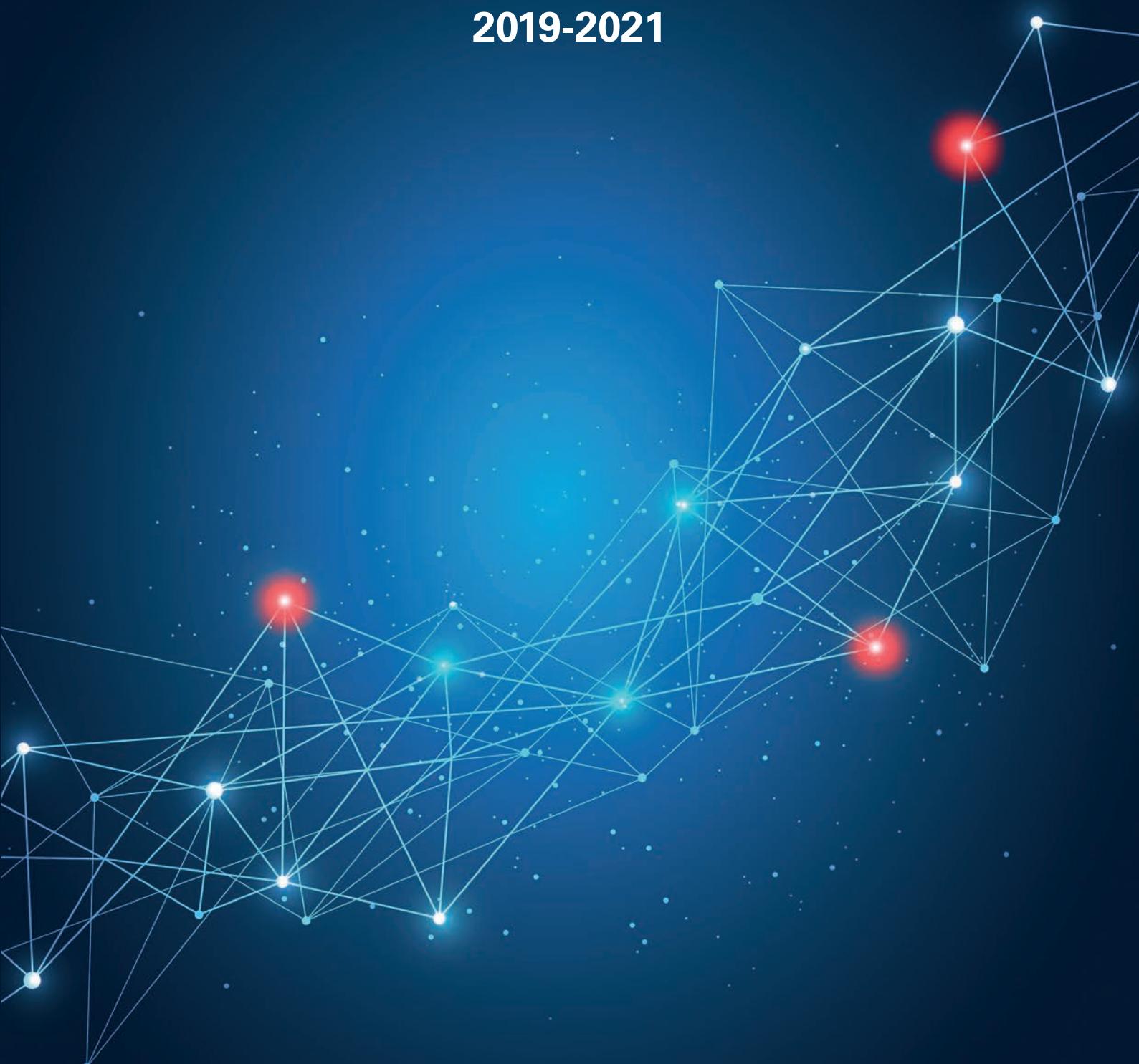
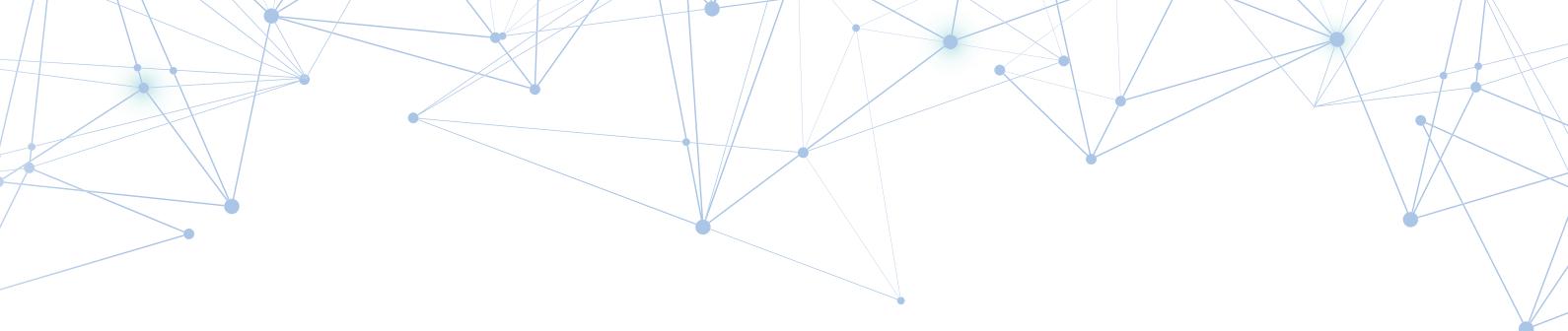


Piano di Sviluppo annuale e pluriennale delle Infrastrutture di E-Distribuzione

2019-2021



e-distribuzione



**Piano di Sviluppo annuale e pluriennale
delle Infrastrutture di E-Distribuzione
2019-2021**



Indice

Introduzione | 6

1 Struttura della rete di E-Distribuzione | 8

2 Scenari evolutivi del sistema elettrico | 10

- 2.1 Previsioni della domanda di energia elettrica**
- 2.2 Previsione della potenza**
- 2.3 Sviluppo della generazione distribuita**

3 Principali esigenze di sviluppo impianti | 18

- 3.1 Connessioni e adeguamento al carico**
- 3.2 Qualità del servizio**
 - 3.2.1 Progetto “Smart Fault Selection”**
- 3.3 Adeguamento a prescrizioni e standard tecnici di riferimento**
- 3.4 Sviluppo della rete e sostenibilità**

4 Principali interventi | 32

- 4.1 Interventi su rete AT**
- 4.2 Interventi su rete MT**
- 4.3 Interventi su rete BT**
- 4.4 Provvedimenti conseguenti all'applicazione della delibera 84/2012/R/eel e successive integrazioni**
- 4.5 Progetti di innovazione tecnologica sulla rete elettrica**
 - 4.5.1 Progetto "DSO 4.0 - Digital Network"
 - 4.5.2 Piano di messa in servizio del contatore di seconda generazione (2G) di E-Distribuzione
 - 4.5.3 Progetto "TPT2000" per il Telecontrollo delle Cabine Primarie
 - 4.5.4 Interventi per lo sviluppo delle Smart Grid e delle Smart City
 - 4.5.5 Altri progetti di innovazione tecnologica
- 4.6 Progetti di sviluppo a supporto delle infrastrutture**
 - 4.6.1 Investimenti in Information & Communication Technology
 - 4.6.2 Mezzi speciali
- 4.7 Attività di misura**

5 Risultati attesi | 94

- 5.1 Prevenzione dei fenomeni di sovraccarico della rete**
- 5.2 Miglioramento della qualità del servizio**
- 5.3 Efficienza energetica e riduzione delle perdite di distribuzione**

6 Allegati | 98

- Allegato 1: Principali progetti su rete AT**
- Allegato 2: Principali progetti su rete MT**
- Allegato 3: Principali progetti di innovazione tecnologica**
- Allegato 4: Principali progetti a supporto delle infrastrutture**
- Allegato 5: Adeguamenti di impianti AT di E-Distribuzione richiesti da Terna**
- Allegato 6: Consuntivi 2018 progetti AT e MT**

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 Spa 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 646/2015/R/eel (Testo Integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica TIQE) di ARERA, che a seguito dell'aggiornamento avvenuto con la delibera 31/2018/R/eel, prevede:
 - ◆ 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)";

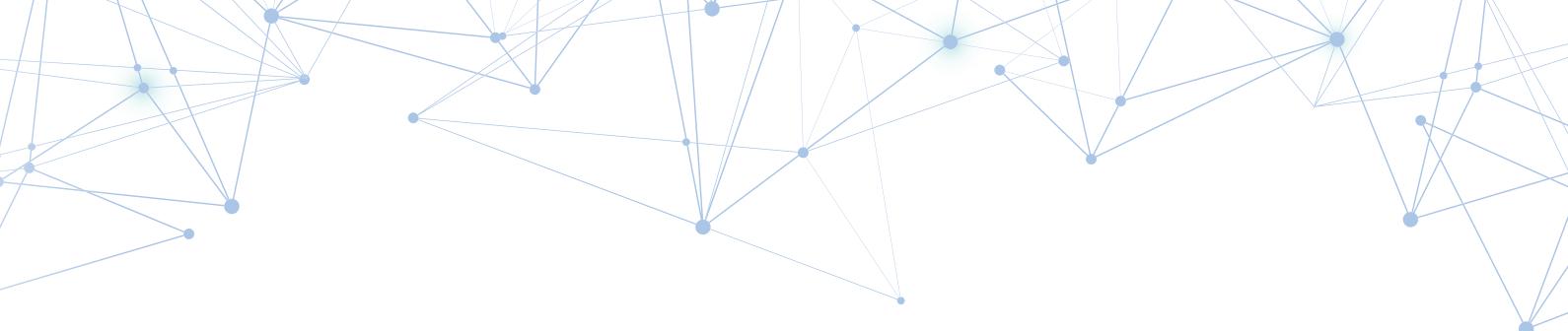
- ◆ all'art. 78.3 che "Il Piano resilienza deve essere costituito da un'apposita sezione dedicata del Piano di Sviluppo della rete di distribuzione";
- ◆ l'art. 78.5 che "Le principali imprese distributrici pubblicano sul proprio sito internet la sezione del piano dedicata alla resilienza, corredata dai relativi elenchi, entro il 30 giugno di ciascun anno (con avanzamento al 31 dicembre dell'anno precedente l'orizzonte del piano)".

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 state 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 2018 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 (versione 1) prevede 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 e del 31 maggio 2019) 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 2019-2021, 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 2019-2021 (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.

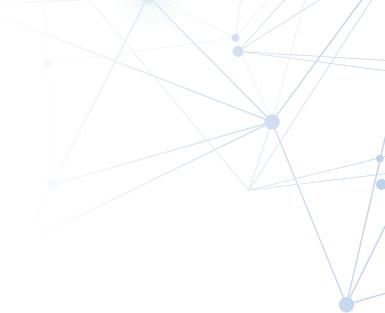
Inoltre, in tale capitolo sono descritti il nuovo progetto "DSO 4.0 – Digital Network", il piano investimenti del contatore 2G (seconda generazione), nonché gli obiettivi e i razionali degli altri principali progetti di innovazione tecnologica, tra cui le attività di E-Distribuzione per lo sviluppo delle *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.

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 2018 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 646/2015/R/eel aggiornato con la delibera n.31/2018/R/eel di ARERA e con la successiva delibera 668/2018/R/eel. Tale Addendum contiene la descrizione degli interventi previsti sulla rete di E-Distribuzione per il periodo 2019-2021, 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 2018:

Tabella 1 – Consistenza reti di E-Distribuzione

		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Linee AT	[km]	0	0	13	13	13	13	13	37,2
Linee MT	[km]	345.586	347.959	349.396	350.358	351.493	352.688	353.964	355.462
Linee BT	[km]	767.341	777.039	782.624	786.390	789.135	792.651	795.672	798.675
Cabine Primarie	[n.]*	2.134	2.144	2.159	2.168	2.188	2195	2.199	2.203
	[MVA]	100.519	101.640	103.709	104.730	106.364	106.784	106.566	107.019
Cabine Secondarie	[n.]	432.074	436.204	438.359	439.558	441.056	442.418	443.774	445.159
	[MVA]	77.236	78.594	79.520	80.243	81.038	81.878	82.756	83.501
Centri Satellite	[n.]	486	488	510	518	529	541	549	551

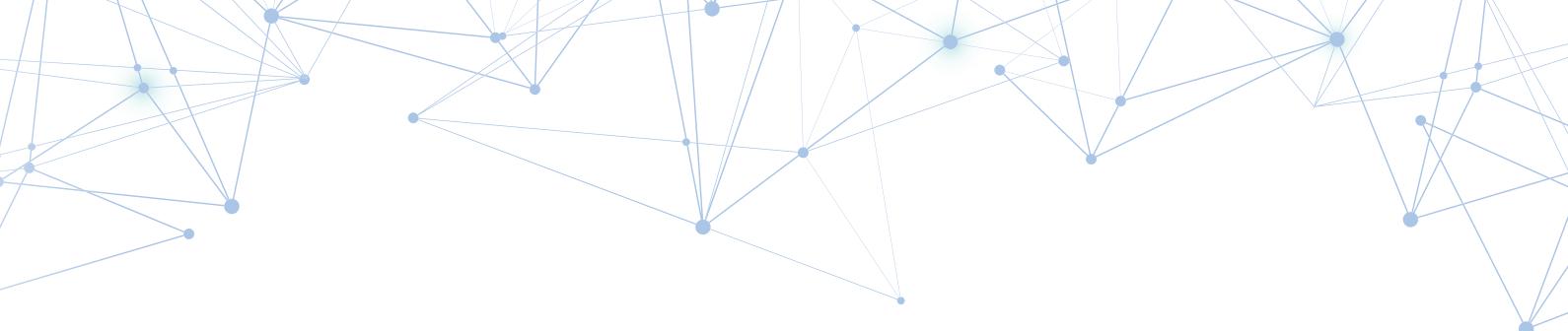
(*) Numero comprensivo delle Consegni AT

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 effettuati non direttamente sulla rete elettrica, ma che rivestono comunque un'importanza strategica e 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 2019-2021 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 2018 E-Distribuzione ha distribuito tramite le proprie reti un'energia pari a 227,7 TWh (228,5 TWh nel 2017, dato aggiornato). A livello nazionale la domanda di energia elettrica nel 2018 è stata invece pari a 321,9 TWh rispetto ai 320,5 TWh dell'anno precedente, con un aumento dello 0,4%.

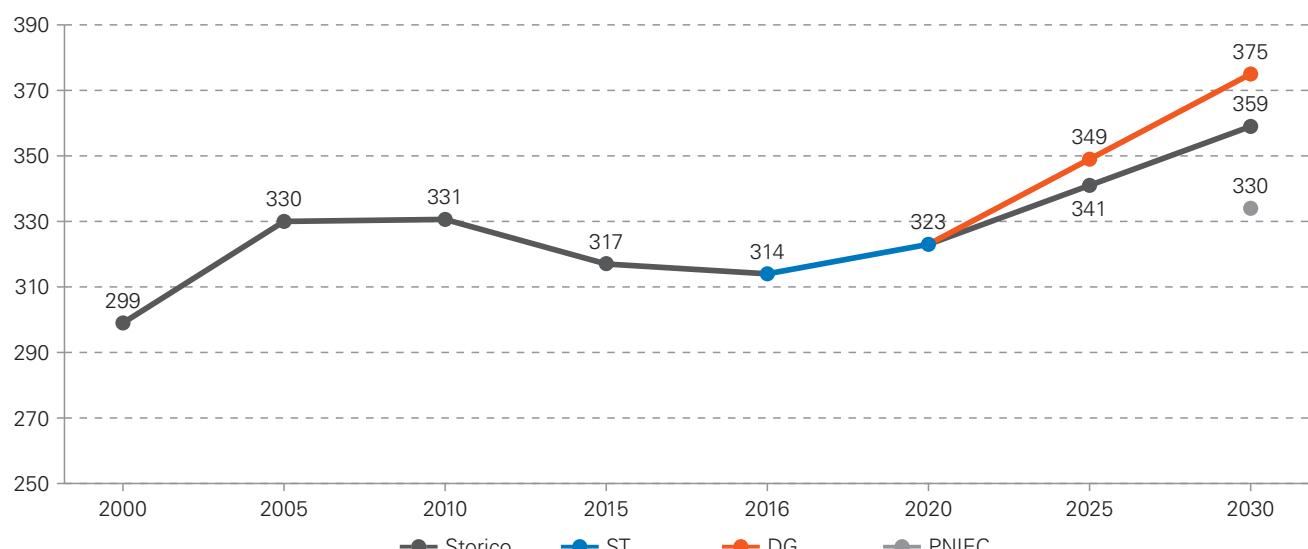
Sul piano nazionale, le stime della domanda di energia elettrica futura sono effettuate dal gestore della rete di trasmissione secondo due scenari elaborati nell'ambito delle organizzazioni europee ENTSO-E

(European Network of Transmission System Operators for Electricity) e ENTSO-G (European Network of Transmission System Operators for Gas), ovvero lo scenario “Sustainable Transition” (ST) e lo scenario “Distributed Generation” (DG), oltre a uno scenario declinato a partire dalle previsioni elaborate dal policy maker nazionale, ovvero lo scenario “PNIEC”.

Con riferimento alle previsioni della domanda di energia elettrica pubblicate da Terna e riportate in Figura 1:

- lo scenario ST vede una riduzione economicamente sostenibile delle emissioni di CO₂ grazie alla sostituzione di carbone e lignite nella generazione, rimpiazzati dal gas e dalle rinnovabili, inoltre si ipotizza una crescita moderata dell'elettrificazione di riscaldamento e trasporti, e della diffusione dei veicoli elettrici, più lenta rispetto agli altri scenari, per una domanda di elettricità in Italia al 2030 prevista pari a 359 TWh;
- lo scenario DG si basa su una visione di sviluppo del sistema elettrico decentralizzato con un focus sull'evoluzione delle tecnologie a supporto dei consumatori finali, un generale progresso in termini di installazioni di impianti fotovoltaici e batterie negli edifici, un'alta penetrazione sul mercato di veicoli elettrici oltre all'aumento delle pompe di calore per il riscaldamento, con una conseguente domanda elettrica in Italia prevista al 2030 pari a 375 TWh;
- lo scenario PNIEC prevede il phase-out completo del carbone al 2025, ponendo un obiettivo del 30% di copertura della domanda con fonti rinnovabili, con una penetrazione delle FER elettriche pari al 55,4%, fissando una domanda elettrica in Italia al 2030 pari a 330 TWh.

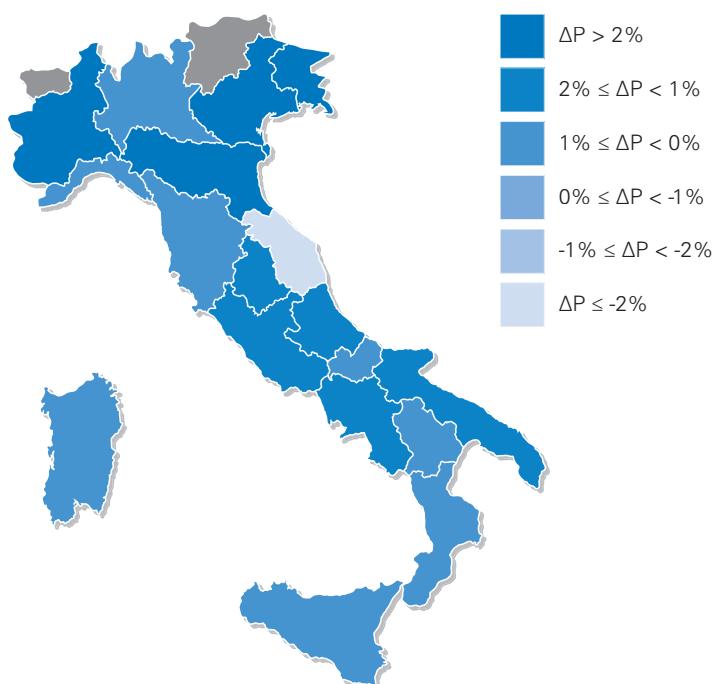
Figura 1 – Trend domanda di energia elettrica (TWh).



Fonte dati: 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 2021 rispetto al 2018
(Fonte dati: E-Distribuzione – elaborazione dati storici)



Fonte dati: E-Distribuzione - elaborazione dati storici

2.2 Previsione della potenza

L’andamento e la stima di previsione della potenza venduta sono correlate, 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.

