare il contatto tra le fasi in caso di raffiche di vento, ma anche di evitare la rotazione del conduttore che favorirebbe<sup>7</sup> la formazione del manicotto di ghiaccio, in caso di precipitazione nevosa umida.



Distanziatori di fase (installazione)



Dispositivi ad allungamento controllato

E-Distribuzione ha già sperimentato i distanziatori di fase con successo nella prevenzione di guasti dovuti al sollevamento contemporaneo di stormi di uccelli, a colpi di vento, o a getti di acqua irrigui. È in corso la sperimentazione per verificarne l’efficacia anche contro la formazione dei manicotti di neve umida. Si precisa che tale sperimentazione non interessa le linee incluse nel presente Piano.

E-Distribuzione sta sperimentando anche dei dispositivi ad allungamento controllato, che sono applicati in corrispondenza degli amarri delle linee aeree in conduttori nudi. Essi, tramite una deformazione elastica, innescata dalla presenza di sovraccarichi sul conduttore, si allungano di qualche decimetro con l’effetto di ridurre il tiro cui è soggetto il conduttore prevenendone la rottura. In generale, questi dispositivi dimostrano

<sup>7</sup> La rotazione del conduttore sembra favorire la formazione del manicotto di ghiaccio, ma non vi è ancora piena evidenza sperimentale di ciò. Il fenomeno sarà studiato in particolare nelle stazioni climatologico-sperimentali che E-Distribuzione sta installando in tre Cabine Primarie nell’ambito di un accordo di collaborazione con RSE.

maggiore efficacia su campate in forte pendenza. La loro applicabilità sulle linee aeree è limitata dal fatto che non sono autoripristinanti.

#### 4.3.5.2 *Metodi chimico-fisici*

Questi metodi prevedono di verniciare o trattare le superfici dei conduttori al fine di elevare la temperatura del conduttore sopra il punto di congelamento, oppure di evitare che la neve possa attecchire sul metallo e formare i manicotti. I metodi con spiral rod richiedono alimentazioni aggiuntive in alta frequenza mentre i rivestimenti ferromagnetici incrementano le perdite di trasporto. I trattamenti superficiali o le verniciature devono essere effettuati necessariamente in fabbrica, risultano quindi di difficile applicabilità nel caso delle reti MT in servizio. Per quanto riguarda questi ultimi, la loro efficacia ed i materiali da utilizzare sono ancora allo studio da parte di RSE e Terna.

#### 4.3.5.3 *Metodi elettrotermici*

Questi metodi sfruttano il riscaldamento del conduttore per effetto Joule (perdite), causato dal passaggio stesso della corrente. Lo scopo è quello di mantenere la temperatura del conduttore ad un livello superiore a 0°C, in maniera tale che il fiocco di neve, toccando il conduttore, si scioglia.

Questo metodo ha una maggiore applicabilità sulle reti magliate di trasporto, sulle quali è meno complesso variare lo schema di rete e incrementare le correnti sulle linee a rischio per la formazione di ghiaccio, scaricando altre linee, a scapito delle perdite complessive.

Sulle reti MT, le correnti per prevenire la formazione del manicotto di ghiaccio sono superiori alle normali correnti di carico delle linee, ma ancora al di sotto del limite termico dei conduttori. Invece, le correnti per sciogliere manicotti di ghiaccio già formati superano quasi sempre la portata termica del conduttore e quindi la durata del processo di scioglimento del manicotto può diventare troppo lunga rispetto alla loro velocità di accrescimento.

Nelle reti MT, topologicamente magliate ma esercite in assetto radiale, non potendo modificare le correnti di carico se non sulle dorsali e in minima parte con manovre di riconfigurazione della rete, l'incremento delle correnti in funzione antighiaccio dovrebbe essere ottenuto con l'inserzione di correnti reattive, tramite l'inserimento di condensatori o reattanze lungo la rete, o di correnti continue, tramite raddrizzatori.

I costi e le complicazioni impiantistiche rendono tali metodi non applicabili su reti molto ramificate ed estese, quali quelle di distribuzione in media tensione.

#### 4.3.5.4 *Metodi elettrodinamici*

Questi metodi sfruttano l'azione di attrazione-repulsione impulsiva tra i conduttori, a seguito del passaggio di intense correnti transitorie, quali quelle tipiche di un cortocircuito, al fine di provocare il distacco del manicotto di ghiaccio.

Questa soluzione potrebbe essere tecnicamente fattibile, ma richiederebbe comunque l'installazione di dispositivi fissi lungo la rete e difficilmente i costi potrebbero compensare i benefici conseguibili sulla rete di distribuzione.

### 4.4. Interventi per incremento resilienza su linee già interessate da eventi eccezionali (ricostruzioni)

Il modello di formazione del manicotto di ghiaccio, elaborato da E-Distribuzione, consente di evidenziare la maggior parte delle criticità che interessano la rete di distribuzione.

Tuttavia, negli ultimi anni si sono registrati eventi di danneggiamento esteso della rete che non sono colti dai modelli di formazione del manicotto di ghiaccio, perché legati alla concomitanza di fattori non correlati strettamente al fenomeno della neve umida, ma, piuttosto, alla concomitanza di più cause, come, ad esempio,

gli eventi di forte ventosità, soprattutto in corrispondenza di filari di alberi lungo le aree costiere, o la caduta di neve fuori stagione su alberi caducifoglie ancora, o già, in fase vegetativa.

Tale integrazione è stata effettuata associando un tempo di ritorno convenzionale a tali eventi distruttivi pari a 20 anni, ovvero un tempo di ritorno corrispondente a un evento occorso nell'arco temporale dei vent'anni coperti dal modello<sup>8</sup>. Questo anche in base al principio tecnico generale per cui è comunque necessario intervenire su tutte le tipologie di conduttori aerei meno robuste, per quei tratti di linee già interessate da eventi eccezionali.

Ne consegue, quindi, che sono stati presi in considerazione anche interventi di ricostruzione, con incremento della resilienza, non direttamente derivanti dal modello matematico di formazione del manicotto di ghiaccio.

## 4.5. Caduta piante fuori fascia

La caduta piante è un altro evento critico impattante le linee aeree di distribuzione, indotto generalmente da forti tempeste di neve e/o forti raffiche di vento. Quindi, tra le società di distribuzione elettrica è sorta l'esigenza di individuare anche i rischi legati al fattore critico "caduta di alberi di alto fusto, al di fuori della fascia di rispetto". A tal proposito, un modello per la determinazione del rischio derivante da tale fattore critico è stato sviluppato con SET Distribuzione ed è stato condiviso con altre imprese di distribuzione, oltre che con ARERA nel corso del tavolo tecnico resilienza. Tale modello, in mancanza di un data set condiviso e consolidato di dati meteorologici, si basa su un'analisi delle reti a partire dagli effetti provocati in passato da eventi meteorologici in grado di provocare estesi fenomeni di caduta piante in aree boschive<sup>9</sup>.

Questa metodologia tiene pertanto conto solo della caduta alberi in vaste aree boschive (tralasciando la caduta localizzata di singoli alberi e tenendo conto solo degli episodi di caduta di piante che hanno creato più guasti contemporanei in ambito provinciale).

### 4.5.1. La valutazione del tempo di ritorno e del rischio delle Cabine Secondarie

Il metodo prevede di associare ad ogni Provincia un tasso di guasto chilometrico per caduta piante, differenziato per fascia altimetrica, in base alla suddivisione delle quote vegetative identificate da ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale).

Ogni ramo di linea è caratterizzato da una probabilità di cedimento per caduta piante. Tale probabilità è legata alla lunghezza del ramo ed al tasso di guasto in area boschiva, calcolato in base al conteggio di eventi significativi caratterizzati dalla presenza di guasti multipli<sup>10</sup>, imputati alla caduta piante nella rete MT in ognuna delle Province italiane.

Nota la probabilità di cedimento per caduta piante di ogni ramo di linea aerea MT in area boschiva, con il medesimo algoritmo del grafo di rete utilizzato per il rischio mancotto di neve/ghiaccio, si può analizzare il percorso di alimentazione standard da ciascuna Cabina Primaria a ogni Cabina Secondaria e calcolare la probabilità complessiva di perdita dell'alimentazione per caduta piante, come somma delle probabilità di cedimento dei rami nelle aree boschive attraversate. A questo punto si può determinare il Tempo di Ritorno da associare a ciascuna Cabina Secondaria ( $T_{R_{CS}}$ ) come inverso della probabilità con cui la CS risulta disalimentata per caduta piante. Infine, il rischio può essere calcolato come da indicazione ARERA:

$$I_{RD\ CS} = \frac{N_{UD\ CS}}{T_{R_{CS}}}$$

<sup>8</sup> In questi casi il rischio post-intervento è comunque calcolato in base al modello di formazione del mancotto di neve.

<sup>9</sup> Restano di fatto non coperti da questo modello i casi di caduta di alberi in zone non boschive, come ad esempio accade per i filari costieri di alberi di alto fusto o il trasporto di rami o oggetti a causa delle tempeste di vento.

<sup>10</sup> Si considerano "multipli" i guasti che sono correlabili in una finestra temporale di 8 ore.

## 4.5.2. La valutazione degli interventi sulle linee

Gli indici di rischio di ciascuna Cabina Secondaria sono poi utilizzati per individuare un indice di rischio da associare alla linea, al fine di stilare una classifica delle linee a maggior rischio.

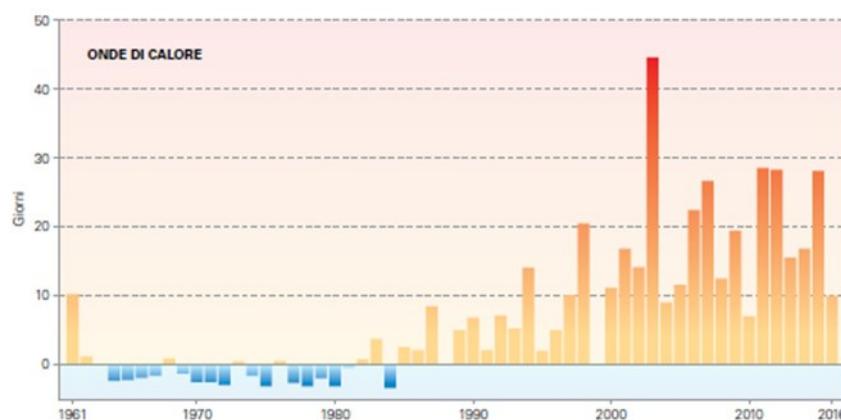
Stabilite le linee di intervento, un algoritmo consente di individuare i rami sui quali effettuare gli interventi per ridurre il rischio delle CS al di sotto di un valore prestabilito. Infine, si ottiene la stima del valore che assume l'indice di rischio post-intervento.

## 4.6. Resilienza rete elettrica di distribuzione – minaccia ondata di calore: calcolo dell'indice di rischio

### 4.6.1. Descrizione del fenomeno

Il cambiamento climatico dovuto al riscaldamento globale ha portato ad un aumento della frequenza e dell'intensità dei fenomeni meteorologici estremi, incluse le ondate di calore. Queste sono caratterizzate dal protrarsi di giornate con temperature massime elevate, precedute da periodi di siccità.

Come riportato nel grafico seguente, tratto dal rapporto “Gli indicatori del clima in Italia nel 2016” dello XII Stato dell'ambiente redatto da ISPRA/Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente, tali eventi meteo, correlati all'incremento medio delle temperature, hanno registrato un trend di crescita notevole negli ultimi 10 anni, rispetto al trentennio 1961-1990.



Serie delle anomalie medie annuali del numero di giorni con onde di calore (WSDI) in Italia rispetto al valore normale 1961-1990

L'incremento del tasso di guasto estivo sulle linee in cavo interrato, entro una certa misura, è da ritenersi fisiologico ed è fondamentalmente conseguenza del peggioramento dello scambio termico tra i componenti della linea ed il terreno circostante, con conseguente incremento della velocità di invecchiamento dei componenti.

Oltre all'incremento delle temperature per più giorni consecutivi, gioca un ruolo chiave anche la siccità poiché la disidratazione del suolo comporta una riduzione della trasmittanza termica del terreno. In queste condizioni le alte temperature ambientali possono arrivare a provocare l'inversione del flusso termico tra cavo interrato, terreno ed aria libera. Ciò è causa di un forte aumento della probabilità di formazione di hot spot nell'isolamento dei cavi e, soprattutto, dei giunti, che può portare al cedimento definitivo dell'isolamento.

In definitiva, in periodi di ondate di calore si registra un eccezionale incremento del tasso di guasto elettrico nelle reti in cavo interrato e quindi un rilevante aumento della probabilità che si manifestino sulle linee più guasti contemporaneamente. In particolare, quando si verificano guasti doppi sulle linee in cavo si compromette la continuità del servizio, garantita dal criterio standard di pianificazione della rete a fronte del guasto singolo

(criterio di sicurezza “n-1”), generalmente alla base degli schemi tipici delle reti MT in ambiti urbani, caratterizzati da opportuna ridondanza delle alimentazioni.

## 4.6.2. Calcolo del rischio

Il calcolo della resilienza delle reti MT rispetto all’evento critico “ondate di calore” è stato valutato coerentemente con quello relativo all’evento critico “neve/ghiaccio” proposto dal GdL Resilienza del CT CEI 8/28 e recepito da ARERA nella scheda n.8 del TIQE, nel tentativo di giungere a definire un indice di rischio unico ed univoco che renda confrontabili i diversi eventi critici.

In generale, l’indice di rischio (IRI) è calcolato a livello di Cabina Secondaria (CS) ed è pari al prodotto della probabilità di accadimento dell’evento meteo estremo, pari all’ inverso del tempo di ritorno (TR), moltiplicato per l’impatto, anche in questo caso misurato con il numero di clienti che rimangono disalimentati (NUD).

$$IRI = \frac{NUD}{TR}$$

## 4.6.3. Tempo di ritorno

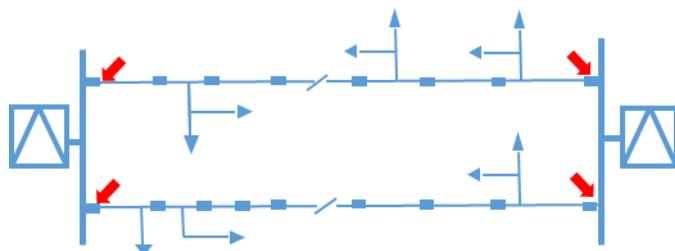
L’evento è individuato dalla combinazione di una successione di giorni con temperatura massima superiore ad una certa soglia  $T_{max}$  ed assenza di precipitazioni piovose, tale da provocare un notevole incremento del tasso di guasto nelle reti in cavo interrato.

Analizzando il database meteorologico è possibile determinare, per ogni Comune d’Italia, la frequenza delle ondate di calore, il cui inverso può essere assunto rappresentativo del tempo di ritorno dell’onda di calore.

## 4.6.4. Porzioni di rete vulnerabili

A differenza degli altri fattori critici (manicotti di ghiaccio, vento, caduta piante ad alto fusto fuori fascia, alluvioni ed allagamenti), in cui il cedimento dell’elemento di rete può essere valutato deterministicamente in base al superamento dei limiti progettuali o al verificarsi di determinati eventi critici, nel caso di ondate di calore il fenomeno dei guasti, pur essendo esaltato, può essere considerato sostanzialmente stocastico e quindi l’individuazione delle parti di rete con maggiore rischio di guasto non è predeterminabile.