Tabella 2 – Potenza venduta ai clienti passivi su reti E-Distribuzione, con stima fino al 2021

Anno	Potenza [GW]
2014	2,26
2015	2,31
2016	2,22
2017	2,85
2018	2,50
2019	2,65
2020	2,70
2021	2,75

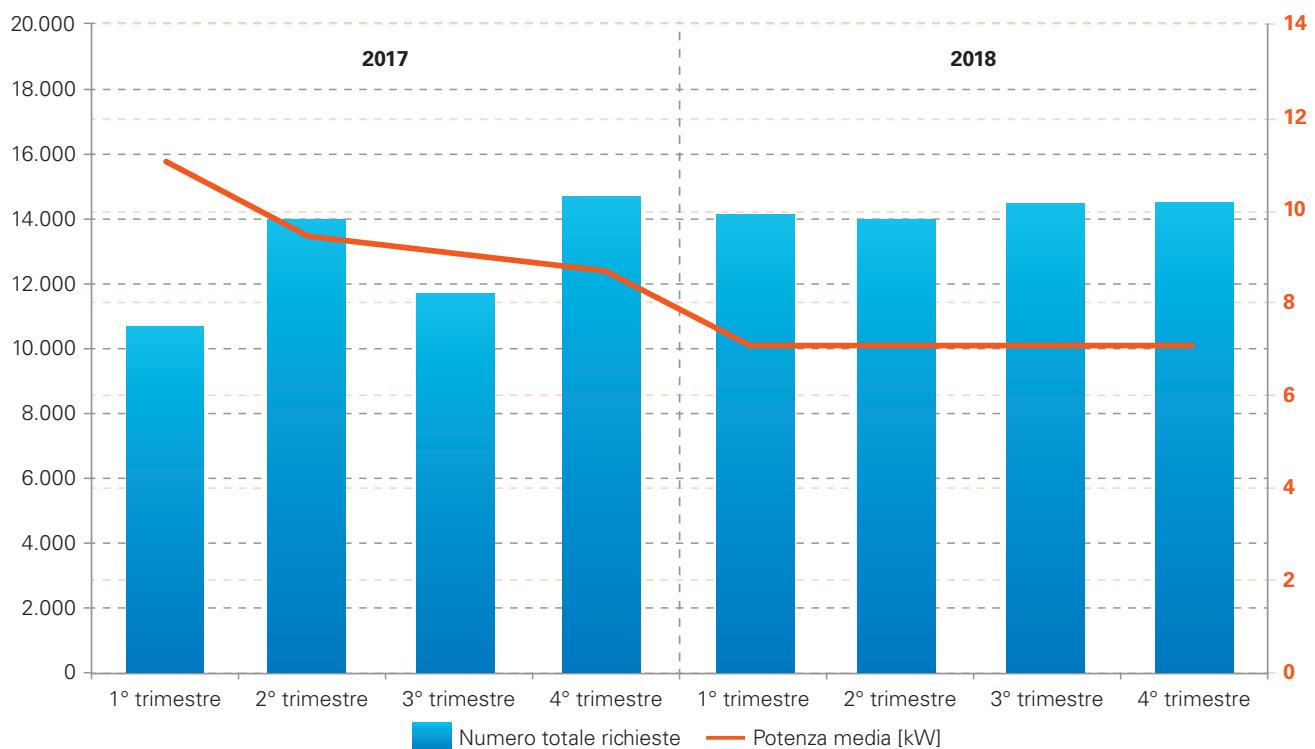
Fonte dati: E-Distribuzione

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.

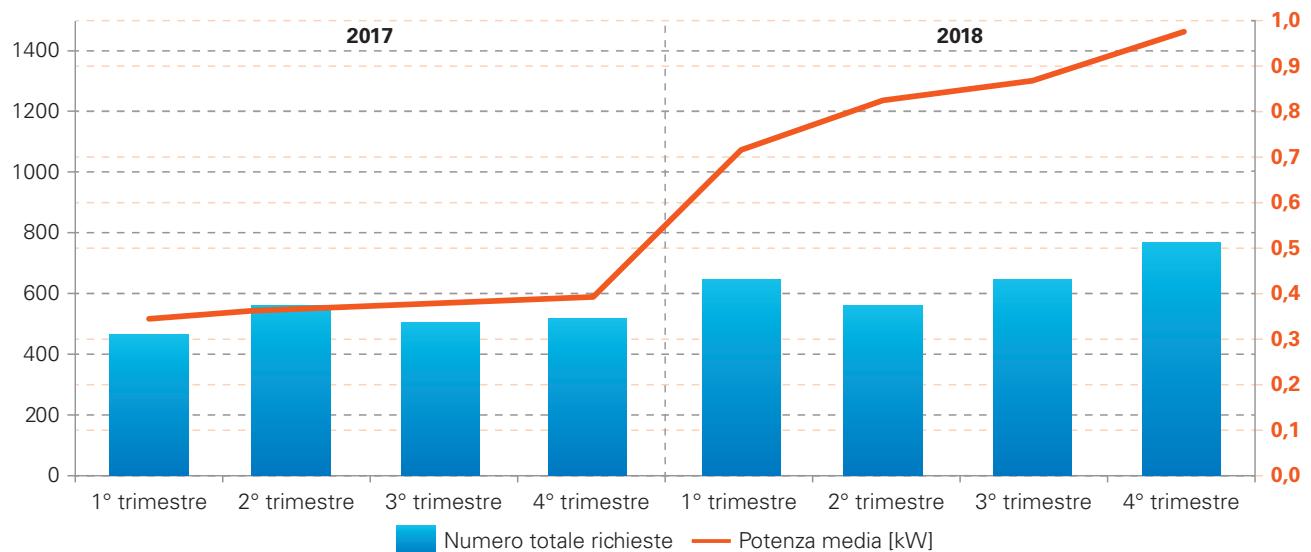
Nelle figure seguenti è riportato l'andamento per trimestre delle richieste di connessione di impianti di generazione pervenute ad E-Distribuzione negli anni 2017 e 2018.

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)



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)



Fonte dati: E-Distribuzione

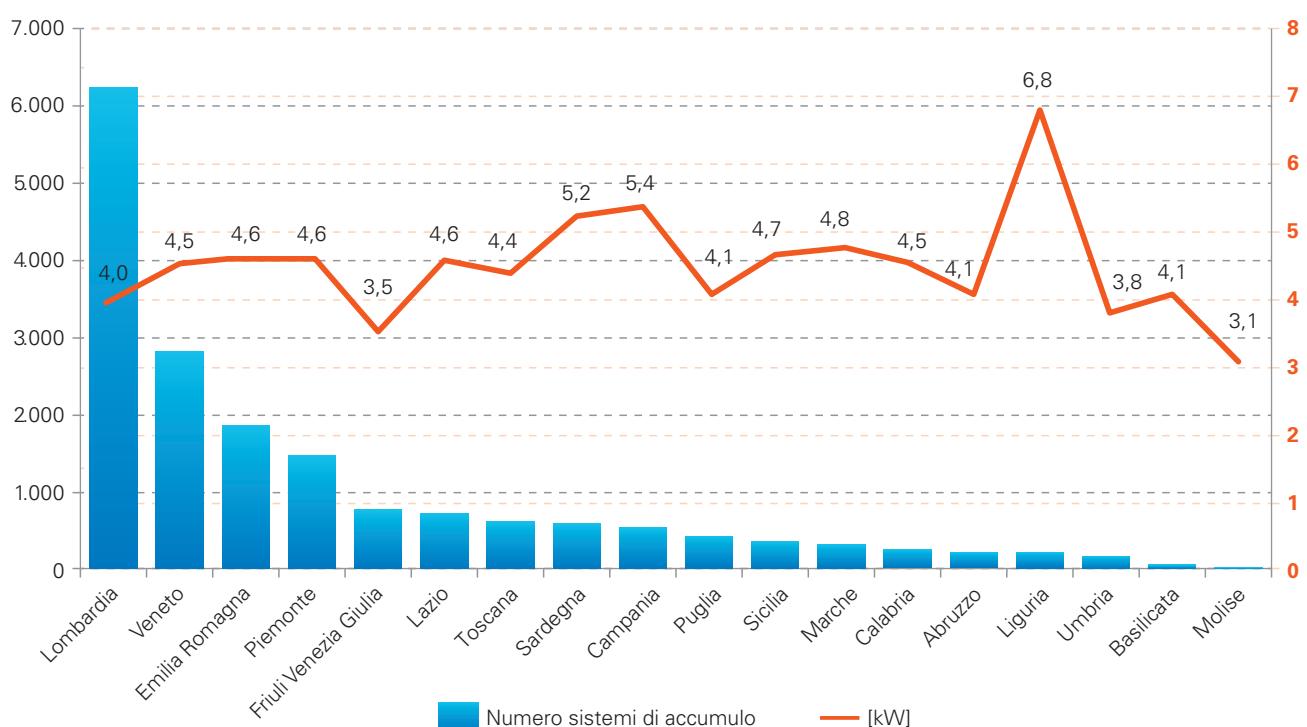
Complessivamente si riscontra un aumento del 11% delle richieste di connessione pervenute nel 2018 rispetto al 2017. In termini di potenza in immissione richiesta, corrispondente alle richieste di connessione alla rete MT e BT, si registra un aumento del 130%, dovuto principalmente all'aumento considerevole della taglia media degli impianti di generazione da connettere alla rete MT, dato che peraltro, come si può osservare dalla figura 4, è in continua crescita.

Tenuto conto del quadro di riferimento, è prevedibile che il trend di crescita osservato nel 2018 possa accentuarsi ulteriormente, anche a prescindere da possibili sviluppi futuri dal punto di vista legislativo e normativo.

In aggiunta a quanto sopra, a seguito della definizione 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), anche grazie alla progressiva riduzione dei costi di installazione e alle detrazioni fiscali relative alle ristrutturazioni edilizie.

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 5 – 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

E' evidente che la diffusione dei sistemi di accumulo integrati alla generazione distribuita da fonti rinnovabili costituisce un elemento di novità importante, che contribuirà in modo significativo all'evoluzione dello scenario del sistema elettrico nel prossimo futuro.

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". In alcune aree, un'elevata consistenza di richieste in sviluppo contribuisce poi a determinare condizioni di saturazione "virtuale" 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. Peraltro, alcune di queste aree sono caratterizzate da basso carico passivo e, di conseguenza, dalla necessità di sviluppi o potenziamenti delle reti elettriche sia di distribuzione che di trasmissione nazionale, al fine di far fronte

a tutte le richieste di connessione.

In tali casi, 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 “virtualmente” 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 cap.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 quantità, 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 da non elettrici ad elettrici dei fabbisogni energetici associati a processi industriali, attività umane e servizi.

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 macro-economici) 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.

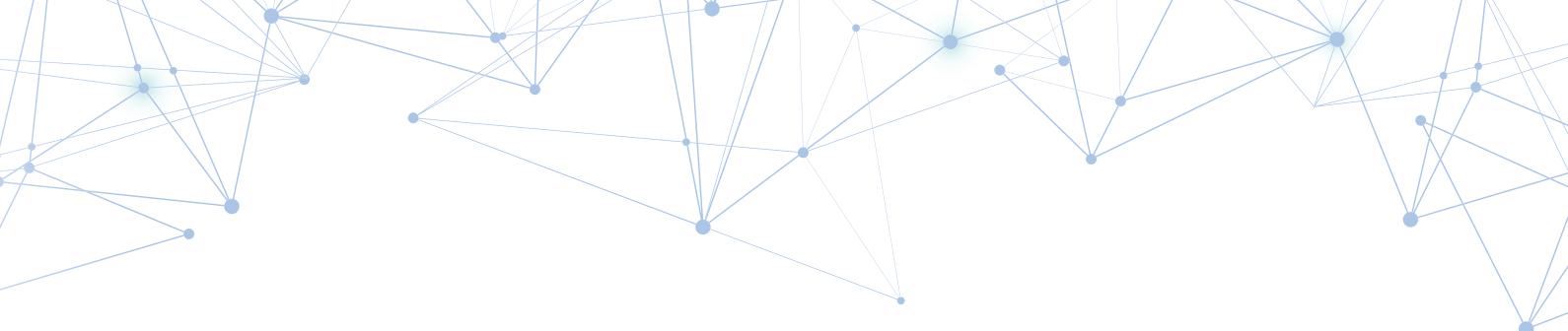


Tabella 3 – Previsione dei consumi di energia sulle reti di bassa, media e alta tensione di E-Distribuzione

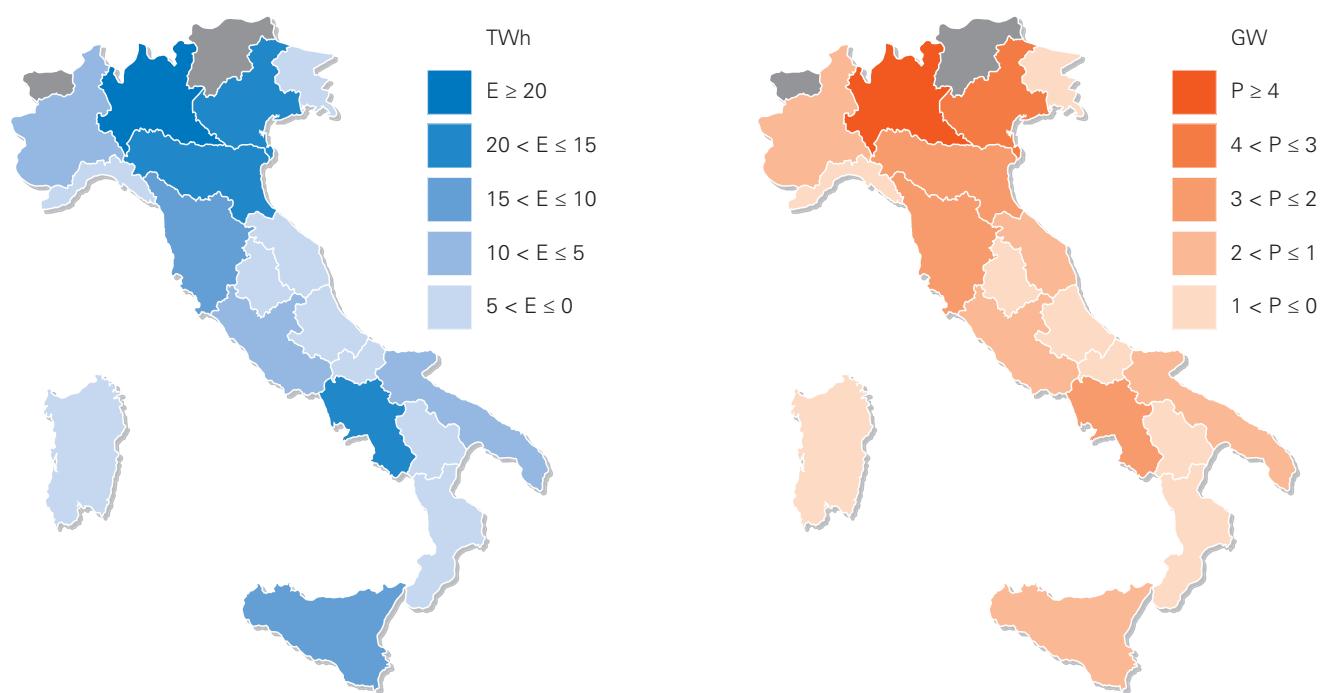
Anno	Rete BT Energia (TWh)	Rete MT Energia (TWh)	Rete AT Energia (TWh)	Totale (TWh)
2019	113,1	81,9	34,0	229,1
2020	114,3	82,8	34,4	231,5
2021	115,0	83,3	34,6	233,0

Fonte dati: E-Distribuzione

Nelle figure seguenti è rappresentata la situazione nell'anno 2018, a livello regionale, relativamente a:

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

Figura 6 – Distribuzione territoriale dei valori di energia e potenza massima registrati sulle Cabine Primarie di E-Distribuzione nel 2018



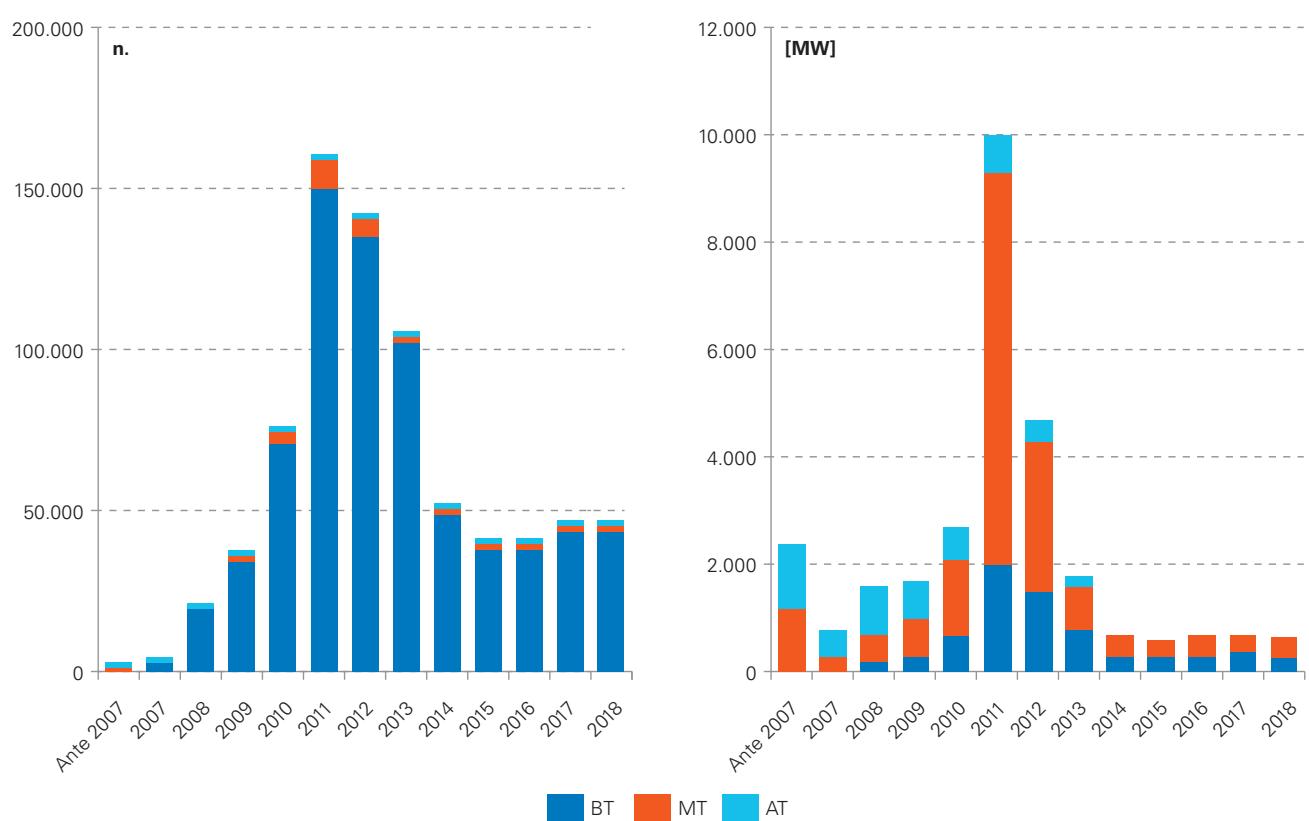
Fonte dati: E-Distribuzione

A livello nazionale, sulla rete di E-Distribuzione, la massima potenza prelevata nel 2018 è stata pari a circa 32,1 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 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.

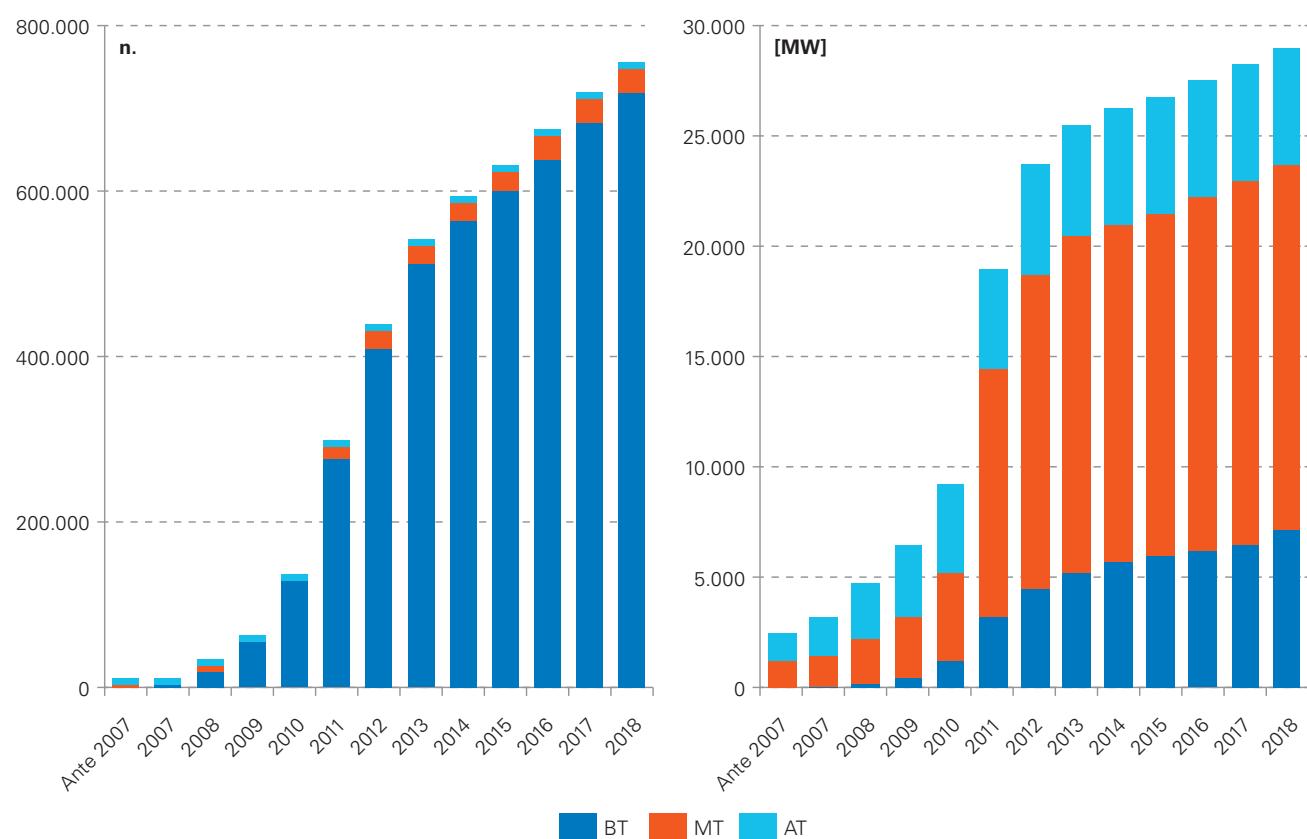
I volumi delle connessioni di clienti produttori, in termini sia di numero che di potenza, hanno avuto gradienti di crescita elevati, a partire dal 2007 fino al picco assoluto del 2011, poi in calo negli anni successivi.

Figura 7 – Connessioni produttori su rete E-Distribuzione: dati annuali



Fonte dati: E-Distribuzione

Figura 8 – Connessioni produttori su rete E-Distribuzione: dati cumulati

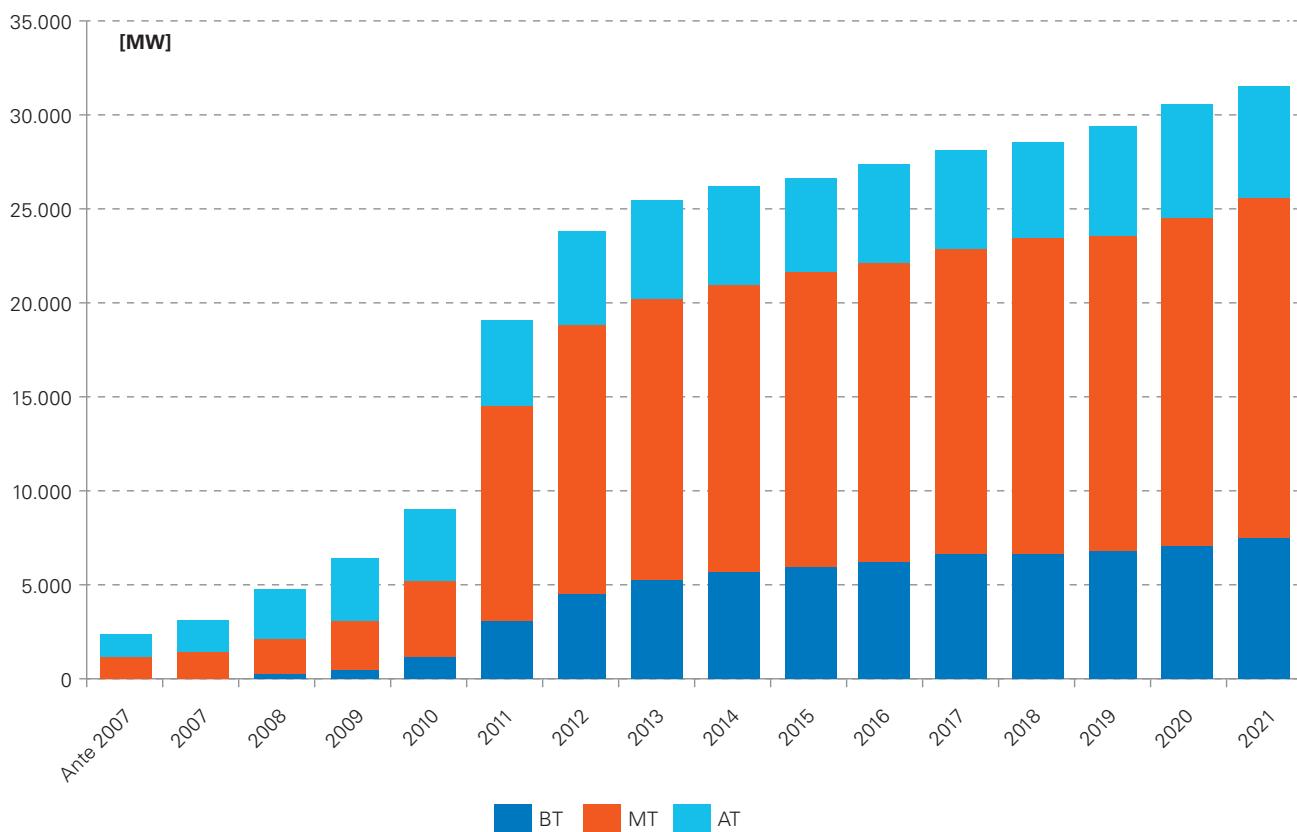


Fonte dati: E-Distribuzione

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 sull'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 2019 – 2021.

Figura 9 – Trend delle connessioni di produttori previste su rete E-Distribuzione: dati cumulati

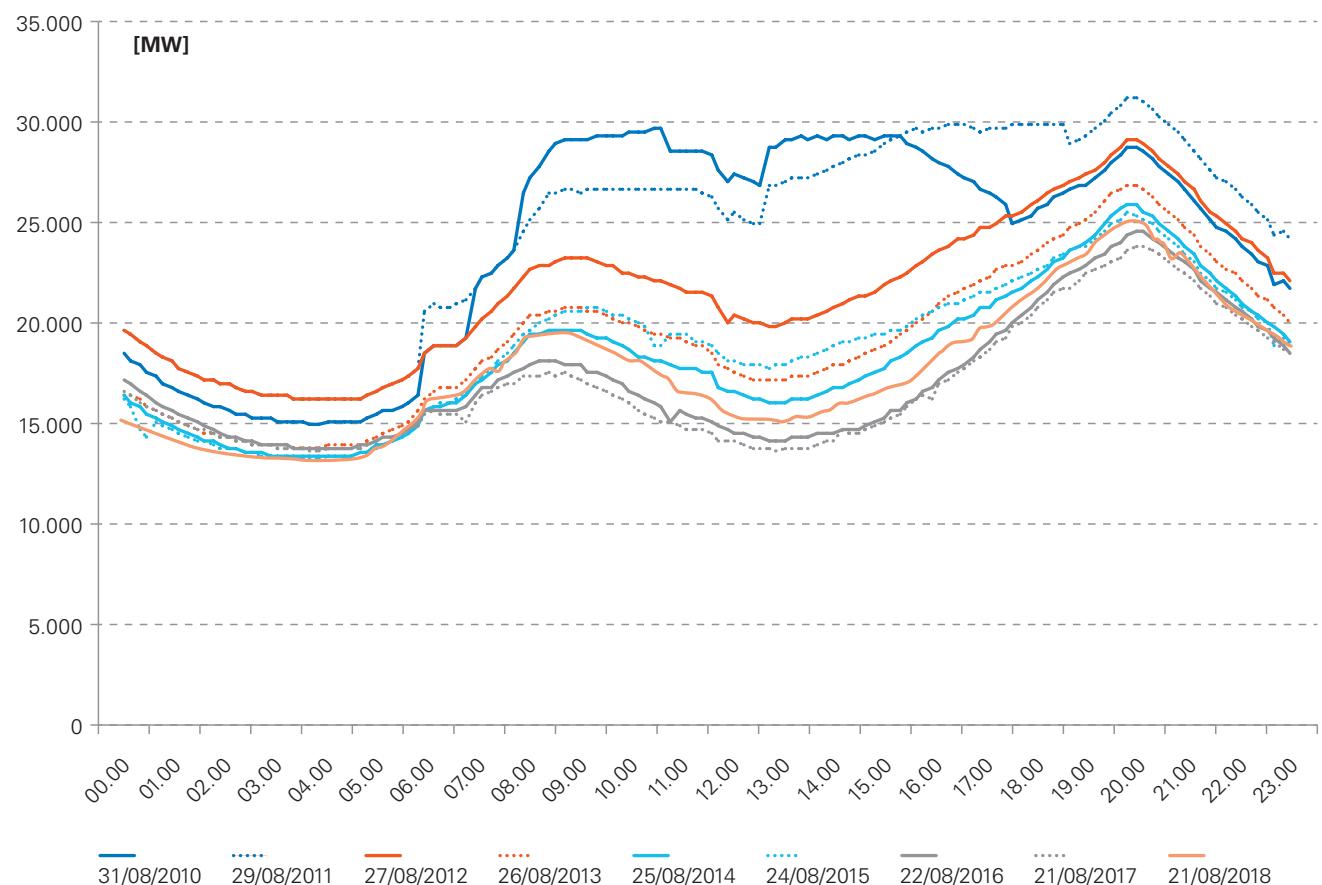


Fonte dati: E-Distribuzione

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 2018, dell’andamento del flusso di potenza totale dalla Rete di Trasmissione Nazionale verso la rete di E-Distribuzione nei giorni indicati nel grafico.

Rispetto al trend degli ultimi anni, soltanto nel 2018 si è registrato un aumento della potenza prelevata dalla RTN nelle ore centrali della giornata, riconducibile però alla riduzione della produzione della generazione distribuita a causa delle condizioni meteo perturbate che hanno interessato tutto il territorio nazionale nel mese di agosto.

Figura 10 – Andamento del flusso di potenza totale dalla RTN verso la rete E-Distribuzione

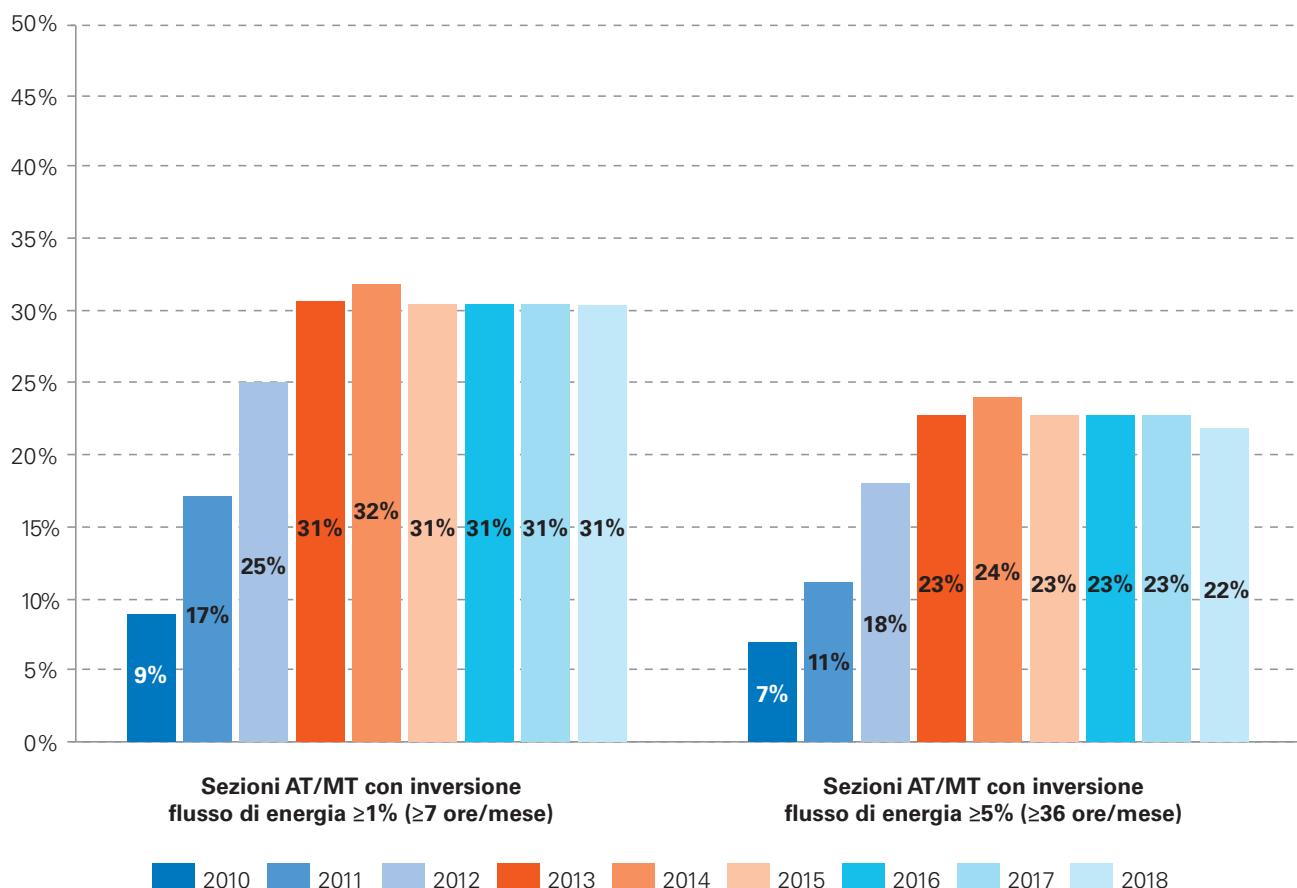


L’evoluzione della rete di distribuzione in “rete attiva” risulta altresì evidente se si considerano i dati relativi alle sezioni AT/MT di E-Distribuzione, ovvero i trasformatori AT/MT installati nelle Cabine Primarie, sulle quali si è registrata l’inversione del flusso di energia dal lato MT verso la Rete di Trasmissione Nazionale. Nella figura 11 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 31% dell’anno 2018, per un tempo di inversione di flusso di almeno 7 ore mensili;
- dal 7% dell’anno 2010 al 22% dell’anno 2018, per un tempo di inversione di flusso di almeno 36 ore mensili.

Figura 11 – 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 alle nuove norme tecniche.

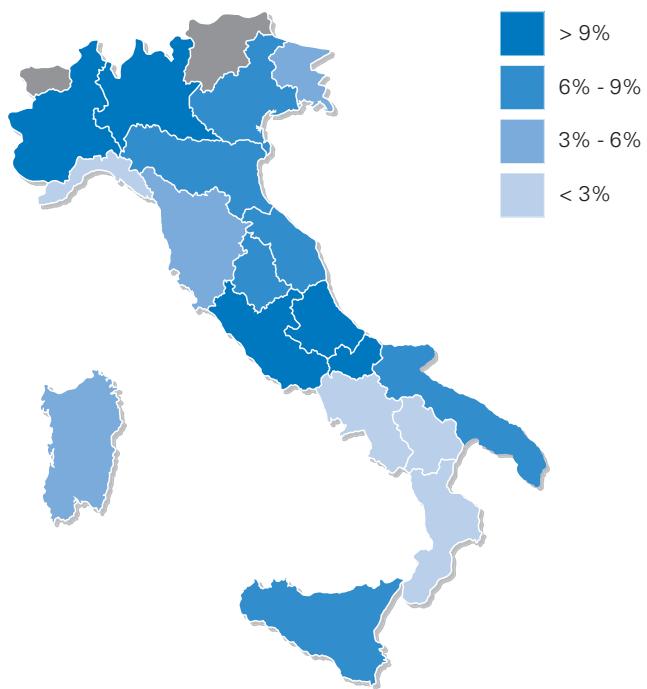
Tali prescrizioni, tuttavia, determinano l'aumento del rischio di formazione di "isola indesiderata" sulla rete di distribuzione, a fronte del quale devono essere previsti ulteriori e specifici interventi tecnici come meglio descritto nel paragrafo 4.4.

Adeguamento al carico

La rete MT di distribuzione, nella generalità dei casi, è strutturalmente magliata, sebbene esercita 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. Di seguito si riporta una mappa che descrive la situazione stimata al 2021.

Figura 12 – Percentuale di Cabine Primarie critiche stimate al 2021 rispetto al totale delle Cabine Primarie in esercizio



Fonte dati: E-Distribuzione

Tale mappa riporta la percentuale di impianti primari in esercizio che, in base alle stime di crescita dei carichi, raggiungeranno prevedibilmente una condizione di criticità nel 2021. La condizione di criticità 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 ciclo regolatorio 2016-2023

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 le Deliberazioni n. 646/2015/R/eel, 549/2016/R/eel e 127/2017/R/eel l'ARERA ha determinato le modalità di regolazione della qualità del servizio per gli esercenti il servizio di distribuzione per il nuovo ciclo regolatorio 2016-2023.

Queste le principali novità introdotte, rispetto alla regolazione generale precedentemente in vigore:

- una diversa modalità di calcolo di premi e penalità per la durata delle interruzioni con obiettivi annuali pari ai livelli obiettivo;
- l'introduzione di una regolazione sperimentale, per il triennio 2017-2019, incentivante la riduzione della durata delle interruzioni con preavviso con origini MT e BT;
- per le interruzioni prolungate estese: modifica dei tetti massimi per il calcolo dei rimborsi a carico del distributore (240 ore); introduzione del limite massimo delle 72 ore per la rivalsa del Fondo Eventi Eccezionali da parte delle imprese; introduzione di un numero massimo di rimborsi erogabili a ciascun cliente (2); allineamento degli standard a quanto oggi in vigore nei centri urbani, a partire dal 2020.

Infine, per quanto concerne la regolazione del numero delle interruzioni, l'ARERA ha confermato le modalità di regolazione premi-penalità vigenti, prevedendo al contempo una traslazione degli obiettivi al 2023.

Tabella 4 – Indicatori della qualità del servizio 2018: durata cumulata annua (interruzioni senza preavviso lunghe) e numero medio (interruzioni senza preavviso lunghe + brevi) per cliente BT per regione

Regione	Durata Cumulata Annuia [min/cliente BT]	Numero medio interruzioni Lunghe + Brevi [Int/cliente BT]
Piemonte	41,11	3,07
Liguria	37,96	2,47
Lombardia	29,77	1,89
Veneto	33,55	2,53
Friuli Venezia Giulia	28,68	2,01
Emilia Romagna	29,30	2,39
Toscana	37,25	2,49

Regione	Durata Cumulata Annuia [min/cliente BT]	Numero medio interruzioni Lunghe + Brevi [Int/cliente BT]
Marche	34,35	2,91
Umbria	39,93	2,93
Lazio	66,16	4,71
Abruzzo	51,91	3,98
Molise	34,80	2,68
Campania	63,73	4,81
Puglia	65,14	5,23
Basilicata	36,38	2,93
Calabria	59,95	5,46
Sicilia	77,18	6,93
Sardegna	63,04	5,36
E-Distribuzione	47,35	3,67

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. Invece, 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 e 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, 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 satellite, 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

3.2.1 Progetto “Smart Fault Selection”

La funzione di Selettività Logica dei guasti (smart fault selection) è una tecnica di selezione dei guasti che consente, grazie alla presenza di un canale di comunicazione broadband di tipo always-on asservito alla rete di Media Tensione, l'interazione tra i vari IED (Intelligent Electronic Devices) installati sui nodi della rete, al fine di selezionare la porzione di rete MT affetta da guasto nel più breve tempo possibile e senza scatto dell'interruttore in testa linea.

La disponibilità di canali di comunicazione tra i vari nodi della rete rende possibile la futura implementazione di automatismi più sofisticati che consentiranno anche la rialimentazione automatica delle sezioni sane di rete a valle di quella guasta.

Il progetto comporta l'installazione di nuovi apparati per telecontrollo e automazione in Cabina Primaria e cabine secondarie.

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, inoltre, 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 la sicurezza nell'esercizio degli impianti e che comportano radicali trasformazioni dei componenti o degli assetti di rete, anche attraverso la progressiva integrazione di tecnologie innovative.

Nel Piano di Sviluppo di E-Distribuzione vengono pianificate anche attività finalizzate all'adeguamento degli impianti esistenti alla normativa di carattere ambientale, come ad esempio la sostituzione di apparecchiature contaminate o l'adeguamento degli impianti alla normativa sulle emissioni acustiche o sui campi elettromagnetici. A tal fine nel corso dei prossimi due anni è prevista la sostituzione completa dei trasformatori MT/BT contenenti PCB nelle regioni in cui sono ancora presenti.

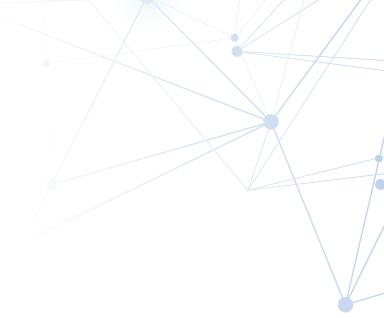
3.4 Sviluppo della rete e sostenibilità

Fermo restando il rispetto degli standard previsti in materia di sicurezza e ambiente, i progetti di sviluppo della rete vanno sempre più nella direzione di soddisfare esigenze di business in una logica di creazione di valore condiviso.

Investire sull'innovazione per migliorare le performance in termini di efficienza e di conseguenza offrire una migliore qualità del servizio, adottare soluzioni per ridurre gli impatti ambientali e valorizzare il territorio: è in questa ottica che si inseriscono i nuovi progetti e i principali interventi sugli asset di rete, quali smart grid, resilienza, contatore 2G, sviluppo di piattaforme digitali.