Pertanto, al fine di determinare l’impatto dei guasti dovuti al fenomeno dell’onda di calore, non potendo individuare una correlazione diretta tra causa ed effetto, è necessario individuare le parti della rete dove l’insorgere stocastico di doppi guasti può provocare il massimo impatto. A tal fine, sono significative le porzioni di rete alimentate da nodi ad almeno 3 vie, i quali sono, per definizione, immuni anche ai doppi guasti. Queste porzioni di rete sono denominate “festoni” (vedi figura seguente).



L’impatto del doppio guasto è massimo se i guasti avvengono alle due estremità del “festone”, nel qual caso i clienti disalimentati sono tutti quelli alimentati dal “festone” stesso.

## 4.6.5. Probabilità di doppio guasto su un “festone”

In corrispondenza di un’onda di calore aumenta il numero di guasti e la loro frequenza. Analizzando una porzione di rete, è possibile calcolare il numero di guasti multipli e quindi la probabilità di doppi guasti nel “festone”.

# e-distribuzione

La porzione di rete da considerare corrisponderà, in funzione della numerosità dei dati sui guasti multipli disponibili, o alle linee comprendenti il festone in esame, o alla rete in cavo interrato del Comune che comprende il festone, o alla rete in cavo interrato della Provincia che comprende il festone.

La differenziazione di reti a diversi livelli di tensione è implicitamente tenuta in conto nel considerare i dati di guasto specifici delle porzioni di rete analizzate.

## 4.6.6. Rischio

L'indice di rischio di ciascun "festone" è dato dal prodotto tra la probabilità di doppio guasto ed il numero di clienti impattati per la frequenza dell'ondata di calore nel Comune considerato.

## 5. LEVE DI INTERVENTO E CRITERI TECNICI PER LA SELEZIONE DEGLI INTERVENTI

La resilienza è definita come la capacità di un sistema di resistere a sollecitazioni estreme e di ripristinare, nel più breve tempo possibile, la propria operatività; capacità evidentemente determinata dalla elasticità o capacità di recupero del sistema rispetto alla perturbazione. Partendo da tali presupposti, gli studi realizzati negli anni da E-Distribuzione, anche in collaborazione con CESI per il fattore critico manicotto di ghiaccio, hanno consentito di individuare alcune leve di intervento, descritte di seguito.

Tali leve sono state definite a partire dalla definizione dell'indice di rischio di disalimentazione in funzione della tipologia dell'evento in una certa area, di cui al par. 4.1, ovvero

$$I_{RD} = P \cdot D$$

### 5.1. Tipologie di intervento su linee aeree a fronte del rischio mancotto di ghiaccio/vento/caduta alberi ad alto fusto

Facendo riferimento alla suddetta definizione dell'indice di rischio, le leve di intervento individuate per incrementare la resilienza delle linee MT aeree, a fronte del rischio legato a mancotto di ghiaccio, tempeste di vento e/o caduta alberi ad alto fusto, sono:

- potenziamento meccanico delle linee elettriche in conduttore nudo, con aumento della cavizzazione, prevedendo la sostituzione del conduttore nudo con cavo aereo elicord, al fine di ridurre la probabilità "P" dell'evento. Laddove non è possibile la sola sostituzione del conduttore, si prevederà l'interramento di tali porzioni di linea;
- incremento della controalimentabilità della rete mediante la richiusura di derivazioni non rialimentabili, al fine di ridurre l'impatto, o danno "D" sui clienti alimentati dalla linea.

Per consentire la massimizzazione dei benefici degli interventi di incremento della controalimentabilità, i nuovi tratti di linea da prevedere devono essere telecontrollati.

### 5.2. Tipologie di intervento su linee in cavo sotterraneo a fronte del rischio ondate di calore

Facendo riferimento alla definizione dell'indice di rischio sopra riportata, la leva di intervento individuata per incrementare la resilienza di linee MT in cavo sotterraneo, a fronte del rischio legato a ondate di calore, è l'incremento della magliatura della rete mediante:

- la realizzazione di trasversali tra linee esistenti;
- nuove linee MT uscenti da Cabine Primarie che si collegano a linee esistenti.

Tali tipologie di intervento vanno a ridurre sia la probabilità "P" dell'evento che l'impatto/danno "D" sui clienti alimentati dalla linea come di seguito:

- l'incidenza sulla probabilità è legata al fatto che la nuova magliatura consente di spezzare il "festone" critico, riducendone i parametri caratteristici che ne determinano la criticità potenziale, ovvero la lunghezza e il numero di clienti alimentati;
- l'incidenza sull'impatto/danno è legata al fatto che, in caso di doppio guasto, l'intervento garantisce una via di controalimentazione aggiuntiva, riducendo significativamente il numero di clienti che subiscono la disalimentazione e riducendo altresì i tempi di ripresa del servizio per quelli rialimentati.

Si precisa che, per consentire la massimizzazione dei benefici degli interventi di incremento della magliatura, i nuovi tratti di linea da prevedere, sia trasversali che nuove uscenti, devono essere telecontrollati.

### 5.3. Criteri per la selezione degli interventi inseriti nel Piano di E-Distribuzione

La selezione degli interventi inseriti nel piano è stata effettuata da E-Distribuzione, per ciascuno dei fattori di rischio presi in considerazione (mancotto di ghiaccio, ondate di calore e caduta piante) per il periodo 2019 – 2021 secondo priorità e con i criteri di seguito descritti:

- diverso stato di avanzamento e maturità dei modelli disponibili per i diversi fattori di rischio;
- diverso grado di criticità attribuito da E-Distribuzione a ciascun fattore di rischio, in funzione delle caratteristiche della propria rete e degli eventi meteo eccezionali degli ultimi anni con il relativo impatto sulla rete in termini di danneggiamento meccanico e delle disalimentazioni causate ai clienti.

Come descritto di seguito, nella definizione del Piano per ciascun anno si è inoltre tenuto conto dei vincoli operativi e temporali, dovendo garantire sempre la rialimentazione di tutti i clienti.

Si fa presente che relativamente al Piano 2021-2023, E-Distribuzione ha valutato di non inserire nuovi interventi oltre a quelli già presentati nei piani precedenti. Tale scelta è motivata dalla necessità di concentrare le attività in corso, sul recupero dei ritardi nei tempi di esecuzione dovuti principalmente al periodo di inattività durante i mesi del lockdown. Inoltre, in alcune aree si è riscontrata una difficoltà legata all'iter autorizzativo per la realizzazione di alcuni interventi e da qui la necessità di ripianificare le tempistiche di esecuzione degli stessi.

### **5.3.1. Fattore critico manicotto di ghiaccio**

Il Piano è stato predisposto in continuità con gli interventi già pianificati per il periodo 2019-2021 nell'ambito del “Piano di lavoro per l'incremento della resilienza del sistema elettrico”, pubblicato a giugno 2019 sulla base delle disposizioni regolatorie in quel momento vigenti.

Tale piano conteneva, tra gli altri, interventi per l'incremento della resilienza su linee interessate dagli eventi meteo estremi negli anni passati, particolarmente concentrati nelle regioni Abruzzo, Marche, Emilia Romagna e Toscana.

Il presente Piano 2021-2023 contiene gli interventi già previsti nel Piano 2019-2021 avviati e non ancora conclusi

### **5.3.2. Fattore critico vento/caduta alberi ad alto fusto**

Il piano di interventi per il fattore critico vento/caduta alberi ad alto fusto è definito a partire dal modello descritto al par. 4.3.

Gli interventi sono stati selezionati sulla base dei risultati del modello secondo priorità di indice di rischio. Considerando che tali interventi sono maggiormente concentrati in alcune regioni del territorio nazionale (es. Veneto), la pianificazione temporale tiene conto dei vincoli di capacità realizzativa e di continuità del servizio, già descritti in precedenza.

### **5.3.3. Fattore critico ondate di calore**

A fronte del fattore critico ondate di calore, la selezione degli interventi è avvenuta principalmente sulla base del modello disponibile, descritto al par. 4.6.

Il modello è stato perfezionato progressivamente nel corso dei mesi, consentendo di selezionare tutti gli interventi necessari per risolvere le criticità risultanti secondo ordine di priorità.

Anche in questo caso valgono le considerazioni già fatte relativamente ai vincoli operativi e temporali considerati nella selezione e nelle tempistiche di realizzazione degli interventi.

## 6. INTERVENTI IN RESILIENZA PROPOSTI NEL PERIODO 2021-23

### 6.1. Benefici per il sistema

Nel presente paragrafo sono descritti i principali benefici apportati al sistema dalla realizzazione degli interventi finalizzati all'incremento della resilienza della rete di distribuzione previsti nel piano.

In particolare, tali benefici riguardano principalmente la riduzione per gli utenti finali del numero e della durata di interruzioni prolungate ed estese conseguenti a eventi meteo eccezionali. Eventuali interruzioni della fornitura comportano una mancata erogazione dell'energia che, per quanto limitata nel tempo, si traduce comunque in un disservizio per gli utenti finali, che può essere quantificato da un relativo costo dell'energia non fornita. È evidente quindi che gli interventi in resilienza garantiscono al sistema un beneficio correlato a tale costo evitato.

Più nello specifico - coerentemente con le previsioni contenute nella scheda n.8 del TIQE - tale costo evitato è quantificato in 12 €/kWh per le utenze domestiche in bassa tensione e in 54 €/kWh per tutte le altre utenze non domestiche in bassa e media tensione. La scheda n.7 del TIQE fornisce informazioni circa la quantificazione degli altri parametri utili per la quantificazione dell'energia non fornita.

In linea generale, le indicazioni dell'Autorità sono state integrate con alcuni parametri correlati alle specificità tecniche della rete di E-Distribuzione e del singolo fattore di rischio analizzato. Attraverso uno studio approfondito dell'assetto delle reti di distribuzione, è stato possibile determinare il consumo medio orario dell'energia da parte di tutti i clienti impattati sulle linee oggetto di intervento e la durata media in ore delle interruzioni conseguenti ai guasti derivanti dai diversi fattori di rischio presi in considerazione da E-Distribuzione. Come previsto dalla scheda n.8 del TIQE, tali benefici sono stati valutati su un orizzonte temporale di 25 anni.

A tali benefici, direttamente quantificabili, se ne aggiungono altri – di più complessa quantificazione ma concretamente percepibili dall'utenza - derivanti dagli effetti indiretti degli interventi di resilienza, in termini di continuità dei servizi pubblici essenziali (ad esempio: illuminazione pubblica, trasporti elettrici, sicurezza stradale etc.). Tali effetti indiretti, prevalentemente ad impatto sociale, non sono stati quantificati nell'ambito del presente Piano.

Si precisa infine che, anche al netto di questa ultima categoria, i benefici previsti per gli utenti finali, derivanti dagli interventi contenuti nel presente Piano, superano ampiamente i costi attesi.

In base al numero di linee oggetto di intervento da parte di E-Distribuzione, previsti nel Piano Resilienza 2021-2023, è possibile quantificare un numero complessivo di utenti che beneficeranno di tali interventi, pari a oltre 4,05 milioni.

### 6.2. Valutazione dei costi

I costi previsti per la realizzazione del Piano sono riconducibili agli interventi le cui tipologie sono descritte nel paragrafo 4, ovvero, in estrema sintesi:

- ricostruzione in cavo aereo/interrato di linee in conduttori nudi;
- costruzione di nuovi tratti di linea, generalmente in cavo aereo o (soprattutto sulle reti interrate urbane, a rischio ondate di calore) sotterraneo, per richiusure/magliature di rete.

I costi sono calcolati sulla base dei costi standard di realizzazione degli interventi per ciascuna tipologia, laddove possibile tenendo conto anche di eventuali specificità territoriali e relativi vincoli o complessità realizzative, qualora queste siano già note.

Ovviamente, soprattutto per gli interventi pianificati con inizio nel 2021 e 2023, eventuali vincoli e complessità realizzative potranno emergere soltanto dalle fasi di progettazione esecutiva e di autorizzazione, in gran parte dei casi ancora da avviare. Di conseguenza, tali costi potranno subire variazioni in funzione di esigenze specifiche che dovessero emergere nella fase di progettazione esecutiva o in quella autorizzativa.

I costi previsti sono comprensivi, infine, di quelli relativi alla progettazione e alla gestione dei procedimenti autorizzativi. I risultati attesi dalla realizzazione degli interventi pianificati sono sintetizzati dal “Delta indice di rischio”, che rappresenta la riduzione percentuale dell’indice di rischio complessivo corrispondente agli elementi di rete critici, oggetto di intervento nella Provincia considerata.

In termini qualitativi, nelle aree alimentate da linee e impianti oggetto degli interventi pianificati, i benefici attesi consistono nella riduzione del livello di criticità, ovvero nell’incremento della resilienza della rete, a fronte dei corrispondenti fattori di rischio.

### 6.3. Interventi completati nel 2020

Nel corso del 2020 E-Distribuzione ha completato interventi in resilienza su 346 linee/festoni. Il dettaglio dei km complessivi corrispondenti agli interventi di bonifica per fattore di rischio mancotto di ghiaccio e delle trasversali realizzate per il fattore di rischio ondate di calore è riportato nelle tabelle sottostanti con dettaglio per area territoriale di competenza:

Area Territoriale/Regione	Numero di linee con interventi completati	Sost. Conduttori nudi in elicord (km)
<b>Nord Ovest</b>	<b>22</b>	<b>143,9</b>
LIGURIA	1	4,2
PIEMONTE	19	130,4
SARDEGNA	2	9,3
<b>Nord</b>	<b>33</b>	<b>199,1</b>
FRIULI-VENEZIA GIULIA	4	42,5
LOMBARDIA	17	107,2
VENETO	12	49,5
<b>Centro Nord</b>	<b>54</b>	<b>403,5</b>
EMILIA ROMAGNA	22	166,8
TOSCANA	24	181,9
UMBRIA	8	54,8
<b>Lazio Sicilia</b>	<b>1</b>	<b>4,3</b>
LAZIO	1	4,3
<b>Adriatica</b>	<b>67</b>	<b>495,2</b>
ABRUZZO	24	234,5
MARCHE	37	228,4
MOLISE	6	32,3
<b>Sud</b>	<b>13</b>	<b>99,2</b>
BASILICATA	3	17,3
CALABRIA	8	79,5
CAMPANIA	2	2,4
	<b>190</b>	<b>1.345,2</b>

Tabella 6- Dettaglio Interventi completati per fattore di rischio mancotto di ghiaccio

Area Territoriale/Regione	Numero di linee con interventi completati	Trasversali(km)
<b>Nord Ovest</b>	<b>2</b>	<b>1,4</b>
SARDEGNA	2	1,4
<b>Nord</b>	<b>8</b>	<b>8,5</b>
FRIULI- VENEZIA GIULIA	5	3,5
LOMBARDIA	1	1,2
VENETO	2	3,8
<b>Centro Nord</b>	<b>2</b>	<b>0,5</b>
EMILIA ROMAGNA	1	0,3
TOSCANA	1	0,2
<b>Lazio Sicilia</b>	<b>33</b>	<b>51,5</b>
LAZIO	5	4,3
SICILIA	28	47,2
<b>Adriatica</b>	<b>72</b>	<b>74,1</b>
ABRUZZO	6	4,0
MARCHE	3	2,8
MOLISE	4	9,5
PUGLIA	59	57,8
<b>Sud</b>	<b>39</b>	<b>64,8</b>
CALABRIA	5	12,4
CAMPANIA	34	52,5
	<b>156</b>	<b>200,8</b>

Tabella 7 - Dettaglio Interventi completati per fattore di rischio ondate di calore

#### 6.4. Dettaglio interventi proposti per area territoriale

Il Piano predisposto da E-Distribuzione contiene interventi, suddivisi in base al relativo fattore critico come descritto nei paragrafi precedenti, che vengono di seguito riportati con aggregazione territoriale a livello di singola Provincia.