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 capitolo precedente.

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, l'affidabilità e la sicurezza dei servizi erogati.

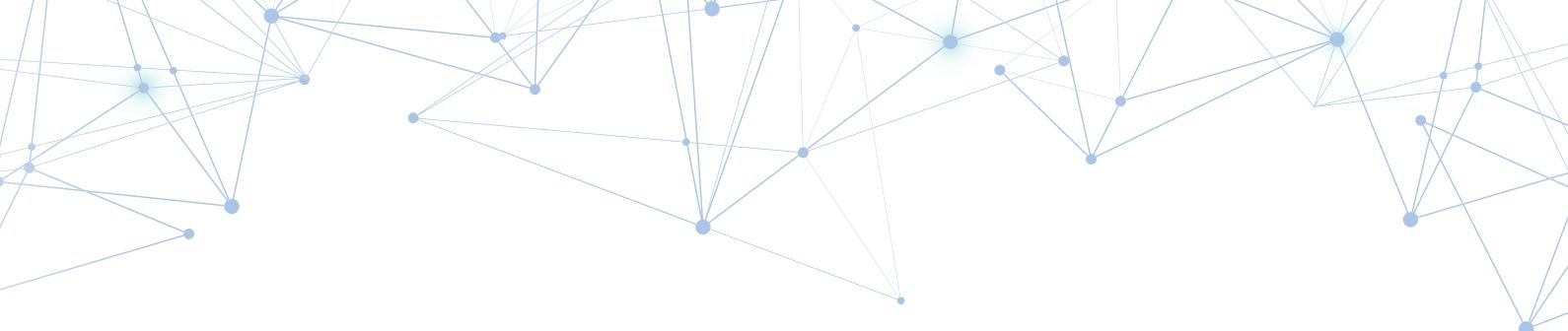
Per l'elenco nominativo degli interventi non menzionati in questo capitolo si rimanda agli Allegati al presente documento.

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

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 che 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, il 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, di saturazione 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 31/12/2018, è stata formalizzata la richiesta di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale.

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.

Denominazione	Comune	Provincia	Regione
Bernalda	Bernalda	Matera	Basilicata
Montescaglioso	Montescaglioso	Matera	Basilicata
Cacciapaglia	Genzano di Lucania	Potenza	Basilicata
Monte Carbone	Melfi	Potenza	Basilicata
Palazzo San Gervasio	Palazzo San Gervasio	Potenza	Basilicata
Trivigno	Trivigno	Potenza	Basilicata
Vaglio	Vaglio Basilicata	Potenza	Basilicata
Bisaccia	Bisaccia	Avellino	Campania
Savignano Irpino	Savignano Irpino	Avellino	Campania
Fagneto	Fagneto Monforte	Benevento	Campania
Molinara (ex San Marco)	Molinara	Benevento	Campania
Pontelandolfo	Pontelandolfo	Benevento	Campania
Baronissi (*)	Baronissi	Salerno	Campania
S. Quirico Trecasali (*)	Torrile	Parma	Emilia Romagna
Tornolo	Tornolo	Parma	Emilia Romagna
Pontebba	Pontebba	Udine	Friuli Venezia Giulia
Camposcalà 2	Montalto di Castro	Viterbo	Lazio
Dossi (*)	Valbondione	Bergamo	Lombardia
Cuneo Est (*)	Cuneo	Cuneo	Piemonte
Ceres (*)	Ceres	Torino	Piemonte
Lemie (*)	Lemie	Torino	Piemonte
Sparone (ex Locana) (*)	Locana	Torino	Piemonte
Macugnaga (*)	Macugnaga	Verbano-Cusio-Ossola	Piemonte
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
San Donaci Ovest	San Donaci	Brindisi	Puglia
Santa Susanna	Torre Santa Susanna	Brindisi	Puglia
Ascoli Satriano Est	Ascoli Satriano	Foggia	Puglia
Ascoli Satriano Ovest	Ascoli Satriano	Foggia	Puglia
Bisi	Troia	Foggia	Puglia

Denominazione	Comune	Provincia	Regione
Candela	Candela	Foggia	Puglia
Castelluccio	Castelluccio dei Sauri	Foggia	Puglia
Mannelli	Stornara	Foggia	Puglia
Ratingo	San Severo	Foggia	Puglia
Stornara	Stornara	Foggia	Puglia
Mollone	Copertino	Lecce	Puglia
Chiancone	Laterza	Taranto	Puglia
Fragagnano	Fragagnano	Taranto	Puglia
Ginosa Lama di Pozzo	Ginosa	Taranto	Puglia
Nurra 2	Sassari	Sassari	Sardegna
Piana Catania	Catania	Catania	Sicilia
Sigonella 2	Belpasso	Catania	Sicilia

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

Progetto per il rinnovo dei componenti di Cabina Primaria

E-Distribuzione ha avviato un progetto specifico per il rinnovo di componenti di Cabina Primaria. Allo scopo sono state catalogate e stratificate le apparecchiature esistenti sulla base dei seguenti indicatori (KPI):

- criticità nella disponibilità di ricambi per manutenzione;
- guasti o difettosità rilevate nei componenti;
- modularità (facilità di installazione di un nuovo componente sulla struttura della Cabina Primaria esistente);
- innovazione tecnologica (gap tecnologico dei nuovi componenti rispetto a quelli esistenti);
- età dei componenti.

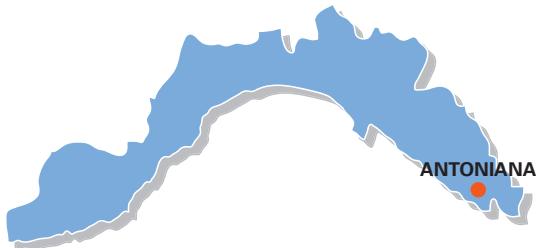
Per ciascuna tipologia di componente di Cabina Primaria, sono stati valutati gli indicatori sopra riportati utilizzando i dati disponibili e analizzando eventi di guasto rilevanti occorsi negli ultimi anni nelle Cabine Primarie.

Mediante la misurazione dei KPI è stata quindi ottenuta una classificazione dei componenti. I componenti selezionati per il piano sono stati stratificati per volumi, costruttore, modello, Area territoriale di appartenenza e ne è stata prevista la sostituzione nell'ambito di un Piano di investimenti pluriennale avviato già nel 2018 ed attualmente in corso.

Il piano consiste di 4.150 interventi (sostituzione mirata di componenti in Cabine Primarie) su tutto il territorio nazionale, per 74 milioni di euro di investimenti complessivi fino al 2023.

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.

Regione Piemonte



Nuova 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-esce 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-esce 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 il totale rifacimento della sezione AT a 132 KV (n. 3 linee future) e della sezione MT (n. 2 trasformazioni AT/MT).

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 in entra-esce AT Utente Glaverbel.

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-esce sulla linea AT a 132 KV T.571 “Ciriè – Venaria”.

Regione Sardegna



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

La nuova Cabina Primaria, prevista con un trasformatore da 25 MVA, sarà allacciata in entrambe le 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, nelle quali si rilevano 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 il raccordo alla rete MT esistente.

Regione Lombardia



Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Vulcano", 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 km²), 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 km² 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.

Regione Veneto



Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Castegnero” ex “Nanto” (VI)

La costruzione della nuova Cabina Primaria di Castegnero permetterà la riduzione della potenza erogata dalla Cabina Primaria di Montegalda, 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 controalimentabilità.

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 “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.

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

La nuova Cabina Primaria ha lo scopo di fornire adeguata potenza in media tensione al cliente AIA nel comune di S. Maria di Zevio e di contribuire al miglioramento della qualità del servizio nella relativa area industriale. Verrà inoltre derivata, dalla sbarra AT della Cabina, una consegna AT.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Agna” (PD)

L'intervento è previsto per migliorare la qualità e la continuità del servizio dei clienti MT e BT dell'area della pianura padana a cavallo dei confini tra le provincie di Padova, Venezia e Rovigo, mediante la riduzione della lunghezza delle linee MT.

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 oggi alimentati dalla rete Edison. La nuova cabina primaria sarà collegata in entra/esci con un layout tradizionale ad H.

Regione Toscana



Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Ospedaletto" (PI)

La nuova Cabina Primaria è prevista per 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. La nuova CP (completamento lavori previsto nel 2019) permetterà di realizzare nuove uscenti MT, in cavo interrato, che consentiranno di ripartire i carichi della attuale rete MT, prossima alla saturazione.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Viareggio Nord - Montramito" (LU)

La realizzazione della nuova Cabina Primaria, la cui ultimazione è prevista entro il 2019, consentirà di ripartire il carico e i clienti attualmente alimentati dalla 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.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Università Sesto Fiorentino" (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. Il termine dei lavori è previsto al 2021.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Ribolla” (GR)

La nuova Cabina Primaria, collocata nel comune di Roccastrada (GR), darà beneficio sull'area dei comuni di Roccastrada, Gavorrano, Massa Marittima, Grosseto e Castiglione della Pescaia, sia da un punto di vista di carico che di qualità del servizio. Le opere a cura E-Distribuzione sono ultimate nel 2018, per il completamento si è in attesa della connessione alla rete AT di Terna.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Marradi” (FI)

La nuova Cabina Primaria, collocata nel comune di Marradi (FI), risolve i problemi di e di cadute di tensione nella zona al confine tra Toscana ed Emilia Romagna, migliorando l'affidabilità del servizio nell'area. Le opere a cura E-Distribuzione sono ultimate nel 2018, si è in attesa della connessione alla rete AT di Terna.

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, Civitacastellana 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.

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. Considerate le problematiche nel reperimento dell'area inizialmente individuata, è in corso una revisione complessiva del progetto di inserimento della Cabina Primaria.

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.

Regione Puglia



Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Ascoli Ovest" (FG)

L'ubicazione della Cabina Primaria è in area semi-urbana, in posizione baricentrica rispetto alle iniziative di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, prevalentemente fotovoltaica di piccola-media taglia. Il nuovo impianto consentirà di far fronte efficacemente a tale sviluppo di richieste, superando le limitazioni della rete MT esistente.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Ruggianello" (TA)

L'ubicazione della Cabina Primaria è in area rurale, la rete MT afferente si sviluppa principalmente nella zone 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 “Santeramo” (BA)

L'ubicazione della Cabina Primaria è in un'area semi-urbana in cui insistono linee MT di elevata lunghezza. Il diffondersi di impianti di generazione da fonti rinnovabili di piccola e media taglia ha reso necessari interventi di sviluppo della rete attuale. L'impianto interessa i Comuni di Altamura, Santeramo, Matera e Laterza.

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 in corso di individuazione l'ubicazione ottimale dell'impianto, con l'obiettivo di agevolare la connessione alla rete AT di Terna.

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 20mila clienti dell'ambito Napoli Media Concentrazione.

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 Alta Concentrazione. L'area, che complessivamente conta 90mila 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 30mila 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.

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.

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.

Regione Calabria



Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Bagnara" (RC)

La costruzione della Cabina Primaria di Bagnara è finalizzata a consentire l'allaccio di numerose forniture della Società Autostrade SA-RC nei pressi di Bagnara, area a bassa concentrazione della Provincia di Reggio Calabria. La Cabina Primaria, progettata in posizione baricentrica rispetto alla Stazione di Scilla e alla Cabina Primaria di San Procopio, sarà allacciata in entra-esce alla linea 150 kV "Rizziconi – Scilla".

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.

Regione Sicilia



Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Partanna" (TP)

Il sito interessato alla realizzazione dell'impianto è ubicato nel territorio del comune di Partanna, in provincia di Trapani, contrada Magaggiari. L'attuale rete MT, con linee di notevole lunghezza, limita la possibilità di connettere impianti di produzione. La nuova Cabina Primaria, che verrà collegata in entra - esce alla linea AT a 150 kV "Santa Ninfa - SE Partanna", consentirà di ridurre la lunghezza media delle attuali linee a 20 kV, migliorerà la qualità del servizio elettrico potenziando la rete di distribuzione e permetterà una maggiore capacità ricettiva a fronte di future richieste di connessione.

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 permetterà una maggiore 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 del comune di Trapani, in prossimità della costa caratterizzata dalla presenza delle Saline; il territorio in questione è fortemente antropizzato. 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 permetterà una maggiore capacità ricettiva a fronte di future richieste di connessione.

Principali interventi AT completati

Regione Liguria

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Genova Fiera"

La nuova Cabina Primaria di Genova Fiera è stata recentemente completata e soddisfa nuove richieste di energia nascenti nella zona centrale della città di Genova (area Fiera). Nell'area si è avuta negli ultimi anni una progressiva crescita del carico elettrico, che ha determinato la saturazione delle reti MT con contemporanee nuove richieste di allacciamento/potenziamento elettrico. Il nuovo impianto consente di soddisfare la prevista crescita del carico.

Regione Piemonte

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Riva Valdobbia".

Gli interventi sulla rete MT annessi al nuovo impianto garantiranno il miglioramento della qualità del servizio nell'area dell'Alta Valsesia (VC), 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.

Regione Lombardia

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Madone", Comune Madone (BG)

La nuova Cabina Primaria consente di migliorare l'assetto della rete MT dell'area, che aveva alcune dorsali prossime alla saturazione e con difficoltà di rialimentazione.

Regione Veneto

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Brentelle" (PD)

La nuova Cabina Primaria Brentelle consente di risolvere criticità di carico precedentemente esistenti nell'area.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Conco" (VI)

L'intervento migliora la continuità dell'alimentazione elettrica dei clienti MT e BT della provincia di Vicenza, in particolare dell'altopiano di Asiago e delle pendici montuose e collinari vicino a Bassano e Marostica. Tramite la nuova Cabina Primaria è possibile disporre di una completa controalimentabilità in MT per la Cabina Primaria di Asiago.

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/eel) e, per gli impianti di produzione, il 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 vengono pianificati interventi puntuali di adeguamento, ad esempio per l'evoluzione del valore massimo degli assorbimenti e/o del loro fattore di contemporaneità.

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 Qualità del servizio

Gli investimenti finalizzati al miglioramento della qualità del servizio per i clienti finali sono necessari per perseguire gli obiettivi definiti dall'ARERA relativamente al nuovo ciclo regolatorio per gli anni 2016-2023.

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 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 rialmentabilità della rete MT.

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

b) Provvedimenti con effetto prevalente sul Numero delle interruzioni (Lungh 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);
- 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 Qualità

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, di interruttori BT telecontrollati che consentono la diminuzione della Durata cumulata di origine BT.

4.4 Provvedimenti conseguenti all'applicazione della Delibera 84/2012/R/eel e successive integrazioni

Come già illustrato al paragrafo 3.1, con il nuovo scenario di riferimento tecnico e regolatorio sono state introdotte nuove prescrizioni per assoggettare ai servizi di rete la generazione distribuita non rilevante.

Tali prescrizioni, se da un lato concorrono ad aumentare il grado di stabilità della Rete di Trasmissione Nazionale, dall'altro determinano un aumento del rischio di formazione di “isola indesiderata” sulla rete di distribuzione.

Al fine di ridurre il rischio di formazione di “isola indesiderata” e richiuse in “contro-fase”, devono essere previsti ulteriori e specifici interventi tecnici nelle Cabine Primarie interessate da una considerevole presenza di impianti di produzione connessi in MT e BT.

In particolare gli interventi consistono principalmente nel condizionare la richiusura rapida della linea MT in Cabina Primaria all’assenza di tensione sulla linea MT stessa. Lo scopo di questi interventi è, in caso di formazione di un’isola MT/BT sostenuta dalla generazione MT e BT, inibire la richiusura rapida degli interruttori MT, prevista dai cicli automatici, in presenza di tensione lato linea a fronte di un’apertura per guasto. Ciò può prevenire possibili richiuse in “contro-fase”, evitando danni ad impianti ed apparecchiature.

Ulteriori interventi sono in corso di valutazione anche con riferimento all’evoluzione della normativa di settore.

4.5 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 associate, i principali progetti in corso, risultanti dal processo di selezione sopra descritto.

4.5.1 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 dalla Strategia Energetica Nazionale (SEN) nonché dal Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima (PNIEC) di prossima emanazione. 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 316 milioni nel triennio 2019-2021.

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

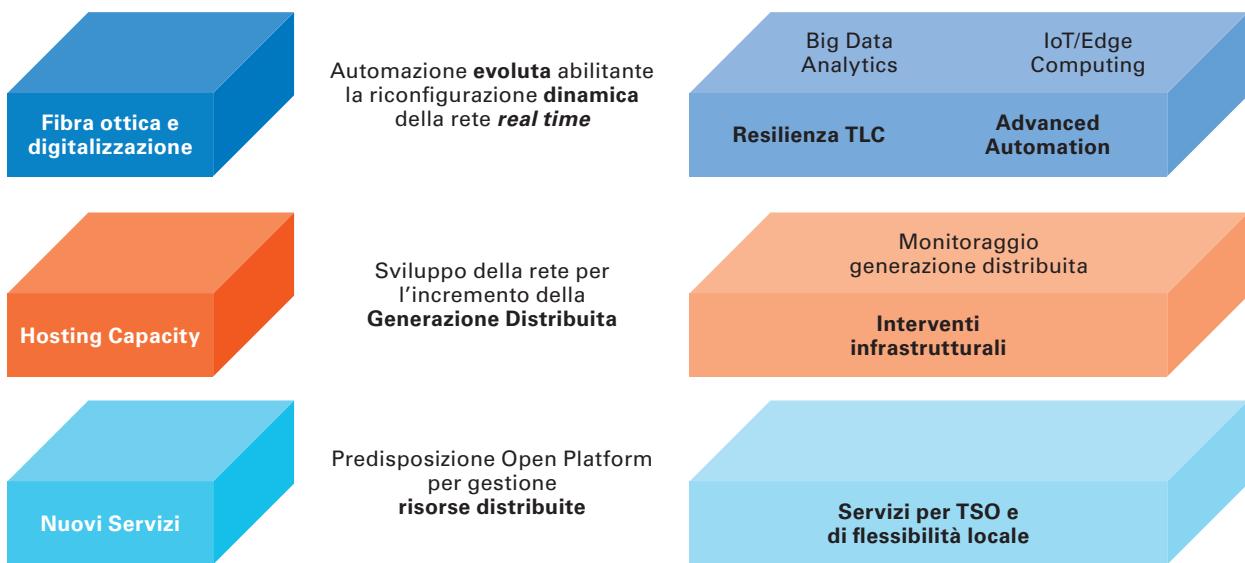
- A questo capitolo afferiscono interventi di rifacimento/adeguamento di linee MT esistenti, per complessivi 1.650 km circa, con particolare riferimento a tratti di linee caratterizzati da una significativa incidenza sulle performance della rete soprattutto in termini di numero delle interruzioni.

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



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.

4.5.2 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 delle misure 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, avviata nel 2017, nel 2018 ha visto una crescita del 200%: se infatti nel primo anno di piano si prevedeva di installare circa 1,8 mln di CE2G, nel 2018 il Piano di Messa in Servizio presentato ad ARERA vedeva un impegno di E-Distribuzione per 5,4 mln di installazioni di CE2G di cui 5 mln per sostituzione di contatori di vecchia tecnologia. 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. In totale, al 31 dicembre 2018 sono stati installati circa 7,3 mln di CE2G di cui ben 5,8 mln installati dalle imprese di posa massiva, confermando la percentuale dell'80% di sostituzioni per posa massiva comunicata ad ARERA in fase di pubblicazione del Piano di Messa in Servizio. In totale nei primi 2 anni di piano sono stati attivati 126 appalti di durata biennale che hanno visto coinvolte 58 imprese e consorzi per un totale di circa 1.000 operatori impegnati ogni giorno.

Per il 2019 il piano prevede l'installazione di circa 5,9 mln di CE2G, di cui 4,8 mln attraverso la posa massiva: per far fronte a questi volumi, anche in ragione del progressivo spegnimento dei contratti in essere, saranno attivati nel corso dell'anno ulteriori contratti per garantire continuità alle attività.

4.5.3 Progetto TPT2000 per il telecontrollo delle Cabine Primarie

L'installazione dei nuovi terminali TPT2000 rientra nel programma di innovazione tecnologica degli apparati di Telecontrollo delle Cabine Primarie, finalizzato all'adozione delle nuove piattaforme digitali, abbandonando quelle analogiche non più supportate dagli operatori di telecomunicazione.

Il nuovo apparato di telecontrollo TPT2000 è stato concepito per rispondere alle nuove necessità, rendendo disponibili un maggior numero di segnali, misure e comandi per l'interfaccia con il campo, ormai indispensabili per supportare le aumentate esigenze di monitoraggio e controllo della rete elettrica.

Il protocollo di comunicazione utilizzato è conforme agli standard internazionali, con l'utilizzo di infrastrutture di telecomunicazione tra le più moderne offerte dal mercato.

Il telecontrollo degli impianti primari di E-Distribuzione è costituito essenzialmente da tre sottosistemi:

- il terminale periferico di tele operazione (TPT2000) con adeguamento impiantistico del relativo sistema di protezione di cabina primaria;
- la rete di comunicazione IP;
- i Sistemi di Telecontrollo Centrali STUX e STM.