Le tipologie di intervento indicate sono quelle precedentemente descritte (par. 5), finalizzate a mitigare il rischio relativo a ciascun fattore critico.

Sono inoltre indicati, come previsto dal TIQE:

- i dati tecnici di sintesi relativi agli interventi pianificati;
- il periodo previsto per la realizzazione degli interventi, al netto di eventuali problematiche di carattere autorizzativo;
- i costi complessivi stimati (investimenti);
- la stima della riduzione del rischio del totale degli interventi pianificati per ciascuna Provincia.

PROVINCIA	PRINCIPALE FATTORE DI RISCHIO	TIPOLOGIA INTERVENTO	NUMERO CLIENTI INTERESSATI	RIDUZIONE % INDICE DI RISCHIO (IRI)	PIANIFICAZIONE TECNICA 21-23		PIANIFICAZIONE ECONOMICA 21-23					TEMPI DI REALIZZAZIONE	
					CONSISTENZA INTERVENTI MT		PIANIFICAZIONE ECONOMICA 21-23					TEMPI DI REALIZZAZIONE	
					SOST. CONDUTTORI NUDI IN ELICORD (km)	MAGLIATURE DI RETE (km)	CONSUNTIVI AL 31/12/2020 (k€)	COSTI PREVISTI 2021 (k€)	COSTI PREVISTI 2022 (k€)	COSTI PREVISTI 2023 (k€)	COSTI TOTALI (k€)	ANNO INIZIO INTERVENTI	ANNO FINE INTERVENTI
AGRIGENTO	Ondata di calore	Trasversale	11.829	75%		5,8	239,1	124,6	100,0	-	463,7	2018	2022
ALESSANDRIA	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	6.027	54%	2,8		-	-	280,5	-	280,5	2022	2022
ALESSANDRIA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	8.239	90%	113,6		11.697,0	1.220,0	-	-	12.917,0	2017	2021
ANCONA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	1.745	99%	16,5		361,1	150,0	530,0	350,0	1.391,1	2018	2023
ANCONA	Ondata di calore	Trasversale	8.846	75%		1,2	46,6	45,0	270,0	-	361,6	2018	2022
AREZZO	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	13.731	43%	34,7		-	546,0	999,5	1.919,5	3.465,0	2022	2023
AREZZO	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	11.393	58%	64,0		3.515,4	2.507,9	346,0	-	6.369,3	2017	2023
ASCOLI PICENO	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	13.218	93%	72,7		1.808,2	2.331,0	620,0	50,0	4.809,2	2017	2023
ASCOLI PICENO	Ondata di calore	Trasversale	7.343	75%		1,6	69,7	180,0	30,0	-	279,7	2018	2022
AVELLINO	Ondata di calore	Trasversale	9.909	75%		18,8	444,8	1.275,0	2.553,0	-	4.272,8	2018	2022
BARI	Ondata di calore	Trasversale	56.156	75%		28,5	1.185,3	1.924,0	156,0	-	3.265,3	2018	2022
Barletta-Andria-Trani	Ondata di calore	Trasversale	8.877	75%		9,6	554,9	247,0	420,0	-	1.221,9	2018	2022
BELLUNO	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	13.295	98%	26,8		-	858,0	3.057,0	1.928,0	5.843,0	2021	2023
BELLUNO	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	26.996	94%	113,0		8.760,0	3.119,0	594,0	200,0	12.673,0	2017	2023
BENEVENTO	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	959	83%	6,5		41,6	123,0	114,0	100,0	378,6	2018	2023
BENEVENTO	Ondata di calore	Trasversale	2.484	75%		0,9	67,5	20,0	-	-	87,5	2020	2021
BERGAMO	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	29.549	82%	33,1		-	540,0	2.366,0	3.703,0	6.609,0	2022	2023
BERGAMO	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	21.454	89%	39,7		2.319,0	2.069,0	958,0	256,0	5.602,0	2018	2023
BERGAMO	Ondata di calore	Trasversale	5.735	75%		1,0	3,0	155,0	-	-	158,0	2020	2021
BIELLA	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	3.272	30%	3,7		-	-	377,7	-	377,7	2022	2022
BIELLA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	2.798	88%	16,0		838,0	654,0	160,7	-	1.652,7	2017	2022
BOLOGNA	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	6.383	67%	6,9		0,6	110,0	325,0	325,0	760,6	2022	2023
BOLOGNA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	9.163	75%	106,9		8.048,6	3.074,4	460,0	1.070,0	12.653,0	2017	2023

PROVINCIA	PRINCIPALE FATTORE DI RISCHIO	TIPOLOGIA INTERVENTO	NUMERO CLIENTI INTERESSATI	RIDUZIONE % INDICE DI RISCHIO (IRI)	PIANIFICAZIONE TECNICA 21-23		PIANIFICAZIONE ECONOMICA 21-23					TEMPI DI REALIZZAZIONE	
					CONSISTENZA INTERVENTI MT		PIANIFICAZIONE ECONOMICA 21-23					TEMPI DI REALIZZAZIONE	
					SOST. CONDUTTORI NUDI IN ELICORD (km)	MAGLIATURE DI RETE (km)	CONSUNTIVI AL 31/12/2020 (k€)	COSTI PREVISTI 2021 (k€)	COSTI PREVISTI 2022 (k€)	COSTI PREVISTI 2023 (k€)	COSTI TOTALI (k€)	ANNO INIZIO INTERVENTI	ANNO FINE INTERVENTI
BOLOGNA	Ondata di calore	Trasversale	43.267	75%		8,2	91,5	484,0	284,0	650,0	1.509,5	2018	2023
BRESCIA	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	14.429	91%	32,8		113,0	995,0	3.000,0	3.947,0	8.055,0	2022	2023
BRESCIA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	23.223	98%	63,9		3.260,0	8.731,0	290,0	235,0	12.516,0	2018	2023
BRINDISI	Ondata di calore	Trasversale	6.739	75%		1,7	111,0	89,0	-	-	200,0	2018	2021
CAMPOBASSO	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	4.774	97%	30,5		371,1	1.307,0	600,0	-	2.278,1	2018	2022
CASERTA	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	6.555	84%	15,2		-	-	400,0	240,0	640,0	2022	2023
CASERTA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	545	87%	1,7		-	-	100,0	67,0	167,0	2022	2023
CASERTA	Ondata di calore	Trasversale	34.288	75%		37,2	2.121,6	1.341,0	600,0	-	4.062,6	2018	2021
CATANIA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	3.553	96%	67,9		1.889,8	41,0	1.550,0	-	3.480,8	2018	2022
CATANIA	Ondata di calore	Trasversale	26.821	75%		28,6	1.745,5	806,2	50,0	-	2.601,7	2018	2022
CATANZARO	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	3.926	84%	9,4		-	-	359,0	281,0	640,0	2022	2023
CATANZARO	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	1.442	96%	8,0		606,1	13,4	-	-	619,5	2018	2021
CHIETI	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	19.671	100%	57,1		519,3	1.855,0	2.745,0	-	5.119,3	2017	2022
CHIETI	Ondata di calore	Trasversale	7.095	75%		0,8	76,5	90,0	60,0	-	226,5	2019	2022
COMO	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	19.899	86%	18,4		38,0	520,0	1.245,0	2.024,0	3.827,0	2022	2023
COMO	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	4.398	87%	10,8		1.519,0	954,0	-	-	2.473,0	2018	2021
COSENZA	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	4.331	100%	3,6		-	-	460,0	615,0	1.075,0	2022	2023
COSENZA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	14.914	97%	103,5		2.483,0	1.078,4	1.230,0	541,0	5.332,4	2017	2023
COSENZA	Ondata di calore	Trasversale	19.846	75%		39,9	1.473,1	3.550,0	2.973,0	-	7.996,1	2018	2021
CROTONE	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	1.262	100%	4,7		351,7	24,6	-	-	376,3	2018	2021
CROTONE	Ondata di calore	Trasversale	1.623	75%		4,0	344,9	20,0	-	-	364,9	2019	2021
CUNEO	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	12.926	76%	21,9		-	363,0	1.390,1	554,0	2.307,1	2021	2023
CUNEO	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	3.045	96%	16,6		792,0	60,0	469,0	-	1.321,0	2018	2022