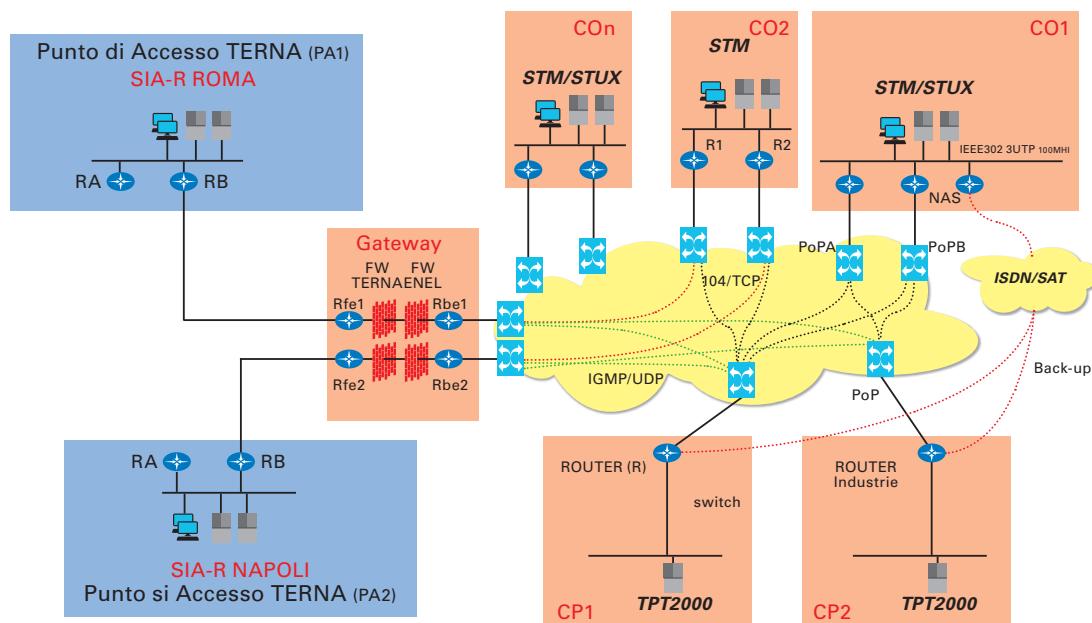
L'architettura del sistema prevede che la comunicazione tra gli impianti primari e i Centri Operativi di E-Distribuzione sia di tipo ridondante, per garantire un elevato standard di affidabilità.

Il piano di attivazione è in stato avanzato e si prevede il completamento dell'intero parco di impianti entro il 2020.

La realizzazione del progetto, inoltre, consente lo sviluppo di ulteriori funzionalità e servizi:

- "Sistemi di Difesa della Rete Elettrica" da rischi di black-out, più evoluti rispetto agli attuali. Questa architettura di rete è in grado di connettere gli impianti di Telecontrollo di E-Distribuzione con i sistemi di Controllo e Difesa di Terna;
- Sistemi di allarmi e Video per monitoraggio degli impianti primari;
- Raccolta misure di qualità dell'Energia Elettrica distribuita (Power Quality).

Figura 13 –Architettura del sistema di telecontrollo.



L'introduzione di nuove tecnologie (*Smart Grid*) e di nuove tecniche di automazione per la selezione dei guasti (Funzione Selettività Logica e Smart Fault Selection) ha richiesto l'evoluzione dei Sistemi di Telecontrollo, sia centrali che periferici, e della rete di telecomunicazione.

È in corso la migrazione progressiva dei Sistemi Centrali di Telecontrollo su tecnologia VMware; si prevede di ultimare la migrazione di tutti i sistemi entro metà del 2020.

A supporto della nuova architettura sistemistica è stata realizzata una nuova rete di telecomunicazioni costituita da un back-bone con collegamenti a larghissima banda. Tutti i collegamenti sono ridondati a livello di operatore.

4.5.4 Interventi per lo sviluppo delle Smart Grid e delle Smart City

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, 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 e sistemi centrali (STUX/STM), apparati e sistemi di Cabina Primaria (TPT2000/TPT2020) e di Cabina Secondaria per il telecontrollo e l'automazione della rete (UP, RGDAT e RGDM)

In questi ambiti sono comprese le attività di evoluzione HW e SW dei sistemi di telecontrollo e automazione a supporto di tutti i progetti *Smart Grid* previsti, con particolare riferimento alle funzionalità evolute di monitoraggio in tempo reale, di regolazione della tensione MT, di scambio informativo con Terna e delle nuove tecniche di selezione del guasto e rialimentazione automatica della rete MT.

Queste attività costituiscono una base comune dei diversi progetti *Smart Grid* garantendo omogeneità ed integrazione degli sviluppi. Nel periodo in considerazione è previsto anche l'upgrade dei sistemi centrali di telecontrollo ai fini del rinnovo tecnologico e del potenziamento HW delle varie piattaforme. Anche per i sistemi DMS (Distribution Management Systems), usati per i calcoli di rete in tempo reale, è in corso un'evoluzione HW e SW al fine di soddisfare le esigenze emergenti.

Sono pure comprese in questi ambiti le evoluzioni necessarie per l'integrazione dei sistemi in oggetto con il nuovo sistema informativo aziendale, con le nuove applicazioni di outage management e i nuovi sistemi per la certificazione delle interruzioni. L'attività è in corso dal 2017.

È inoltre previsto lo sviluppo di una versione dell'apparato periferico di cabina secondaria UP, denominata UP2020, che implementa nuovi automatismi e sarà in grado di utilizzare il protocollo IEC61850, al fine di integrare alcune funzionalità necessarie per le nuove tecniche di selezione del guasto e di rialimentazione automatica della rete MT.

Le nuove UP2020 consentono l'eliminazione di gran parte dei cablaggi fisici, offrono tool di configurazione più efficaci, abilitano nuove funzionalità in cabina secondaria, permettono di abilitare funzionalità di edge computing e logiche PLC programmabili in tempi brevissimi.

Evoluzione apparati periferici (μ UP) e sistemi centrali per il telecontrollo della rete di Bassa Tensione (STB)

In questo ambito sono comprese le attività di sviluppo evolutivo e di installazione del nuovo 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.

STB è un sistema SCADA sviluppato su base GIS con tecnologia WEB Application. Consente la visualizzazione degli schemi della rete BT in modo topografico, rappresentando cabine secondarie, linee, nodi e civici su mappa geografica. Gli schemi sono facilmente navigabili ed è possibile ricercare ed ottenere dati fino al dettaglio di singolo cliente. La rappresentazione della rete BT, che varia dinamicamente in base alle informazioni sullo stato degli organi di manovra e sezionamento, è modificabile tramite ordini funzionali o telecomandi, ove disponibili. Lo stato di alimentazione o disalimentazione della rete è reso evidente da specifici tematismi grafici. STB consente la visualizzazione della propagazione sulla rete BT di disalimentazioni di origine AT e MT grazie al colloquio continuo con il Sistema di Telecontrollo della rete MT (STM).

Saranno inoltre oggetto di ulteriori sviluppi le soluzioni per il telecontrollo degli armadi stradali di bassa tensione (Smart Street Box) e per 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. È inoltre prevista l'introduzione del sistema per i calcoli elettrici BT in tempo reale (DMS BT), integrato con il sistema di telecontrollo BT e con i sistemi di rete a livello di tensione superiore (MT).

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, con una banda tale da garantire il corretto funzionamento dei nuovi protocolli di comunicazione. Ad oggi tale infrastruttura è stata realizzata (Progetto Isernia, Grid4EU) o è in corso di realizzazione nell'ambito di alcuni progetti finanziati appartenenti ai filoni *Smart Grid* e *Smart City*.

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 di alcuni progetti: CP Campi Salentina (Puglia), CP Chiaravalle (Calabria), CP Dirillo (Sicilia), CP Carpinone (Molise), 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 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 dal progetto Smart City L'Aquila, NER 300/Puglia Active Network, Flexiciency, Replicate e Energy Efficiency Buildings.

Nell'ambito degli impegni assunti da E-Distribuzione con riferimento al procedimento A486 della 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, acquisisce i dati dal contatore e li rende disponibili alle applicazioni esterne con una frequenza media di aggiornamento dei dati di 15 minuti

Energy Management System

In occasione di EXPO 2015 è stato sviluppato un sistema che permette di offrire servizi di efficienza energetica attraverso l'interazione con il dispositivo Smart Info e con un'infrastruttura di campo dedicata alla misura e al controllo dei carichi elettrici.

Nell'ambito del progetto H2020 Flexiciency, tale sistema sarà ulteriormente sviluppato nel triennio, nell'ottica sia di sperimentare la realizzazione di una web application dedicata ai clienti residenziali e di piccola taglia, sia di integrare nuovi dispositivi di campo con nuove funzionalità e ambiti applicativi (es. microgrid).

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* che l'introduzione di soluzioni volte a rendere "Smart" la città, a vantaggio dell'efficienza energetica e dello sviluppo in ottica Green.

Nel 2019 proseguirà la distribuzione alla clientela domestica dei dispositivi Smart Info, consentendo il coinvolgimento dei cittadini. L'architettura di gestione dei servizi energetici EMS 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.

Come per il progetto Smart City L'Aquila, nel corso del 2019 proseguirà la distribuzione di dispositivi "Smart Info+" alla clientela domestica.

Nel 2019 sarà inoltre completata l'installazione delle oltre 70 stazioni di ricarica per veicoli elettrici sul territorio della Regione previste dal progetto.

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, 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.

1 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.

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.

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.

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).

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 progetto ComESto 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 prosumers in "comunità" (Community Energy Storage), sotto il profilo commerciale dell'energia, nell'ambito delle quali acquisiranno maggiore conoscenza e consapevolezza delle proprie esigenze di consumo e dei benefici derivanti dall'utilizzo distribuito e capillare delle fonti rinnovabili. L'implementazione della piattaforma Community Energy Storage si completerà con lo sviluppo di modelli di demand response, previsionali, di producibilità e di carico, nonché con analisi di sostenibilità economica ed ambientale delle tecnologie analizzate.

In 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.

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. Sono in corso alcuni approfondimenti al fine di individuare i possibili modelli di mercato. In ogni caso, a prescindere dai modelli identificati, 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), 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* per 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; lo sviluppo di una funzionalità avanzata di automazione per la selezione ed isolamento automatico dei guasti (SFS –Smart Fault Selection), che permetterà di riconfigurare rapidamente la rete, migliorando così la qualità del servizio e riducendo le interruzioni di energia elettrica. Il progetto prevede anche l'abilitazione di servizi smart city come la mobilità elettrica e l'efficientamento energetico.
- Progetto **EUSysflex** (2017-2021), finanziato nell'ambito del programma H2020 della Commissione Europea, ha l'obiettivo di garantire un livello efficiente e sufficiente di servizi di sistema per 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); la modulazione di potenza attiva e reattiva a livello di Cabina Primaria per la regolazione della rete del TSO.

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.

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 ecc.

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.

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 dalla 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.

4.5.5 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.

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 di 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 cui 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 che in cabina. E' 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.

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, il telecontrollo (interruttori BT motorizzati o dispositivi per controllo remoto e automazione), l'installazione di ripetitori per la comunicazione PLC dei contatori afferenti al relativo nodo e l'implementazione di sensoristica in grado di rilevare lo stato di manutenzione dell'armadio (es. sensori di apertura, temperatura, etc). La morsettiera è stata progettata al fine di poter essere installata in sostituzione delle morsettiere 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

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

E' 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.

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 e 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 troubleshooting in campo della comunicazione tra contatori e concentratori dati. SuRF, inoltre, consentirà di eseguire raccolte massive di letture, esecuzione massive di lavori in telegestione, misura flussi di energia, identificazione 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.

4.6 Progetti di sviluppo a supporto delle infrastrutture

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

4.6.1 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. Trasformazione digitale che 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:

- *Material Lifecycle Management & Material Tracking System*: realizzazione nuova piattaforma integrata per la gestione delle prime fasi del ciclo di vita, omologazione, collaudi e difettosità dei materiali, con sistema di tracciatura a barcode.
- *Augmented Quality Check Control*: realizzazione sistema di supporto da remoto alle attività di controllo della qualità dei materiali (collaudi di accettazione, audit e training) basato sulla realtà aumentata.
- *Walk-out 2.0*: sviluppo di nuovi sistemi per la rappresentazione di un progetto/preventivo direttamente in campo (in mobilità) con l'ausilio di strumenti avanzati e la digitalizzazione dei dati nelle varie fasi.
- *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.
- *Piattaforma Unica Gestione Appalti*: nuova piattaforma per la gestione e il monitoraggio dinamico dei contratti dalla emissione alla chiusura con compilazione assistita della RdA e sistema unico per la gestione documentale.
- *Smart support Analisi Rete*: nuovo tool di Analisi delle reti di distribuzione con individuazione automatica delle criticità di linea, evoluzione dei simulatori esistenti con reportistica user-friendly a supporto degli investimenti.
- *Innovazione tecnologica*: automazione processo di creazione delle ProLav e gestione di approvazione e monitoraggio da smartphone; pianificazione assistita con tecniche di intelligenza artificiale per elaborazione automatica di soluzioni di connessione MT e di interventi di iniziativa e-distribuzione.
- *ATENA Applicativo Patrimonio/Autorizzazioni*: realizzazione nuovo applicativo per la gestione delle autorizzazioni e del patrimonio con interfacciamento con gli altri applicativi aziendali di riferimento

Per quanto riguarda il macro-processo "Esercizio e Manutenzione", tra le iniziative introdotte si evidenziano le seguenti:

- *Guida a identificazione guasto + Suggerimento manovre*: nuovo tool per la previsione probabilistica del tronco guasto, in funzione degli input dal campo, identificazione potenziali elementi guasti all'interno del tronco; suggerimento lista di possibili sequenze di manovre da eseguire per localizzare in modo più preciso e rapido il punto guasto e proposta del possibile posizionamento di un gruppo

elettrogeno o cavo attrezzi; digitalizzazione delle comunicazioni tra centro operativo e personale sul campo con invio manovre su smartphone.

- *Sensoristica avanzata*: installazione di sensori ambientali ed elettrici nelle cabine secondarie per il monitoraggio da remoto dello stato di salute dei componenti ed implementazione di algoritmi di Machine Learning in grado di segnalare eventuali scostamenti critici dal funzionamento normale, in ottica di favorire interventi di manutenzione predittiva. L'iniziativa è in fase di pilota su 150 cabine, per valutazioni preliminari all'installazione massiva.
- *Ispezioni innovative*: estensione della tecnologia Lidar sul 100% linee aeree MT, impiego di droni per incrementare l'efficienza delle ispezioni mirate sulle linee aeree MT, uso di termocamere per incrementare il livello di affidabilità dell'ispezione in cabina e ridurre la probabilità di guasto, acquisto di laser scanner e creazione repository per metadati.
- *Image Processing & 3D Modelling*: Applicazione di Digital Asset Capturing (DAC) che, grazie ad un motore di Machine Learning, consente, a partire dalle fotografie scattate da elicotteri e droni, di riconoscere i componenti di rete, georeferenziarli, individuare le criticità impiantistiche e storicizzare i dati su un repository in Cloud integrato con la mappa applicativa aziendale.
- *Strumenti evoluti per interventi dal campo*: sviluppo di APP per diagnosi e manutenzione in campo del CdM e Concentratore attraverso strumenti integrati multifunzione, che consentano la comunicazione tramite bluetooth o wifi, verso i dispositivi.

Nel macro-processo “Bilancio, Energia e Perdite” risultano di particolare interesse le iniziative seguenti:

- *Aggiornamento mappatura rete*: sviluppo di nuovo tool per la rilevazione automatica di una variazione di assetto di rete temporanea o permanente con comunicazione al sistema cartografico per aggiornamento della mappa di rete BT e associazione automatica CE-CBT dei clienti coinvolti e della durata della variazione.
- *Automatismi validazione e smistamento misure*: nuova applicazione di Process Automation per la riduzione scarti di validazione e certificazione automatica delle misure in scarto con definizione regole di correzione dei campioni delle curve di carico; Adeguamento dei profili delle curve di carico dei produttori con interpolazione dei campioni mancanti; applicazione piattaforma con logiche Machine Learning per la determinazione di regole di validazione automatica.
- *BaC (Balance Core)*: nuova applicazione per l'individuazione automatica di disallineamenti di anagrafica, misura e fatturato, perimetro interno ed esterno; analisi sbilanci con assetto di rete dinamico; Identificazione e gestione organizzata e sequenziale dei disallineamenti riscontrati.
- *Billing Power Up*: informatizzazione dei processi di superi di potenza, servizio di misura e attività a seguito verifica con automazione delle attività di raccolta e organizzazione delle informazioni

anagrafiche, tecniche e commerciali; automazione delle evidenze e generazione automatica pratiche con assegnazione ai cluster responsabili.

Nel macro-processo "Gestione del cliente" rivestono particolare attenzione le seguenti iniziative:

- *IODA*: nuovo sistema di archiviazione documentale e unificazione delle piattaforme di outbound e inbound con creazione di un nuovo DMS unico aziendale, un sistema di etichettatura automatica e con l'ausilio di strumenti che consentiranno la lavorazione completamente digitale delle pratiche.
- *R-evolution*: nuovo sistema di gestione dei reclami e delle richieste d'informazioni basato su un'architettura intelligente che tramite il machine learning permetterà di classificare e risolvere automaticamente alcune casistiche e supportare gli operatori tramite proposte di soluzione.
- *Digital Assistant WEB per customer care*: assistente virtuale già presente sul portale di e-distribuzione, sia in area pubblica che privata, in grado di fornire risposte grazie l'integrazione con servizi online o FAQ. Si tratta di una intelligenza artificiale il cui apprendimento è in continua evoluzione.

BEAT - Nuovo Contatore Elettronico

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).

Il nuovo sistema centrale (BEAT) sarà quindi in grado di telegestire sia l'attuale che la nuova infrastruttura. Di seguito alcune caratteristiche peculiari del nuovo sistema:

- acquisizione/ricezione di eventi e misure commerciali e tecniche dagli apparati in campo;
- funzioni di monitoraggio e controllo dell'intera rete geografica;
- capacità di supportare, monitorare e controllare i processi di business end to end;
- aggregazione ed elaborazione dati con tecniche di data mining;
- gestione di apparati sia di nuova che di vecchia generazione;
- acquisizione di tutti i dati di misura, con la storicizzazione prevista dalle normative vigenti;
- disponibilità dei dati anche verso sistemi esterni, mediante interfacce standard;
- possibilità di monitoraggi di esecuzione lavori da remoto e in locale;
- alta affidabilità e modularità del sistema.

Modello a consumo

ARERA ha progressivamente separato il contenuto informativo tecnico da quello commerciale che ogni distributore è tenuto a comunicare agli operatori del settore. Con la delibera 460/2016/R/eel, ha definito uno standard di comunicazione del fatturato in cui le informazioni tecniche, quali il codice e matricola del misuratore, la sua tipologia, la lettura e la sua natura, sono assenti e tra l'altro già pubblicate con un differente flusso informativo secondo quanto dettato con la precedente delibera 65/2012/R/eel.

Alla luce del quadro normativo che si è venuto a determinare è nata, quindi, l'opportunità di adottare nel sistema di fatturazione un diverso modello dati ossia un “modello a consumo” per il quale tutte le forniture, a partire da una certa data, verranno gestite svincolandosi dai dati puramente tecnici dall'apparecchiatura fisica con ripercussioni positive in termini di:

- Semplificazione del modello dati in MELT;
- Riduzione in MELT degli scarti di acquisizione dei dati di misura provenienti da BEAT;
- Riduzione in MELT degli scarti di consuntivazione delle RdL provenienti da FOUR;
- Aumento del KPI di fatturazione e conseguente cash flow;

- Riduzione del numero di fatture di Storno con conseguente maggiore aderenza alle normative fiscali in tema di IVA.

Il progetto ha impatti principalmente sui sistemi MELT e BEAT e in misura minore sul sistema FOUR.

Sistema MELT

- Migrazione One Shot (in almeno due riprese) di tutto il portafoglio forniture verso un apparecchiatura a consumo;
- Revisione del modello di integrazione con FOUR relativamente all'innesto di richieste di lettura verso BEAT;
- Revisione delle transazioni per la gestione manuale delle anagrafiche tecniche al fine di garantire la coerenza rispetto al nuovo modello;
- Adeguamento del modello di integrazione con BEAT per l'acquisizione dei consumi di conguaglio, dei treni di rettifica, etc;
- Adeguamento della logica per prioritizzare le forniture da fatturare;
- Adeguamento del motore di calcolo per consentire la fatturazione per forniture con lettura stimata in corrispondenza della data di cambio modello e la gestione del consumo actual;
- Revisione del cruscotto di fatturazione e della reportistica utente che attualmente si basano sulle informazioni tecniche del misuratore.

Sistema BEAT

- Revisione delle logiche di validazione per gestire l'invio a MELT dei consumi oggetto di conguaglio;
- Sviluppo di nuovi flussi di smistamento del consumo a MELT per gestire le differenti famiglie di misuratori in modo diverso:
 - Flusso per forniture a registro (CE, GDM, CE2GNR)
 - Flusso per forniture a curva con registro mensile (CEO1G, GME)
 - Flusso per forniture 2G a regime (CE2GR, CEO2GR)
 - Flusso per la notifica delle cancellazioni logiche di registri che determinano un ricalcolo del consumo
- Le forniture MT/AT dovranno essere gestite con le attuali logiche:

- Revisione della comunicazione con MELT per le modifiche fatte da maschera per prevedere l'invio del consumo
- Adeguamento della gestione del codice di rete per lo switch a consumo del modello di integrazione ExaBeat – ISU

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
- Sinergia completa con tutte le altre applicazioni di Front Office già presenti sul mondo Salesforce: i portali già realizzati su Saleforce (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

4.6.2 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. E' 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), natanti ad alimentazione ibrida per la laguna di Venezia.

4.7 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.

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 autodiagnosica 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 ai paragrafi 4.5.1 e 4.5.2 e, con riferimento agli investimenti in Information & Communication Technology, al paragrafo 4.6.1.

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



Attraverso il Piano di Sviluppo delle Infrastrutture, E-Distribuzione intende assicurare, in termini di qualità e quantità, lo sviluppo armonico dell'infrastruttura di distribuzione a supporto dello sviluppo socio-economico nazionale. Con l'adozione di tale piano, E-Distribuzione si prefigge di:

- rispondere ai fabbisogni indotti 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 di energia da fonti convenzionali e da 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.

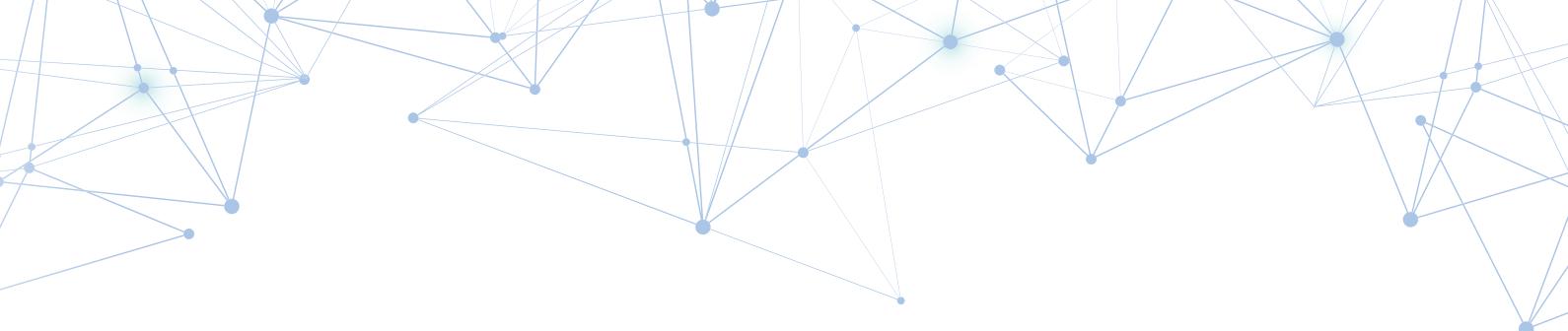
Per quanto attiene ai risultati attesi in termini di performance della rete elettrica (in un'ottica di medio - lungo periodo), questi sono riconducibili principalmente alla risoluzione delle criticità di rete, al miglioramento della qualità del servizio, all'incremento della resilienza della rete, all'incremento dell'efficienza energetica, nonché alla riduzione delle perdite di distribuzione.

Infine, l'avvio di nuovi progetti basati sull'innovazione tecnologica, in particolare il progetto DS0 4.0 - Digital Network, segna l'accelerazione nel percorso di evoluzione tecnologico/industriale, per consentire alla rete di distribuzione di svolgere un ruolo fondamentale nella transizione energetica.

5.1 Prevenzione dei fenomeni di sovraccarico della rete

Come già ricordato nel paragrafo 3.1 (cfr. fig.11) la previsione dei carichi per gli anni a venire ha evidenziato, anche nel breve-medio termine, la tendenza al superamento delle soglie di sovraccaricabilità.

I processi definiti da E-Distribuzione per il monitoraggio e la previsione puntuale dei carichi sono finalizzati, quindi, alla pianificazione di una serie di interventi che hanno come obiettivo comune la prevenzione dell'insorgere dei fenomeni di criticità sulla rete, 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.

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. 4.5.3 (“Interventi per lo sviluppo delle Smart Grid”).

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).

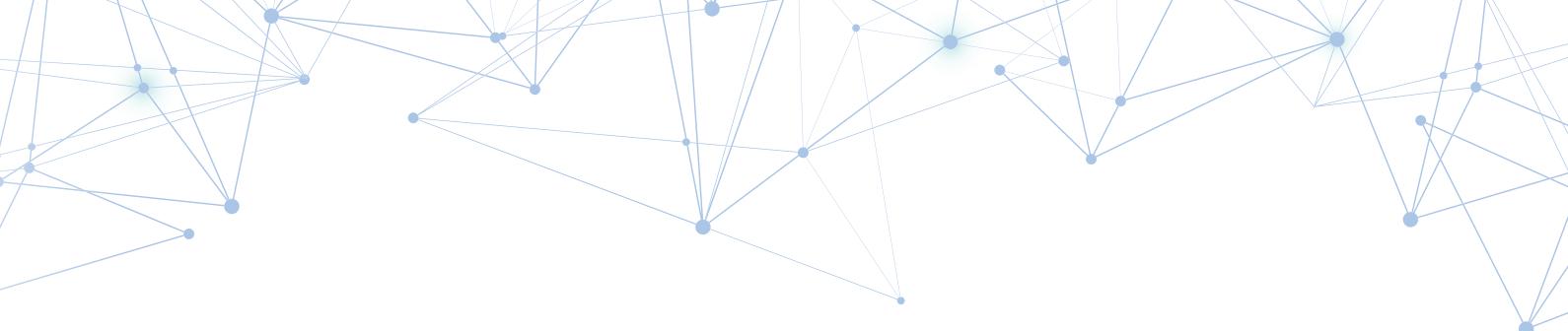
E' stato emesso dal MiSE in data 11.01.2017 il nuovo DM che regola gli obblighi di risparmio energetico delle imprese di distribuzione per gli anni 2017-2020.



6 Allegati

Allegato 1: Principali progetti su rete AT (con importi a vita intera ≥500 k€)

Nr. nel piano	Descritta Regione	Nome del progetto	Anno inizio	Anno fine	Importo			Importo a vita intera [k€]	
					2019 [k€]	2020 [k€]	2021 [k€]		
1	Liguria	CS Torriglia - rifacimento	2016	2021	100	200	367	840	
2	Liguria	San Colombano - Rifacimento Sezione MT	2019	2021	100	250	350	700	
3	Liguria	Nuovo CS Cavassolo	2014	2020	50	90	-	887	
4	X	Liguria	Nuova CP Antoniana (SP)	2018	2021	410	900	760	2.465
5	Piemonte	CP Pinasca - potenziamento	2019	2024	280	-	-	1.150	
6	X	Piemonte	Nuova CP Sparone-Locana	2019	2022	10	250	350	2.336
7	X	Piemonte	Nuova CP Lemie	2019	2024	20	20	20	1.804
8	X	Piemonte	CP Borgaro - rifacimento impianto	2017	2022	220	480	500	2.542
9	Piemonte	Rifacimento CP Fervento	2017	2020	253	240	-	601	
10	Piemonte	CP Funghera - potenziamento	2016	2021	270	270	490	1.086	
11	X	Piemonte	Nuova CP Cuneo Est	2018	2021	460	750	850	2.451
12	Piemonte	GRUGLIASCO - Rifacimento Sezione MT	2018	2020	230	530	-	1.098	
13	X	Piemonte	CASELLE - Nuova CP	2018	2022	330	950	540	2.340
14	Piemonte	CP Moncalieri - Rifacimento Sezione MT	2010	2019	40	-	-	1.478	
15	Piemonte	DOMODOSSOLA - Rifacimento Sezione MT	2018	2022	5	100	400	900	
16	Piemonte	SPINETTA - Potenziamento Impianto	2020	2022	-	150	550	1.050	
17	X	Lombardia	Nuova CP Vulcano (MI)	2016	2020	-	2.500	-	2.500
18	Lombardia	CP Acquanegra - Installazione 2° TR	2016	2020	-	740	-	850	
19	X	Lombardia	Nuova CP SEGRATE (MI)	2016	2020	1.447	426	-	3.780
20	Lombardia	CP Ardenno - Installazione 2° TR AT/MT	2016	2020	500	508	-	1.690	
21	Lombardia	CP Cedrate - Rifacimento MT	2015	2020	500	350	-	850	
22	Lombardia	Allacciamento Cliente AT GNUTTI - Urago d'Oglio (BS)	2017	2020	42	782	-	835	
23	X	Lombardia	Nuova CP Dossi (BG)	2016	2019	933	-	-	1.025
24	Friuli Venezia Giulia	CP Maniago - rifacimento sezione MT	2015	2020	100	427	-	849	
25	Friuli Venezia Giulia	CP ZAULE: Rifacimento Reparto MT	2018	2022	715	559	390	2.197	
26	Veneto	CP Arsiero - Adeguamento a 132 kV	2015	2020	150	338	-	1.084	
27	X	Veneto	Nuova CP Castegnero	2013	2023	30	266	444	2.206
28	Veneto	CP Zuel - rifacimento sezione MT	2018	2020	750	500	-	1.403	
29	X	Veneto	Nuova CP Jesolo Lido	2017	2021	350	1.296	426	2.102
30	X	Veneto	Nuova CP Guarda (ex Polesella)	2018	2022	490	490	743	2.206
31	X	Veneto	Nuova CP Vallese	2018	2021	250	1.000	1.185	2.450
32	Veneto	CP Povegliano - rifacimento sezione MT	2015	2019	120	-	-	1.591	
33	Veneto	CP Oderzo - rifacimento sezione MT	2015	2019	30	-	-	2.060	
34	Veneto	Allacciamento cliente AT NLMK (VE)	2017	2019	600	-	-	600	
35	Veneto	CHIAMPO: rifacimento reparto MT	2019	2021	10	990	500	1.500	
36	Veneto	CP SEDICO: Rifacimento Reparto MT	2018	2020	360	200	-	583	
37	Veneto	CP BELLUNO: Rifacimento Reparto MT	2018	2020	500	50	-	580	
38	X	Veneto	Nuova CP Agna	2015	2019	80	-	-	1.720



Descritta Nr. nel piano	Regione	Nome del progetto	Anno inizio	Anno fine	Importo 2019 [k€]	Importo 2020 [k€]	Importo 2021 [k€]	Importo a vita intera [k€]	
39	Veneto	Nuova CP Fossò (**)	2020	2023	-	-	-	2.500	
40	Emilia Romagna	CP Maranello - Rifacimento sezione MT	2014	2023	30	100	223	1.147	
41	X	Emilia Romagna	Nuova CP Bologna Maggiore (ex Tanari)	2010	2023	200	100	200	2.126
42	Emilia Romagna	CP Cesena Ovest - rifacimento sezione MT	2016	2023	5	200	300	1.400	
43	Emilia Romagna	CP Riccione Mare – Installazione secondo TR	2018	2024	10	10	-	705	
44	X	Emilia Romagna	Nuova CP TORRILE (ex SAN QUIRICO TRECASALI)	2018	2020	500	1.195	-	1.950
45	Emilia Romagna	SAN POLO installaz. TR a doppio secondario	2017	2020	121	40	-	760	
46	Emilia Romagna	CP Ferrara Z.I. - rifacimento sezione AT	2010	2020	250	465	-	1.670	
47	X	Emilia Romagna	Nuova CP Mancasale	2010	2022	50	270	659	1.702
48	Emilia Romagna	BOLOGNA NORD - Rifacimento MT	2014	2022	462	200	236	1.363	
49	X	Emilia Romagna	Nuova CP Fidenza Nord	2016	2023	30	530	420	2.410
50	Emilia Romagna	CP Ferrara Z.I. - rifacimento sezione MT	2015	2021	250	255	200	1.622	
51	Emilia Romagna	Nuova CP Schiezza (**)	2020	2023	-	-	-	2.000	
52	Marche	CP Colmarino - passaggio a 20 kV	2016	2019	240	-	-	268	
53	Marche	CP Porto S.Elpidio - passaggio a 20 kV	2016	2019	240	-	-	747	
54	X	Marche	Nuova CP Campofilone	2014	2022	165	300	750	2.111
55	Marche	FANO ZI nuovi stalli AT x LAMIAL	2017	2019	50	-	-	334	
56	X	Marche	Nuova CP Senigallia Ovest (**)	2014	2024	-	-	-	1.807
57	Toscana	CP La Rosa - Ricostruzione sezione MT	2011	2021	50	658	950	1.801	
58	X	Toscana	Nuova CP Università Sesto Fiorentino	2010	2021	300	401	1.751	2.524
59	Toscana	CP Rosia - nuovo raccordo AT e nuovo TR.	2018	2021	-	370	550	920	
60	Toscana	CP Prato S. Paolo – rifacimento sezione MT	2019	2021	-	320	1.280	1.601	
61	Toscana	CP Sesto Fiorentino rifacimento sez. AT	2018	2020	700	95	-	800	
62	X	Toscana	Nuova CP Ospedaletto	2012	2020	123	500	-	2.992
63	X	Toscana	Nuova CP Viareggio Nord	2014	2019	883	-	-	2.580
64	Toscana	CS Porreña - nuovo centro satellite	2017	2019	260	-	-	809	
65	Toscana	CP Varlungo - rifacimento sezione. AT	2012	2021	200	600	176	1.041	
66	X	Abruzzo	Nuova CP Fossacesia	2010	2020	30	650	-	1.888
67	X	Abruzzo	Nuova CP Basciano (**)	2017	2022	-	-	-	1.492
68	Lazio	CP S. Rita x 3°TR e Potenziamento Sez. MT	2016	2019	90	-	-	1.057	
69	Lazio	CP Viterbo x 3°TR e Potenziamento Sez. MT	2017	2019	95	-	-	415	
70	X	Lazio	Nuova CP Fara	2018	2023	108	400	320	1.290
71	X	Lazio	Nuova CP Olimpo	2018	2022	50	300	500	1.010
72	X	Lazio	Nuova CP Orte	2015	2022	50	624	340	1.214
73	X	Lazio	Nuova CP Ronciglione	2016	2021	20	90	100	1.568
74	X	Lazio	CP Fossignano	2019	2022	10	190	600	1.200
75	Campania	Progetto PON - CP Colle S. - terzo TR	2018	2020	700	538	-	1.261	
76	Campania	Progetto PON - CP Lacedonia - terzo TR	2019	2020	650	546	-	1.196	
77	X	Campania	Progetto PON - nuova CP Pontelandolfo	2019	2020	2000	753	-	2.753
78	Campania	Progetto PON -CP Suio (rifacimento)	2019	2020	1.900	553	-	2.453	

Nr. nel piano	Descritta Regione	Nome del progetto	Anno inizio	Anno fine	Importo			Importo a vita intera [k€]	
					2019 [k€]	2020 [k€]	2021 [k€]		
79	Campania	Progetto PON -CP Campagna potenziamento TR	2019	2020	750	340	-	1.090	
80	Campania	Progetto PON - CS Aquilonia rifacimento QMT	2019	2020	300	200	-	500	
81	Campania	CP Secondigliano-rifacimento da incendio	2013	2019	53	-	-	3.433	
82	Campania	CP SALERNO N.-Sostituzione 1 TR 220/60/20-10 kV	2020	2020	-	1.000	-	1.000	
83	Campania	CP Secondigliano - install. 4° TR AT/MT	2015	2019	25	-	-	1.896	
84	Campania	SE Fratta	2016	2020	1	900	-	995	
85	Campania	Astroni sostituzione sbarre AT 220 kV e TVC	2016	2021	150	-	1.000	1.245	
86	Campania	Progetto PON - CP Calitri Potenziamento TR	2018	2020	900	300	-	1.202	
87	Campania	CS Crescent (Porto SA) nuova costruzione	2020	2020	-	500	-	500	
88	Campania	CS Afragola - nuova costruzione	2020	2020	-	500	-	500	
89	Campania	CP Arenella - sostituzione TR1	2018	2019	373	-	-	568	
90	Campania	Torre N. sostituzione. 2° TR non parallelabile	2019	2019	955	-	-	955	
91	Campania	Mercatello. Completamento riclassamento 150 kV	2019	2019	500	-	-	500	
92	Campania	CP Foce V. - rifacimento Sez. AT	2019	2022	103	-	1.000	2.103	
93	Campania	CS Arenaccia - sostituzione Quadro MT	2020	2020	-	500	-	500	
94	Campania	CP Salerno Nord - sostituzione Quadro MT 10 kV	2021	2021	-	-	1.200	1.200	
95	Campania	CP Giugliano - sostituzione Quadro MT	2020	2020	-	600	-	600	
96	X	Nuova CP Casapesenna	2019	2024	1	100	-	3.001	
97	X	Nuova CP Acerra	2019	2024	1	100	-	3.001	
98	X	Nuova CP Sorrento	2019	2021	400	750	1.850	3.000	
99	X	Progetto PON - Nuova CP Molinara	2019	2020	1.500	983	-	2.483	
100	Campania	CP Maddaloni - nuova sezione AT 220 kV	2010	2019	100	-	-	1.616	
101	Campania	CP Mercato SS Riclassamento a 150 kV	2019	2020	100	350	-	450	
102	Campania	CP Aversa - inst.3° TR AT/MT e sostituzione quadro MT	2016	2020	329	600	-	1.644	
103	Campania	CS Ischia - sostituzione quadro MT e TR	2016	2019	75	-	-	739	
104	Campania	CP Casoria2 - terzo TR 220/20 kV per RFI	2017	2020	760	400	-	2.127	
105	Campania	CP Nola 60 - rifacimento quadro MT	2016	2019	100	-	-	926	
106	Campania	CP Poggioreale nuovo stallo AT	2019	2020	110	640	-	750	
107	Campania	CP Brusciano - terzo TR per RFI	2017	2019	350	-	-	1.898	
108	Campania	CP Doganella - allacciamento CeSMA	2018	2019	1.544	-	-	2.149	
109	Campania	CP Montefalcone - installazione terzo TR	2019	2019	1.100	243	-	1.343	
110	Campania	Rifacimento CS Garittone	2016	2019	1	-	-	655	
111	Campania	CP S Valentino-qualità tens.60 kV-TR3 e4	2016	2024	8	-	-	1.054	
112	Campania	CP Fuorigrotta - sostituzione Quadro MT	2016	2020	200	100	-	1.534	
113	Campania	CP Pozzuoli - sostituzione blindato AT adeguamento protezioni	2019	2020	800	925	-	1.725	
114	Campania	CP Vico - Riclassamento a 150 kV (**)	2016	2023	-	-	-	712	
115	Campania	Nuova CP Quarto (**)	2020	2023	-	-	-	2.500	
116	Campania	Nuova CP Salerno Porto (**)	2020	2023	-	-	-	2.500	
117	X	Basilicata	CP Agri - Nuovo TR	2016	2021	15	450	500	967