PROVINCIA	PRINCIPALE FATTORE DI RISCHIO	TIPOLOGIA INTERVENTO	NUMERO CLIENTI INTERESSATI	RIDUZIONE % INDICE DI RISCHIO (IRI)	PIANIFICAZIONE TECNICA 21-23		PIANIFICAZIONE ECONOMICA 21-23					TEMPI DI REALIZZAZIONE	
					CONSISTENZA INTERVENTI MT		PIANIFICAZIONE ECONOMICA 21-23					TEMPI DI REALIZZAZIONE	
					SOST. CONDUTTORI NUDI IN ELICORD (km)	MAGLIATURE DI RETE (km)	CONSUNTIVI AL 31/12/2020 (k€)	COSTI PREVISTI 2021 (k€)	COSTI PREVISTI 2022 (k€)	COSTI PREVISTI 2023 (k€)	COSTI TOTALI (k€)	ANNO INIZIO INTERVENTI	ANNO FINE INTERVENTI
ENNA	Ondata di calore	Trasversale	2.389	75%		1,0	2,8	6,6	140,0	-	149,4	2020	2022
Fermo	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	9.358	90%	77,3		3.486,2	1.640,0	820,0	530,0	6.476,2	2017	2023
Fermo	Ondata di calore	Trasversale	4.552	75%		0,9	14,1	48,9	-	-	63,0	2020	2021
FERRARA	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	161	48%	1,3		-	38,3	43,3	43,3	125,0	2022	2023
FERRARA	Ondata di calore	Trasversale	1.977	75%		0,5	50,0	-	-	-	50,0	2018	2023
FIRENZE	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	2.687	40%	7,0		-	60,0	320,0	320,0	700,0	2022	2023
FIRENZE	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	4.004	65%	99,3		4.559,5	7.049,0	1.385,0	-	12.993,5	2017	2021
FIRENZE	Ondata di calore	Trasversale	9.104	75%		0,8	64,7	110,0	-	-	174,7	2019	2023
FOGGIA	Ondata di calore	Trasversale	1.711	75%		0,6	9,1	40,0	-	-	49,1	2020	2021
FORLI' CESENA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	4.721	77%	27,2		1.372,1	1.010,0	460,0	-	2.842,1	2018	2021
FROSINONE	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	31.865	94%	141,0		5.103,0	2.243,4	2.260,0	-	9.606,5	2017	2022
FROSINONE	Ondata di calore	Trasversale	9.647	75%		3,1	260,7	255,0	-	-	515,7	2018	2021
GENOVA	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	6.951	71%	10,8		-	-	549,4	539,0	1.088,4	2022	2023
GENOVA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	29.438	88%	108,1		4.599,7	4.693,0	699,0	-	9.991,7	2017	2022
GROSSETO	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	3.713	32%	8,9		-	90,0	400,5	400,5	891,0	2022	2023
GROSSETO	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	8.612	93%	69,4		4.501,6	1.836,4	1.083,0	200,0	7.621,0	2017	2023
IMPERIA	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	2.133	31%	3,2		-	-	187,3	134,0	321,3	2022	2023
ISERNIA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	845	93%	6,2		-	-	20,0	414,0	434,0	2022	2023
L AQUILA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	71.565	98%	313,4		2.204,9	9.851,0	4.900,0	13.585,0	30.540,9	2018	2023
LA SPEZIA	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	11.827	69%	20,7		8,0	294,0	1.202,3	672,0	2.176,3	2021	2023
LA SPEZIA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	3.769	77%	40,8		1.788,0	1.636,0	210,0	-	3.634,0	2018	2022
LATINA	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	18.864	87%	35,7		-	9,5	2.800,0	1.500,0	4.309,5	2021	2023
LATINA	Ondata di calore	Trasversale	26.969	75%		90,6	5.767,8	342,9	50,0	-	6.160,7	2018	2022

PROVINCIA	PRINCIPALE FATTORE DI RISCHIO	TIPOLOGIA INTERVENTO	NUMERO CLIENTI INTERESSATI	RIDUZIONE % INDICE DI RISCHIO (IRI)	PIANIFICAZIONE TECNICA 21-23		PIANIFICAZIONE ECONOMICA 21-23					TEMPI DI REALIZZAZIONE	
					CONSISTENZA INTERVENTI MT		PIANIFICAZIONE ECONOMICA 21-23					TEMPI DI REALIZZAZIONE	
					SOST. CONDUTTORI NUDI IN ELICORD (km)	MAGLIATURE DI RETE (km)	CONSUNTIVI AL 31/12/2020 (k€)	COSTI PREVISTI 2021 (k€)	COSTI PREVISTI 2022 (k€)	COSTI PREVISTI 2023 (k€)	COSTI TOTALI (k€)	ANNO INIZIO INTERVENTI	ANNO FINE INTERVENTI
LECCE	Ondata di calore	Trasversale	25.880	75%		17,8	914,1	530,0	115,0	-	1.559,1	2018	2021
LECCO	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	9.603	86%	10,2		13,0	385,0	1.247,0	599,0	2.244,0	2022	2023
LIVORNO	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	4.040	56%	9,3		-	50,0	212,5	662,5	925,0	2022	2023
LIVORNO	Ondata di calore	Trasversale	2.299	75%		2,0	20,0	-	300,0	-	320,0	2020	2022
LUCCA	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	19.613	68%	51,6		-	384,7	1.831,7	2.731,7	4.948,0	2021	2023
LUCCA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	2.088	91%	46,8		3.353,5	900,9	220,0	20,0	4.494,4	2017	2023
MACERATA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	14.820	97%	80,1		2.016,6	2.236,0	350,0	350,0	4.952,6	2018	2023
MACERATA	Ondata di calore	Trasversale	10.277	75%		1,2	35,4	140,0	-	-	175,4	2018	2021
MASSA CARRARA	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	11.624	67%	32,4		-	420,0	1.102,5	2.077,5	3.600,0	2021	2023
MASSA CARRARA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	6.747	90%	21,3		1.020,7	881,9	195,0	765,0	2.862,6	2018	2023
MEDIO CAMPIDANO	Ondata di calore	Trasversale	3.324	75%		4,7	471,1	15,0	-	-	486,1	2018	2021
MESSINA	Ondata di calore	Trasversale	21.053	75%		29,3	3.002,0	558,4	780,0	-	4.340,4	2018	2022
MODENA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	2.035	100%	23,8		1.232,2	57,4	10,0	30,0	1.329,6	2017	2023
MODENA	Ondata di calore	Trasversale	10.078	75%		2,1	-	-	-	195,0	195,0	2018	2023
NAPOLI	Ondata di calore	Trasversale	71.421	75%		68,7	2.836,7	4.272,6	493,6	-	7.603,0	2018	2022
NOVARA	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	815	54%	3,6		-	-	237,7	123,0	360,7	2022	2023
NUORO	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	684	6%	7,2		332,2	100,0	-	-	432,2	2018	2021
OGLIASTRA	Ondata di calore	Trasversale	1.784	75%		0,6	105,4	68,0	-	-	173,4	2018	2021
PADOVA	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	7.273	97%	17,7		-	-	700,0	966,0	1.666,0	2021	2023
PADOVA	Ondata di calore	Trasversale	5.145	75%		2,2	224,0	7,0	-	-	231,0	2018	2021
PALERMO	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	1.087	99%	13,2		311,3	150,0	-	-	461,3	2018	2021
PALERMO	Ondata di calore	Trasversale	39.553	75%		12,0	488,3	780,5	-	-	1.268,8	2018	2021
PARMA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	7.863	78%	149,1		7.750,8	4.241,0	900,0	-	12.891,8	2017	2023