Nr. nel piano	Descritta Regione	Nome del progetto	Anno inizio	Anno fine	Importo			Importo a vita intera [k€]	
					2019 [k€]	2020 [k€]	2021 [k€]		
118	Basilicata	CP Matera - Ricostruzione quadro AT	2013	2019	10	-	-	946	
119	Basilicata	CP Viggiano: Sostituzione TR RO e VE per ENI.	2019	2019	530	-	-	530	
120	Puglia	CP Lucera - Rifacimento quadro AT	2013	2020	50	150	-	899	
121	Puglia	CP Martina 60 - rifacimento quadro MT	2018	2020	359	50	-	732	
122	X	Puglia	Nuova CP Ascoli Ovest	2011	2019	850	-	-	5.372
123	X	Puglia	Nuova CP Ruggianello	2012	2019	50	-	-	4.053
124	Puglia	CP Manfredonia Ind: Potenziamento seguito ENI	2020	2023	-	200	500	1.059	
125	Puglia	CP Casignano: Installazione TR Rosso	2018	2020	150	20	-	681	
126	Puglia	CP Lecce Sud - realizzazione 3° montante AT/MT	2015	2019	60	-	-	1.162	
127	Puglia	CP Gioia - realizzazione 3' sbarra AT/MT	2018	2019	180	-	-	822	
128	Puglia	CS Taranto Nord - rifacimento quadro MT	2018	2019	484	-	-	1.061	
129	Puglia	CP Taranto Est: Ricostruzione quadro AT e TR	2019	2021	220	550	350	1.925	
130	X	Puglia	Nuova CP Bari San Giorgio	2019	2022	130	750	750	2.364
131	Puglia	CP Casarano - realizzazione 3° montante AT/MT	2019	2020	250	100	-	1.191	
132	Puglia	CP Foggia Città - 3° TR e rifacimento quadri AT e MT	2017	2020	680	80	-	2.347	
133	Puglia	CP Campi Salentina: nuova sezione AT	2018	2020	200	56	-	1.502	
134	Puglia	Polignano: Realizzazione Sm Quintavalle	2020	2022	-	150	200	552	
135	Puglia	CP Bari Sud: Ricostruzione completa	2020	2023	-	400	400	1.600	
136	X	Puglia	Nuova CP Santeramo (**)	2016	2022	-	-	-	1.901
137	Puglia	Nuova CP Foggia Onoranza (**)	2017	2022	-	-	-	1.945	
138	Puglia	Nuova CP Foggia Nord (**)	2020	2023	-	-	-	2.500	
139	Puglia	Nuova CP Villanova (**)	2020	2023	-	-	-	2.500	
140	Puglia	Nuova CP Presicce (**)	2020	2023	-	-	-	2.500	
141	Puglia	Nuova CP Polignano (**)	2020	2023	-	-	-	2.500	
142	Puglia	Nuova CP Crispiano (**)	2020	2023	-	-	-	2.500	
143	Calabria	CP Cosenza - Terzo TR	2015	2019	50	-	-	1.255	
144	Calabria	CP Condura - Terzo TR	2016	2019	70	-	-	534	
145	Calabria	CP Rende - Terzo TR	2016	2019	400	-	-	926	
146	X	Calabria	Nuova CP Bagnara	2016	2019	60	-	-	2.428
147	Calabria	PON 2014-2020 CP Girifalco	2019	2019	1.100	-	-	1.100	
148	Calabria	PON 2014-2020 CP Serra San Bruno	2019	2020	350	750	-	1.100	
149	Calabria	PON 2014-2020 CP Chiaravalle	2019	2020	350	750	-	1.100	
150	Calabria	Sostituzione TR R+V in CP Bruzzano	2019	2020	250	250	-	500	
151	Calabria	Progetto PON- terzo TR in CP Corigliano	2019	2020	350	750	-	1.100	
152	Calabria	Progetto PON- terzo TR in CP Villapiana	2019	2019	1.100	-	-	1.100	
153	X	Calabria	Nuova CP Casalotto (**)	2018	2022	-	-	-	1.490
154	X	Sicilia	Nuova CP Partanna	2015	2019	550	-	-	2.041
155	Sicilia	CP Catania Nord - rifacimento quadro MT	2015	2019	121	-	-	1.142	
156	Sicilia	CP Canicattì Potenziamento TR	2018	2022	50	80	313	560	
157	X	Sicilia	Nuova CP S. Giorgio	2016	2023	110	160	500	2.000

Nr. nel piano	Descritta Regione	Nome del progetto	Anno inizio	Anno fine	Importo			Importo a vita intera [k€]
					2019 [k€]	2020 [k€]	2021 [k€]	
158	Sicilia	CP Augusta - sostituzione 2 TR	2015	2020	20	275	-	1.100
159	Sicilia	CP Viagrande 2 Ampliamento quadro MT	2011	2021	50	75	25	526
160	Sicilia	CP Zona Ind.le Catania - installazione 3° TR	2016	2019	50	-	-	1.085
161	Sicilia	CP Naro - Installazione TR	2015	2019	80	-	-	595
162	Sicilia	CP Catania Nord - rifacimento blindato AT	2015	2022	100	230	267	896
163	Sicilia	CP Cusmano-Retrofit quadro 10 kV dejon	2018	2022	120	200	200	600
164	Sicilia	CP Villa Bellini - rifacimento quadro MT	2018	2022	120	100	55	800
165	Sicilia	CP Caltagirone – rifacimento quadro MT	2015	2020	130	240	-	560
166	X	Nuova CP Filonero	2015	2023	110	100	150	1.593
167	X	Nuova CP Alia	2015	2020	100	65	-	1.307
168	X	Nuova CP Acireale	2015	2023	110	258	500	2.400
169	X	Nuova CP Saline Trapani	2015	2023	105	1.084	500	2.374
170	Sicilia	CP Zia Lisa - terzo TR 40MVA + sez MT	2015	2020	100	416	-	1.094
171	Sicilia	CP Guadalami - sostituzione 2 TR e quadro MT	2014	2020	140	140	-	2.230
172	Sicilia	CP Matarocco - Installazione 3° TR	2017	2020	55	562	-	700
173	Sicilia	CP Viagrande 2-3° Stallo AT + 3° TR	2010	2020	140	378	-	643
174	Sicilia	C.P. Ragusa 2 - Rinnovo sezione AT	2018	2022	40	25	300	503
175	Sicilia	PON-CP Agrigento	2019	2021	50	300	553	903
176	Sicilia	PROGETTO POR SICILIA - POR SIC - CP Barrafranca	2019	2021	50	400	400	850
177	Sicilia	PON-CP Birgi	2019	2021	50	500	450	1.000
178	Sicilia	PON-CP Caltavuturo	2019	2021	50	650	707	1.407
179	Sicilia	PON-CP Ciminna	2019	2021	50	600	610	1.260
180	Sicilia	PON-CP Collesano	2019	2021	50	500	540	1.090
181	Sicilia	PROGETTO POR SICILIA - POR SIC - CP Comiso	2019	2021	50	300	340	690
182	Sicilia	PROGETTO POR SICILIA - POR SIC - CP Francofonte	2019	2021	50	450	670	1.170
183	Sicilia	PON-CP Grottafumata	2019	2021	50	550	684	1.284
184	Sicilia	PROGETTO POR SICILIA - POR SIC - CP Guadalami	2019	2021	50	350	555	955
185	Sicilia	PON-CP Mussomeli	2019	2021	50	350	324	724
186	Sicilia	PON-CP Pantano d Arci	2019	2021	50	700	712	1.462
187	Sicilia	PON-CP Priolo	2019	2021	50	250	260	560
188	Sicilia	PON-CP Ragusa 3	2019	2021	50	700	633	1.383
189	Sicilia	PON-CP Ribera	2019	2021	50	250	276	576
190	Sicilia	PON-CP Santa Caterina	2019	2021	50	550	537	1.137
191	Sicilia	PON-CP Santa Croce Camerina	2019	2021	50	400	426	876
192	Sicilia	PROGETTO POR SICILIA - POR SIC - CP Santa Ninfa	2019	2021	50	500	400	950
193	Sicilia	PON-CP Scordia	2019	2021	50	650	758	1.458
194	Sicilia	PON-CP Valguarnera	2019	2021	50	900	796	1.746
195	Sicilia	CP Catania Centro - sostituzione TR	2018	2019	78	-	-	741
196	Sicilia	Nuova CP Carini 2 *	2011	2019	-	-	-	1.909
197	Sardegna	CP Olbia - nuovo stallo terzo TR	2014	2019	40	-	-	1.517

Nr. nel piano	Descritta Regione	Nome del progetto	Anno inizio	Anno fine	Importo 2019 [k€]	Importo 2020 [k€]	Importo 2021 [k€]	Importo a vita intera [k€]
198	X	Sardegna		2017	2.433	-	-	2.451
199	X	Sardegna		2019	80	224	300	2.304
200	X	Toscana		2015	300	-	-	1.300
201		Toscana		2015	2019	-	-	900

*Opere di competenza E-Distribuzione completate

** Pianificazione economica in corso di definizione

Allegato 2: Principali Progetti su rete MT (con importi a vita intera ≥500 k€)

Nr.	Regione	Nome del progetto	Anno inizio	Anno fine	Importo 2019 [k€]	Importo 2020 [k€]	Importo 2021 [k€]	Importo a vita intera [k€]
1	Liguria	N.F. ZINCOLOSSIDI 2000 KW	2018	2021	250	345	100	715
2	Sardegna	Interramento LN MT C.FALCONE ASINARA	2018	2021	200	669	631	1.733
3	Lombardia	Nuova linee MT produttore SIIL	2014	2019	10	-	-	2.315
4	Lombardia	Nuove Linee MT da CP Pozzolengo	2014	2019	40	-	-	1.990
5	Lombardia	Raccordi MT CP Calvagese (2° lotto)	2020	2022	-	284	586	885
6	Lombardia	Potenziamento MT da CP Marcheno	2015	2019	106	-	-	792
7	Lombardia	Raccordi MT nuova CP MADONE	2018	2020	19	863	-	882
8	Lombardia	CASIRATE: ALL. VAILOG SRL (4 MW)	2018	2019	50	-	-	700
9	Lombardia	Aumento potenza Calvi Merate	2018	2020	431	44	-	961
10	Lombardia	Nuova Uscita MT392 da CP Pavia Ovest	2016	2019	39	-	-	510
11	Veneto	Raccordi MT nuova CP Fusina	2016	2021	20	348	348	832
12	Veneto	Raccordi MT da CP Brentelle	2014	2020	687	40	-	1.031
13	Veneto	Adeguamento. Linea MT Villafranca. per successivo cambio tensione	2017	2020	373	300	-	960
14	Veneto	Nuova linea MT Pegolotte alleg. Valli Brondolo, nuova CP AGNA	2019	2021	20	300	319	660
15	Veneto	C.T. LMT S.Pietro M. e coda Marassi.	2018	2019	400	-	-	771
16	Veneto	Nuova Linea MT per allacciamento IMMOBILUNA	2018	2019	540	-	-	550
17	Veneto	Nuova linea MT OLYMPIA per aumento potenza Funivie Tofane a 4.000 kW: 1° Step in previsione Mondiali 2021	2018	2019	443	-	-	443
18	Emilia Romagna	Nuova linea MT S.Agostino (Dafne dodici)	2012	2020	17	73	-	510
19	Toscana	Raccordi MT da CP Ospedaletto	2017	2019	640	-	-	1.778
20	Toscana	Nuove linee area Forte dei Marmi	2018	2019	200	-	-	1.098
21	Lazio	Raccordi MT a nuovo Centro Satellite "Le Mole"	2018	2019	480	-	-	508
22	Lazio	Centro Satellite BADINO - Raccordi	2018	2019	450	-	-	450
23	Lazio	Centro Satellite VIA TARANTO	2020	2021	-	300	449	749
24	Lazio	Nuove uscenti da CP S.Marinella	2020	2021	-	100	441	541
25	Sicilia	Nuove Linee MT da CP Canicattì 2	2020	2021	-	200	540	740
26	Campania	Raccordi MT CP Saint Gobain	2016	2019	200	-	-	2.906
27	Campania	Raccordi MT CP Grignano	2016	2020	100	250	-	1.458
28	Campania	Raccordi MT CP Teano	2016	2020	50	1.422	-	1.583
29	Calabria	Raccordi MT da CP Bagnara	2015	2020	-	450	-	919
30	Calabria	Nuovi raccordi MT da CP Villa S.G.	2015	2019	50	-	-	1.363
31	Calabria	Raccordo MT Rifugio da CP Fiumefreddo	2015	2019	150	-	-	989
32	Calabria	Nuove uscite da CS LA BRUCA	2018	2020	-	150	-	204
33	Calabria	Nuovi Alimentatori di Casalotto	2018	2019	50	-	-	891
34	Lombardia	New C15 Piancamuno per allegg. C04	2018	2020	150	150	-	518
35	Lombardia	GHEDI-COM.VI STORMO AUM.POT.	2018	2020	130	130	-	508
36	Lombardia	Aumento di potenza SAN GRATO SPA 7MW-Malonno	2018	2020	358	202	-	780
37	Veneto	Adeguamento LMT Giavone al 20kV	2018	2020	125	523	-	784

Nr.	Regione	Nome del progetto	Anno inizio	Anno fine	Importo	Importo	Importo	Importo
					2019 [k€]	2020 [k€]	2021 [k€]	a vita intera [k€]
38	Toscana	Raccordi per nuova CP Viareggio Nord	2018	2020	550	80	-	842
39	Lazio	Nuove uscenti CP CASTELMASSIMO	2019	2021	10	400	300	710
40	Lazio	Nuove uscenti CP MARANOLA	2019	2021	10	300	300	600
41	Lazio	FEEDER CSS SCAURI	2019	2021	10	400	340	740
42	Sicilia	Nuove uscenti CP CALTAGIRONE 2	2019	2020	300	382	-	682
43	Lazio	Nuove uscenti CSS VIA TARANTO	2019	2021	10	300	440	750
44	Sicilia	Nuove uscenti CP PARTANNA	2019	2021	100	1.500	690	2.290

Allegato 3: Principali progetti di innovazione tecnologica

Nome Progetto	Inizio	Fine	Importo a vita intera [M€]
DSO 4.0 – Digital Network	2019	2023	660
Installazione apparati di Telecontrollo TPT2000/TPT2020	<2016	>2023	81
Evoluzioni sistemi di Telecontrollo (STU_X/STM)	2015	2019	25
Evoluzioni dell'unità periferica UP per Telecontrollo delle Cabine Secondarie	2019	2021	0,6
Tecnologie per l'efficienza energetica (Progetto Smart Info ed EMS)	<2014	>2023	7
	2015	2019*	154**
Progetto Puglia Active Network – NER 300		*(2024 considerando 5 anni di operatività di progetto)	**(+16 M€ di costi operativi)
Interventi per lo sviluppo delle <i>Smart Grid</i>			
PON I&C	2018	2021	137
POR Sicilia	2019	2022	43
POR Basilicata	2019	2022	14
Comesto	2018	2020	0,7
	2016	2019*	2
Replicate		*(2021 considerando 2 anni di operatività di progetto)	
EUsysflex	2017	2021	1
Router 4G per telegestione 2G	2019	2021	20
LVM PUSH2CLOUD	2019	2024	10

Allegato 4: Principali progetti a supporto delle infrastrutture

Nome Progetto	Inizio	Fine	Importo a vita intera [M€]
Investimenti in Information & Communication Technology	2017	2022	108,5
Digitaly Program	2017	2022	49,4
BEAT-Nuovo contatore elettronico	2017	2020	4,3
Modello a Consumo	2019		

Nome Progetto		Inizio	Fine	Importo a vita intera [M€]
	E-Co sistema commerciale E-Distribuzione	2019	2022	12,5
Mezzi speciali		<2019	2020	131,0

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 a 220 kV città di Napoli	Napoli Direzionale	Adeguamento montante 220 kV del blindato AT esistente
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
Elettrodotto 150 kV Castrocuoco - Maratea	Maratea	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
Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia	Lumezzane	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 Raccordo linee 132kV T.919/T.920 "Rosone - TO Ovest" presso CP Balangero	Balangero	Realizzazione n.2 nuovi stalli 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
Rete area Forlì/Cesena	Cesena Ovest	Realizzazione n. 2 nuovi stalli 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

Denominazione intervento PDS Terna	Impianto E-Distribuzione	Descrizione intervento E-Distribuzione
Connessione nuova C.P. Brentelle: nuova linea AT Bassanello-Brentelle	Bassanello	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
Riassetto rete alto Bellunese	Zuel	Realizzazione nuovo stallo linea AT
Riassetto rete alto Bellunese	Somprade	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

Allegato 6: Consuntivi 2017 progetti AT e MT

Nr.	Regione	Nome del progetto	Importo 2017 [k€]	Concluso
1	Liguria	Nuovo CS Cavassolo	53	
2	Liguria	Nuova CP Antoniana (SP)	22	
3	Liguria	Nuova CP Genova Fiera	1.137	X
4	Liguria	CS Torriglia - rifacimento	36	
5	Piemonte	CP Moncalieri - Rifacimento Sezione MT	536	
6	Piemonte	CP Serravalle - potenziamento per TAV	-	
7	Piemonte	Nuova CP Locana-Sparone	2	
8	Piemonte	Nuova CP Lemie	-	
9	Piemonte	CP RUSIA' - rifacimento MT	-	
10	Piemonte	CP Borgaro - rifacimento impianto	124	
11	Piemonte	Rifacimento CP Fervento	107	
12	Piemonte	CP Funghera - potenziamento	11	
13	Piemonte	CP Varallo - potenziamento	71	X
14	Piemonte	CP Pinasca - potenziamento	-	
15	Piemonte	Nuova CP Cuneo Est	287	
16	Sardegna	CP S.Gilla - rifacimento sezione MT	37	
17	Sardegna	CP Villaperuccio - nuova sezione MT	178	X
18	Sardegna	Nuova CP Assemini	-	
19	Sardegna	CP Olbia - nuovo stallo terzo TR	124	
20	Sardegna	Nurra 2	17	
21	Lombardia	Nuova CP Madone (BG)	788	X
22	Lombardia	Nuova CP Vulcano (MI)	-	
23	Lombardia	Nuova CP Dossi (BG)	77	
24	Lombardia	CP Cedrate - Rifacimento MT	-	
25	Lombardia	CP Acquanegra - Installazione 2° TR	11	
26	Lombardia	Nuova CP SEGRATE (MI)	1.465	
27	Lombardia	CP Ardenno - Installazione 2° TR AT/MT	235	
28	Lombardia	Nuova linea MT produttore SIIL	8	X
29	Lombardia	Nuove Linee MT da CP Pozzolengo	303	X
30	Lombardia	Raccordi MT CP Calvagese (2° lotto)	-	
31	Lombardia	Potenziamento MT da CP Marcheno	449	
32	Lombardia	Nuova linea MT N89 da CP Pegognaga	29	X
33	Lombardia	Linea BARZIO riduzione impatto Clienti	10	X
34	Lombardia	Allacciamento Cliente AT GNUTTI - Urago d'Oglio (BS)	-	
35	Lombardia	Allacciamento Cliente AT FRANCHINI A. - Mairano (BS)	23	
36	Friuli Venezia Giulia	CP Zaule - ricostruzione sezione MT	-	
37	Friuli Venezia Giulia	Nuova CP Pontebba	-	
38	Friuli Venezia Giulia	CP Maniago - Rifacimento sezione MT	344	

Nr.	Regione	Nome del progetto	Importo 2017 [k€]	Concluso
39	Veneto	CP Arsiero - Adeguamento a 132 kV	17	
40	Veneto	Nuova CP Conco	537	X
41	Veneto	Nuova CP Brentelle	108	X
42	Veneto	Nuova CP Castegnero	-	
43	Veneto	CP Povegliano - rifacimento sezione MT	187	
44	Veneto	CP Oderzo - rifacimento sezione MT	1.115	
45	Veneto	Nuova CP Agna	551	
46	Veneto	CP ZUEL - rifacimento sezione MT	153	
47	Veneto	Allacciamento cliente AT NLMK (VE)	-	
48	Veneto	Nuova CP Jesolo Lido	28	
49	Veneto	Raccordi MT nuova CP Fusina	14	
50	Veneto	Estensione linea MT Salesei	144	X
51	Veneto	Allacciamento ABM ITALIA	3	X
52	Veneto	Allacciamento Friuli Intagli di Portobuffolè	10	X
53	Veneto	Raccordi MT da CP Padova Z.I.	60	X
54	Veneto	Raccordi MT da CP Brentelle	60	
55	Veneto	Adeguamento Linea MT Villafranca per successivo cambio tensione	196	
56	Veneto	Allacciamento clienti F.I.S. e SICO	328	X
57	Veneto	Nuova Linea MT Vallina	10	X
58	Veneto	Nuova CP Guarda (ex Polesella)	13	
59	Veneto	Nuova CP Vallese	-	
60	Lombardia	Raccordi MT nuova CP MADONE	-	
61	Lombardia	CASIRATE: ALL. VAILOG SRL (4 MW)	300	X
62	Lombardia	Aumento potenza Calvi Merate	100	
63	Lombardia	Bulciago aumento POT Cliente LAMPLAST	154	X
64	Lombardia	Nuova Uscita MT392 da CP Pavia Ovest	85	
65	Veneto	Nuova linea MT Pegolotte alleg. Valli Brondolo, nuova CP AGNA	60	
66	Veneto	C.T. LMT S. Pietro M. e coda Marassi.	280	
67	Veneto	Nuova Linea MT per allacciamento IMMOBILUNA	50	
68	Veneto	Nuova linea MT OLYMPIA per aumento potenza Funivie Tofane a 4.000 kW: 1° Step in previsione Mondiali 2021	-	
69	Veneto	Nuova linea MT da CP CAMPOLONGO a Padola per Funivie Alto Val Comelico	-	
70	Emilia Romagna	CP Ferrara Z.I. - rifacimento sezione AT	598	
71	Emilia Romagna	CP Colorno - rifacimento sezione MT	10	X
72	Emilia Romagna	CP Maranello - Rifacimento sezione MT	-	
73	Emilia Romagna	Nuova CP Bologna Maggiore (ex.Tanari)	11	
74	Emilia Romagna	Nuova CP Mancasale	40	
75	Emilia Romagna	CP Bologna Nord – rifacimento sezione MT	242	
76	Emilia Romagna	Nuova CP Fidenza Nord	5	