PROVINCIA	PRINCIPALE FATTORE DI RISCHIO	TIPOLOGIA INTERVENTO	NUMERO CLIENTI INTERESSATI	RIDUZIONE % INDICE DI RISCHIO (IRI)	PIANIFICAZIONE TECNICA 21-23		PIANIFICAZIONE ECONOMICA 21-23					TEMPI DI REALIZZAZIONE	
					CONSISTENZA INTERVENTI MT		PIANIFICAZIONE ECONOMICA 21-23					TEMPI DI REALIZZAZIONE	
					SOST. CONDUTTORI NUDI IN ELICORD (km)	MAGLIATURE DI RETE (km)	CONSUNTIVI AL 31/12/2020 (k€)	COSTI PREVISTI 2021 (k€)	COSTI PREVISTI 2022 (k€)	COSTI PREVISTI 2023 (k€)	COSTI TOTALI (k€)	ANNO INIZIO INTERVENTI	ANNO FINE INTERVENTI
PAVIA	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	2.975	86%	6,1		-	155,0	400,0	891,0	1.446,0	2022	2023
PERUGIA	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	3.598	27%	2,7		-	-	40,0	317,0	357,0	2022	2023
PERUGIA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	22.717	94%	155,0		9.528,1	4.328,8	2.245,8	815,8	16.918,4	2017	2023
PERUGIA	Ondata di calore	Trasversale	15.760	75%		3,0	136,6	305,0	-	-	441,6	2018	2023
PESARO URBINO	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	7.791	94%	42,1		1.055,2	720,0	700,0	400,0	2.875,2	2018	2023
PESCARA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	34.370	97%	209,2		7.675,2	6.660,0	2.235,0	250,0	16.820,2	2017	2023
PESCARA	Ondata di calore	Trasversale	3.903	75%		1,1	138,7	175,0	-	-	313,7	2018	2021
PIACENZA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	8.769	68%	52,4		2.157,0	3.090,0	1.000,0	300,0	6.547,0	2017	2023
PISA	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	3.890	48%	8,5		-	50,0	285,5	515,5	851,0	2022	2023
PISA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	2.206	100%	51,8		3.384,6	250,0	100,0	400,0	4.134,6	2017	2023
PISTOIA	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	11.633	79%	56,4		-	190,0	2.827,5	2.669,5	5.687,0	2021	2023
PISTOIA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	726	72%	31,6		3.545,5	100,0	-	-	3.645,5	2017	2023
PORDENONE	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	1.757	99%	10,2		48,0	160,0	2.574,0	1.528,0	4.310,0	2021	2022
PORDENONE	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	2.476	94%	17,2		999,0	1.014,0	-	-	2.013,0	2018	2021
POTENZA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	2.428	94%	15,9		214,8	1,0	375,0	81,0	671,8	2018	2023
PRATO	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	3.030	59%	2,4		-	-	20,0	290,0	310,0	2022	2023
PRATO	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	259	87%	12,1		569,6	300,0	20,0	300,0	1.189,6	2017	2023
RAGUSA	Ondata di calore	Trasversale	9.464	75%		22,2	329,3	470,0	400,0	-	1.199,3	2018	2021
RAVENNA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	2.117	70%	9,4		517,1	209,5	-	-	726,6	2018	2021
REGGIO CALABRIA	Ondata di calore	Trasversale	6.390	75%		15,5	1.189,5	280,0	266,0	-	1.735,5	2018	2022
REGGIO EMILIA	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	2.991	24%	1,0		-	20,0	40,0	40,0	100,0	2022	2023
REGGIO EMILIA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	14.807	86%	49,5		1.992,9	1.986,5	793,0	900,0	5.672,4	2017	2023
REGGIO EMILIA	Ondata di calore	Trasversale	9.111	75%		0,7	4,6	1,2	60,0	-	65,8	2018	2023

PROVINCIA	PRINCIPALE FATTORE DI RISCHIO	TIPOLOGIA INTERVENTO	NUMERO CLIENTI INTERESSATI	RIDUZIONE % INDICE DI RISCHIO (IRI)	PIANIFICAZIONE TECNICA 21-23		PIANIFICAZIONE ECONOMICA 21-23					TEMPI DI REALIZZAZIONE	
					CONSISTENZA INTERVENTI MT		PIANIFICAZIONE ECONOMICA 21-23					TEMPI DI REALIZZAZIONE	
					SOST. CONDUTTORI NUDI IN ELICORD (km)	MAGLIATURE DI RETE (km)	CONSUNTIVI AL 31/12/2020 (k€)	COSTI PREVISTI 2021 (k€)	COSTI PREVISTI 2022 (k€)	COSTI PREVISTI 2023 (k€)	COSTI TOTALI (k€)	ANNO INIZIO INTERVENTI	ANNO FINE INTERVENTI
RIETI	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	2.828	56%	8,5		-	-	300,0	400,0	700,0	2022	2023
RIETI	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	15.852	96%	87,6		1.033,9	464,4	1.190,0	-	2.688,2	2017	2022
RIMINI	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	3.712	74%	26,6		982,7	1.081,0	200,0	-	2.263,7	2018	2023
ROMA	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	44.291	86%	99,1		-	3,0	3.400,0	3.840,0	7.243,0	2022	2023
ROMA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	14.241	93%	103,6		3.121,1	901,1	3.450,0	400,0	7.872,2	2017	2023
ROMA	Ondata di calore	Trasversale	30.910	75%		12,0	504,4	193,4	50,0	-	747,8	2018	2022
ROVIGO	Ondata di calore	Trasversale	2.789	75%		2,0	10,0	400,0	-	-	410,0	2018	2021
SALERNO	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	3.805	88%	9,3		6,2	83,0	300,0	308,0	697,2	2020	2023
SALERNO	Ondata di calore	Trasversale	11.874	75%		6,9	664,5	672,4	990,0	-	2.326,9	2018	2021
SAVONA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	1.306	77%	24,8		483,0	800,0	56,0	-	1.339,0	2018	2022
SIENA	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	5.217	47%	14,1		-	121,0	627,0	692,0	1.440,0	2022	2023
SIENA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	9.313	84%	195,2		11.881,6	5.289,8	1.519,1	-	18.690,6	2017	2023
SIRACUSA	Ondata di calore	Trasversale	20.511	75%		10,9	727,9	846,7	-	-	1.574,6	2018	2021
SONDRIO	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	11.701	70%	7,0		80,0	299,0	883,0	425,0	1.687,0	2022	2023
SONDRIO	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	5.114	93%	22,8		1.079,0	1.637,0	274,0	223,0	3.213,0	2018	2023
TARANTO	Ondata di calore	Trasversale	15.526	75%		9,1	213,1	518,0	-	-	731,1	2018	2021
TERAMO	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	28.069	96%	160,0		2.573,0	2.630,0	4.810,0	5.293,0	15.306,0	2017	2023
TERAMO	Ondata di calore	Trasversale	4.007	75%		2,4	166,0	60,0	-	-	226,0	2020	2021
TERNI	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	2.941	93%	21,5		1.155,2	636,1	-	-	1.791,3	2018	2021
TERNI	Ondata di calore	Trasversale	8.873	75%		2,4	52,5	410,0	-	-	462,5	2018	2023
TORINO	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	23.257	74%	34,6		5,0	370,0	2.318,2	821,0	3.514,2	2021	2023
TORINO	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	10.155	96%	62,5		2.352,0	2.678,0	784,7	200,0	6.014,7	2018	2023
TRAPANI	Ondata di calore	Trasversale	10.472	75%		10,0	1.278,9	126,8	150,0	-	1.555,7	2018	2022

PROVINCIA	PRINCIPALE FATTORE DI RISCHIO	TIPOLOGIA INTERVENTO	NUMERO CLIENTI INTERESSATI	RIDUZIONE % INDICE DI RISCHIO (IRI)	PIANIFICAZIONE TECNICA 21-23		PIANIFICAZIONE ECONOMICA 21-23					TEMPI DI REALIZZAZIONE			
					CONSISTENZA INTERVENTI MT		SOST. CONDUTTORI NUDI IN ELICORD (km)	MAGLIATURE DI RETE (km)	CONSUNTIVI AL 31/12/2020 (k€)	COSTI PREVISTI 2021 (k€)	COSTI PREVISTI 2022 (k€)	COSTI PREVISTI 2023 (k€)	COSTI TOTALI (k€)	ANNO INIZIO INTERVENTI	ANNO FINE INTERVENTI
TREviso	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	3.071	99%	7,7			-	100,0	147,0	100,0	347,0	2021	2022	
TREviso	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	4.133	94%	20,5			1.464,0	594,0	225,0	-	2.283,0	2017	2021	
UDINE	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	16.757	87%	76,7			50,0	2.131,0	6.844,0	9.427,0	18.452,0	2021	2023	
UDINE	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	8.701	91%	86,5			5.014,0	1.782,0	-	-	6.796,0	2017	2021	
UDINE	Ondata di calore	Trasversale	16.152	75%			5,2	143,0	275,0	120,0	-	538,0	2018	2021	
VARESE	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	22.331	89%	15,3			128,0	740,0	2.135,0	1.897,0	4.900,0	2022	2023	
VENEZIA	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	53.990	99%	159,7			2,0	1.044,0	5.081,0	817,0	6.944,0	2021	2022	
VENEZIA	Ondata di calore	Trasversale	9.629	75%			4,1	384,0	280,0	300,0	127,0	1.091,0	2018	2021	
VERBANO-CUSIO-OS	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	2.851	51%	3,9			-	-	392,4	-	392,4	2022	2022	
VERBANO-CUSIO-OS	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	28.645	94%	107,2			6.391,6	2.947,0	566,7	270,0	10.175,3	2017	2023	
VERCELLI	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	2.808	95%	5,5			-	449,0	200,0	-	649,0	2021	2022	
VERCELLI	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	787	95%	3,7			15,0	100,0	-	-	115,0	2018	2021	
VERONA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	5.315	97%	40,1			2.332,0	674,0	-	-	3.006,0	2017	2021	
VERONA	Ondata di calore	Trasversale	3.861	75%			0,8	14,0	230,0	-	-	244,0	2018	2021	
VIBO VALENTIA	Ondata di calore	Trasversale	2.955	75%			6,0	367,8	600,0	323,0	-	1.290,8	2018	2021	
VICENZA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	24.242	96%	67,2			4.722,0	1.443,0	1.503,0	1.621,0	9.289,0	2017	2023	
VICENZA	Ondata di calore	Trasversale	2.749	75%			0,8	14,0	90,0	-	-	104,0	2018	2021	
VITERBO	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	1.591	100%	16,8			324,0	4,6	160,0	-	488,6	2017	2022	
VITERBO	Ondata di calore	Trasversale	8.991	75%			2,2	106,2	86,0	-	-	192,2	2018	2021	
			1.783.432		4.780,8	542,9	199.154,8	145.284,5	112.428,3	82.471,7	539.339,2				

## 7. SINTESI DEL PIANO PER GLI ANNI 2021-2023

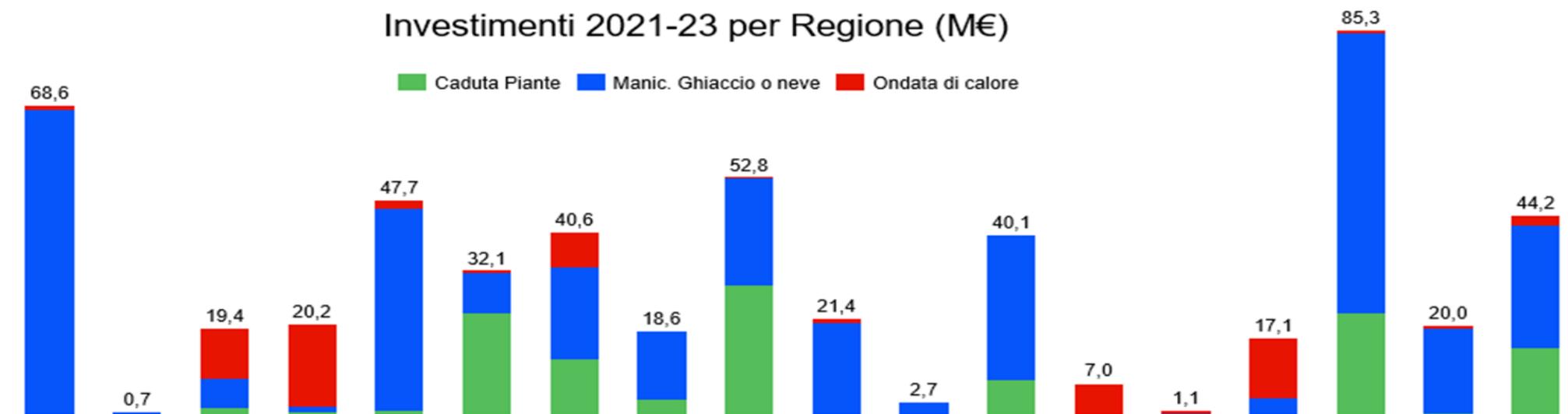
Di seguito si riporta la sintesi degli interventi del Piano Resilienza 2021-2023 di E-Distribuzione con le attuali stime di volumi tecnici ed economici complessivi.

Manicotto di Ghiaccio		
Anno Piano	Sost.conduttore nudo in elicord (km)	CAPEX (M€)
2021	1.158	111
2022	569	47
2023	286	31
Caduta Piante		
Anno Piano	Sost.conduttore nudo in elicord (km)	CAPEX (M€)
2021	87	11
2022	493	54
2023	359	51
Ondate di calore		
Anno Piano	Trasversali(km)	CAPEX (M€)
2021	172	24
2022	47	12
2023	5	1

# e-distribuzione

Il grafico “Investimenti per Regione” riporta la ripartizione dei volumi di spesa previsti sul territorio, come risultante dagli elenchi degli interventi pianificati.

Le progettazioni esecutive degli interventi a piano potrebbero modificare le quantità tecniche ed economiche.



	Abruzzo	Basilicata	Calabria	Campania	Emilia Romagna	Friuli Venezia Giulia	Lazio	Liguria	Lombardia	Marche	Molise	Piemonte	Puglia	Sardegna	Sicilia	Toscana	Umbria	Veneto
Caduta Piante	-	-	1,7	0,6	1,0	22,8	12,3	3,6	28,8	-	-	7,9	-	-	-	22,8	0,4	14,8
Manicotto ghiaccio o neve	67,8	0,7	6,3	1,2	44,9	8,8	20,7	15,0	23,8	20,5	2,7	32,2	-	0,4	3,9	62,0	18,7	27,3
Ondata di calore	0,8	-	11,4	18,4	1,8	0,5	7,6	-	0,2	0,9	-	-	7,0	0,7	13,2	0,5	0,9	2,1

## CONCLUSIONI

Il presente Piano Resilienza, predisposto con le modalità e i criteri descritti nel testo, costituisce la quarta edizione del piano di lavoro di E-Distribuzione, che aggiorna il precedente Piano 2020-2022 pubblicato il 31 luglio 2020.

Esso comprende gli interventi pianificati da E-Distribuzione, con riferimento al periodo 2021-2023, a fronte dei fattori critici descritti nel documento.

Gli interventi sono stati selezionati secondo i criteri descritti, a partire dai modelli disponibili per i fattori critici mancotto di ghiaccio, vento/caduta piante e ondate di calore, dando comunque adeguata priorità agli interventi di incremento resilienza sulle linee interessate dagli eventi estremi degli ultimi anni.

Potranno seguire eventualmente aggiornamenti o revisioni della presente edizione, in funzione dell'evolversi del quadro regolatorio o della messa a disposizione di nuovi modelli e dataset da parte di RSE, che potranno essere in futuro adottati da tutti i gestori di rete, su indicazione della stessa ARERA.