Nr.	Regione	Nome del progetto	Importo 2017 [k€]	Concluso
77	Emilia Romagna	CP Schiezza - rifacimento sezione AT	-	
78	Emilia Romagna	CP Ferrara Z.I. - rifacimento sezione MT	169	
79	Emilia Romagna	CP Cesena Ovest - rifacimento sezione MT	-	
80	Emilia Romagna	CP Bologna Nord - rifacimento sezione AT	5	
81	Emilia Romagna	Nuova CP Bobbio (ex Boffalora)	-	
82	Emilia Romagna	CP Carpi Sud - rifacimento sezione MT	-	
83	Emilia Romagna	CP Riccione Mare – Installazione secondo TR	8	
84	Emilia Romagna	CP Ligonchio - adeguamenti impianto	-	
85	Emilia Romagna	Raccordi MT nuova CP Cortetegge	-	
86	Emilia Romagna	Raccordi MT nuova CP Fossoli	-	
87	Emilia Romagna	Nuove linee MT CASSERO-MAMBO	274	
88	Emilia Romagna	Nuova linea MT Baffadi da Casola Valsenio	344	X
89	Emilia Romagna	Nuova linea BURANA da CP Bondeno	64	
90	Emilia Romagna	Nuova linea MT S.Agostino (Dafne dodici)	16	
91	Toscana	CP Calenzano - Ricostruzione sezione MT	22	X
92	Toscana	CP La Rosa - Ricostruzione sezione MT	75	
93	Toscana	CP Ponsacco - Ricostruzione sezione MT	77	X
94	Toscana	Nuova CP Università Sesto Fiorentino	10	
95	Toscana	Nuova CP Ospedaletto	696	
96	Toscana	Nuova CP Viareggio Nord	670	
97	Toscana	CP Signa - ricostruzione sezione AT	36	X
98	Toscana	CP Rosia - nuovo raccordo AT e nuovo TR.	-	
99	Toscana	CP Varlungo - rifacimento sezione. AT	24	
100	Toscana	CP Prato S.Paolo – rifacimento sezione MT	-	
101	Toscana	Raccordi MT da CP Ospedaletto	467	
102	Toscana	Nuova linea MT da CP Porcari	85	X
103	Toscana	Nuove linee MT da CP Pieve S. Stefano	38	X
104	Toscana	Raccordi MT Cartiera Pratovecchio	80	
105	Lazio	Nuova CP Orte	-	
106	Lazio	Nuova CP Olimpo	-	
107	Lazio	CP S. Rita x 3°TR e Potenziamento Sez. MT	169	
108	Lazio	Nuova CP Ronciglione	276	
109	Lazio	Raccordi MT a nuovo Centro Satellite "Le Mole"	40	
110	Sicilia	CP Catania Nord - rifacimento blindato AT	3	
111	Sicilia	CP Cusmano-Retrofit quadro 10 kV dejon	-	
112	Sicilia	CP Villa Bellini - rifacimento quadro MT	498	
113	Sicilia	CP Zona Ind.le Catania - installazione 3° TR	70	
114	Sicilia	CP Canicattì Potenziamento TR	-	
115	Sicilia	CP Caltagirone – rifacimento quadro MT	138	
116	Sicilia	CP Augusta - sostituzione 2 TR	-	

Nr.	Regione	Nome del progetto	Importo 2017 [k€]	Concluso
117	Sicilia	CP Guadalami - sostituzione 2 TR e quadro MT	100	
118	Sicilia	CP Naro - Installazione TR	24	
119	Sicilia	CP Viagrande 2 Ampliamento quadro MT	-	
120	Sicilia	Nuove Linee MT da CP Canicattì 2	-	
121	Sicilia	CP Matarocco - Installazione 3° TR	32	
122	Sicilia	CP Viagrande 2-3° Stallo AT + 3° TR	-	
123	Sicilia	CP Z.Lisa - rifacimento piazzale alto	-	
124	Sicilia	CP Gela - sostituzione sezione MT	-	
125	Sicilia	Nuova CP Alia	15	
126	Sicilia	Nuova CP Acireale	68	
127	Sicilia	Nuova CP Saline Trapani	18	
128	Sicilia	Nuova CP S. Giorgio	-	
129	Sicilia	CP Catania Nord - Rifacimento quadro MT	99	
130	Sicilia	Nuova CP Carini 2	-	
131	Sicilia	Nuova CP Filonero	21	
132	Sicilia	Nuova CP Partanna	576	
133	Sicilia	CP Zia Lisa - terzo TR 40MVA + sez MT	26	
134	Sicilia	CP Catania Centro - sostituzione TR	-	
135	Marche	Nuova CP Campofilone	151	
136	Marche	CP Colmarino - passaggio a 20 kV	23	
137	Marche	CP Porto S.Elpidio - passaggio a 20 kV	9	
138	Marche	CS Comunanza - Nuova sezione AT e TR	-	
139	Marche	CP Gerosa - adeguamenti impianto	-	
140	Marche	CP Furlo - adeguamenti impianto	-	
141	Abruzzo	Nuova CP Fossacesia	116	
142	Abruzzo	CP S. Salvo ZI x 3°TR e potenziamento Sezione MT	134	X
143	Puglia	Nuova CP Ascoli Ovest	1.077	
144	Puglia	Nuova CP Ruggianello	3	
145	Puglia	CP Lucera - Rifacimento quadro AT	92	
146	Puglia	CP Taranto Est: Ricostruzione quadro AT e TR	-	
147	Puglia	Nuova CP Bari San Giorgio	-	
148	Puglia	CP Lecce Sud - realizzazione 3° montante AT/MT	151	
149	Puglia	CP Casarano - realizzazione 3° montante AT/MT	34	
150	Puglia	CP Foggia Città - 3° TR e rifacimento quadri AT e MT	702	
151	Puglia	CP Campi Salentina: nuova sezione AT	371	
152	Puglia	CP Gioia - realizzazione 3' sbarra AT/MT	117	
153	Puglia	CS Taranto Nord - rifacimento quadro MT	551	
154	Puglia	CP Martina 60 - rifacimento quadro MT	313	
155	Puglia	CP Casarano - rifacimento quadro MT	78	
156	Campania	CP Agerola - rifacimento sezione AT	-	

Nr.	Regione	Nome del progetto	Importo 2017 [k€]	Concluso
157	Campania	CP Maddaloni - nuova sezione AT 220 kV	-	
158	Campania	CP Aversa - Sostituzione 2 TR 220 kV	510	X
159	Campania	CP Calore Riclassamento a 150 kV	-	
160	Campania	CP Mercato SS Riclassamento a 150 kV	-	
161	Campania	CP Secondigliano - install. 4° TR AT/MT	90	
162	Campania	CP Giugliano installazione 4° TR AT/MT	22	
163	Campania	Nuova CP Acerra	-	
164	Campania	CP Casoria2 - terzo TR 220/20 kV per RFI	516	
165	Campania	CP Nola 60 - rifacimento quadro MT	168	
166	Campania	CP Fratta - allestimento TR e Quadro MT 20 kV	4	
167	Campania	CP Poggio reale nuovo stallo AT	-	
168	Campania	CP Brusciano - terzo TR per RFI	1.047	
169	Campania	CS Cercola - sostituzione Quadro MT	298	X
170	Campania	CP Doganella - allacciamento CeSMA	605	
171	Campania	CP Montefalcone - installazione terzo TR	-	
172	Campania	Raccordi MT CP Saint Gobain	1.347	
173	Campania	Raccordi MT CP Gricignano	547	
174	Campania	Raccordi MT CP Teano	30	
175	Campania	CS Ischia - sostituzione quadro MT e TR	121	
176	Campania	CP Castelluccia - Rifacimento quadro MT	-	
177	Campania	Nuova CP Casapesenna	-	
178	Campania	CP Aversa - inst.3° TR AT/MT e sostituzione quadro MT	193	
179	Campania	CP Patria installazione 3° TR AT/MT	-	
180	Campania	CS S. Stefano sostituzione quadro MT	-	
181	Campania	Nuova CP Sorrento	-	
182	Basilicata	CP Agri - Nuovo TR	-	
183	Basilicata	CP Genzano - potenziamento trasformatori AT/MT	30	
184	Calabria	Raccordo MT Rifugio da CP Fiumefreddo	167	
185	Calabria	Nuovo raccordo MT da CP Villa S.G.	330	
186	Calabria	Nuovo CS La Bruca	94	
187	Calabria	CP Cosenza - Terzo TR	48	
188	Calabria	CP Rende - Terzo TR	11	
189	Calabria	Nuova CP Bagnara	419	
190	Calabria	Raccordi MT da CP Bagnara	-	
191	Calabria	Nuovo CS Montebello	58	
192	Calabria	CP Condera - Terzo TR	102	
193	Calabria	CP Commenda - ricostruzione quadro MT	69	
194	Marche	Nuova CP Senigallia Ovest	-	
195	Abruzzo	Nuova CP Basciano	-	
196	Campania	CP Vico - Riclassamento a 150 kV	-	

Nr.	Regione	Nome del progetto	Importo 2017 [k€]	Concluso
197	Puglia	Nuova CP Santeramo	6	
198	Puglia	Nuova CP Foggia Onoranza	1	
199	Calabria	Nuova CP Casalotto	-	
200	Toscana	Nuova CP Marradi	225	
201	Toscana	Nuova CP Ribolla	-	

Piano di Lavoro per l'incremento della Resilienza del sistema elettrico E-Distribuzione 2019-2021

Addendum al Piano di Sviluppo di E-Distribuzione

Indice

1 **Introduzione | 120**

2 **Quadro normativo e regolatorio | 122**

3 **Analisi delle criticità relative al tema della resilienza | 124**

- 3.1 Principali eventi critici verificatisi negli anni 2016-2018**
- 3.2 Casi significativi**

4 **La resilienza del sistema elettrico | 136**

- 4.1 Calcolo della resilienza della rete aerea a fronte di eventi meteorologici eccezionali**
- 4.2 I fattori di rischio**
- 4.3 Il fenomeno della formazione del manicotto di ghiaccio**
 - 4.3.1 Norme europee, norme italiane e il modello Pre.Ma.G.
 - 4.3.2 La valutazione dei carichi di rottura dei conduttori per manicotto di ghiaccio
 - 4.3.3 La valutazione dei tempi di ritorno delle Cabine Secondarie
 - 4.3.4 La valutazione degli interventi sulle linee
 - 4.3.5 Metodi per evitare danneggiamenti delle linee causati da formazioni di neve e ghiaccio
 - 4.3.5.1 Metodi passivi
 - 4.3.5.2 Metodi chimico-fisici
 - 4.3.5.3 Metodi elettrotermici
 - 4.3.5.4 Metodi elettrodinamici
 - 4.3.6 Le valutazioni di Terna
- 4.4 Interventi per incremento resilienza su linee già interessate da eventi**

eccezionali (ricostruzioni)

4.5 Caduta piante fuori fascia

4.5.1 La valutazione del tempo di ritorno e del rischio delle cabine secondarie

4.5.2 La valutazione degli interventi sulle linee

4.6 Resilienza rete elettrica di distribuzione. Minaccia ondata di calore: calcolo dell'indice di rischio

4.6.1 Descrizione del fenomeno

4.6.2 Calcolo del rischio

4.6.3 Tempo di ritorno

4.6.4 Porzioni di rete vulnerabili

4.6.5 Probabilità di doppio guasto su un “festone”

4.6.6 Rischio

5

Leve di intervento e criteri tecnici per la selezione degli interventi | 154

5.1 Tipologie di intervento su linee aeree a fronte del rischio manicotto di ghiaccio/vento/caduta alberi ad alto fusto

5.2 Tipologie di intervento su linee in cavo sotterraneo a fronte del rischio ondate di calore

5.3 Criteri per la selezione degli interventi inseriti nel piano di E-Distribuzione

5.3.1 Fattore critico manicotto di ghiaccio

5.3.2 Fattore critico vento/caduta alberi ad alto fusto

5.3.3 Fattore critico ondate di calore

6

Interventi in resilienza proposti nel periodo 2019-2021 | 158

6.1 Benefici per il sistema

6.2 Valutazione dei costi

6.3 Interventi completati nell’anno 2018

6.4 Dettaglio interventi proposti per area territoriale

7

Sintesi del piano per gli anni 2019-2021 | 172

8

Conclusioni | 174

1 Introduzione



Negli anni recenti l'incremento della frequenza e dell'intensità degli eventi metereologici estremi, quali nevicate intense, allagamenti, trombe d'aria o ondate di calore, testimonia gli effetti del cambiamento climatico in atto focalizzando l'attenzione dei media e delle Istituzioni nazionali e internazionali sul tema .

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. L'obiettivo di tale quadro strategico è il 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.

Una conferma degli obiettivi del quadro strategico energia e clima per il 2030 è venuta dall'approvazione del Clean Energy Package, documento con il quale l'Unione Europea aggiorna la propria politica energetica per facilitare la transizione dai combustibili 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.

Con specifico riferimento alle 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.

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 sulle 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 e 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 .

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

² Si vedano, a titolo di esempio, le pubblicazioni dell'IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) "Managing the risks of extreme events and disasters to advance climate change adaptation - 2012" e "Climate change 2014: Impacts, adaptations and vulnerability"

³ un prosumer è un utente in grado di produrre e prelevare energia elettrica dalla rete sullo stesso punto di connessione

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 - 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.

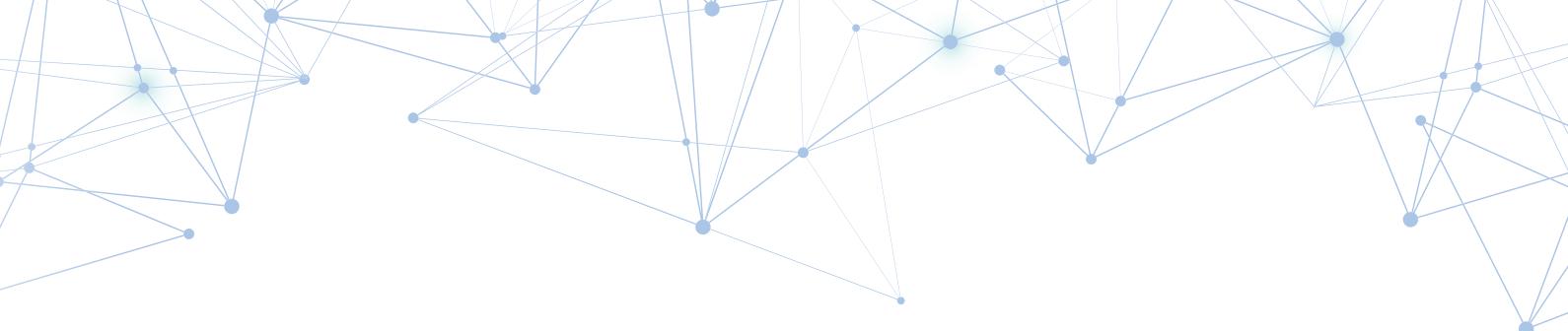
In Italia, il PNIEC prevede di "costruire un sistema energetico resiliente che rimanga affidabile attraverso scenari climatici di breve e medio termine, e in grado di evolvere coerentemente anche negli scenari di lungo termine". Viene inoltre richiesta la valutazione, il monitoraggio e la verifica della 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, per il periodo di regolazione 2016-2023, di seguito anche TIQE) 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 gli 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, 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 Sviluppo⁴, 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, l’ARERA ha pubblicato la Deliberazione 668/2018/R/eel che (oltre ad aggiornare le linee guida e ad averle incluse nelle schede n.7 e n.8 del TIQE) 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 netto⁵ 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/eel⁶, 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.

Infine, come stabilito dall’ARERA nella Relazione A.I.R. alle Deliberazioni 25 gennaio 2018, 31/2018/R/eel e 18 dicembre 2018, 668/2018/R/eel - 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.

Il presente piano resilienza 2019-2021 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 conduttore 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).

⁴ Articolo 18, comma 3 del decreto legislativo 28/11.

⁵ 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

⁶ Avvio di procedimento per l’aggiornamento infra-periodo della regolazione delle tariffe e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica.

3 Analisi delle criticità 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 anni 2016-2018

Nel corso del triennio 2016 – 2018 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 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 2016

■ **Ultimi giorni del mese di febbraio:** un largo fronte di maltempo con persistenti nevicate e forti raffiche di vento che hanno interessato negli ultimi giorni del mese di febbraio una intensa perturbazione atmosferica ha interessato le regioni del nord ovest, in particolare il Piemonte e la Liguria. Tali eventi meteo, caratterizzati da intense nevicate anche a bassa quota, hanno portato alla dichiarazione dello stato di emergenza nei Centri Operativi di Torino, Genova e Novara. In particolare, nell'area di competenza dei suddetti Centri Operativi si sono verificati circa 180 guasti su linee di media tensione, con conseguente disalimentazione di circa 44.000 clienti.

Febbraio 2016. Effetti del vento: caduta sostegni delle linee aeree e caduta piante



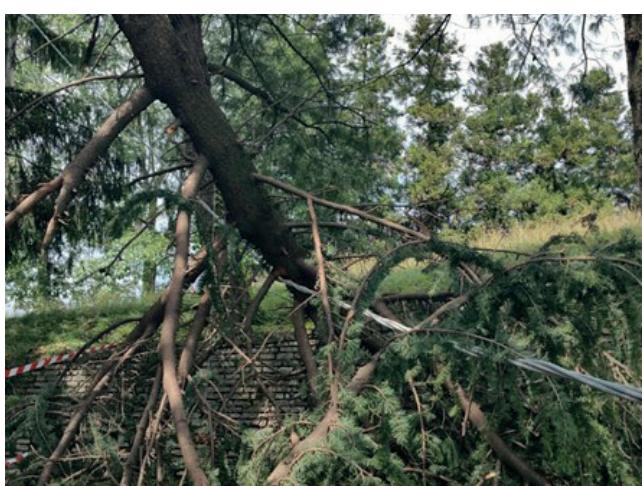
■ **Mese di marzo:** forti nevicate a quote medio-basse e vento forte nell'area collinare e pedemontana hanno interessato il Piemonte, la Lombardia, il Veneto e l'Emilia-Romagna. L'evento ha complessivamente comportato un totale di circa 165.000 clienti disalimentati e 480 guasti sulle sole linee in media tensione.

■ **Marzo 2016. Effetti della neve e del vento: manicotti di ghiaccio e caduta sostegni delle linee aeree**



■ **Mesi estivi:** alte temperature, ondate di calore e incendi hanno interessato prevalentemente le regioni di: Sicilia, Lombardia, Veneto, Campania, Puglia, Sardegna, con conseguenti numerosi guasti (singoli e doppi) sui cavi di media tensione con una media di circa 100 guasti su linee in media tensione e circa 60.000 clienti disalimentati. Nello stesso periodo, intense perturbazioni atmosferiche accompagnate da trombe d'aria hanno riguardato il nord Italia.

Estate 2016. Effetti delle trombe d'aria e del vento: caduta piante e sostegni delle linee aeree



■ **Mese di novembre:** forti fenomeni temporaleschi hanno causato allagamenti in Piemonte e in Liguria causando circa 120 guasti su linee di media tensione con un conseguente impatto su circa 30.000 clienti disalimentati.

Novembre 2016. Effetti degli allagamenti sugli impianti e sulla viabilità



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 le 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 alla 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.

Giugno 2017. Effetti del maltempo: grandine



■ **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



■ **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.

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



■ **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.

Inoltre nel corso del mese di gennaio si sono verificate abbondanti nevicate che hanno interessato le regioni del nord. In particolare il 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.

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.

■ **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 della 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.

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



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



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



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 (Lazio)



■ **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 posizionate 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 in media tensione.

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



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

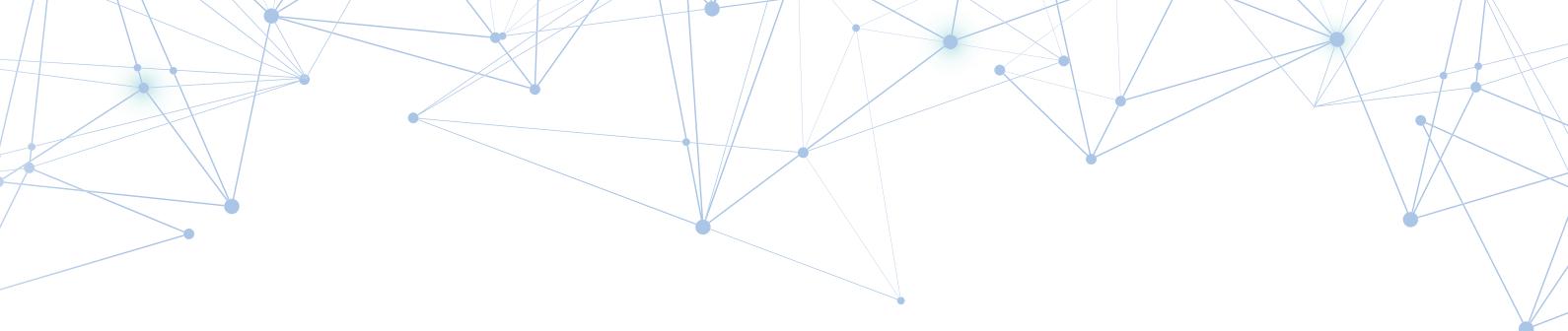
In linea con le previsioni del TIQE, E-Distribuzione ha adottato il seguente approccio, applicabile a diversi tipi di fenomeni, che si basa su:

- 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, avendo 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 “IRD” 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 quelli alla base del piano resilienza 2018-2020; nell'attuale piano 2019-2021 – oltre a questi due fenomeni - è significativa la presenza anche di interventi per la caduta piante. Invece, il fenomeno dell'allagamento non è preso in considerazione nel presente piano, avendo un impatto meno rilevante rispetto agli altri fenomeni climatici citati, sia in termini di frequenza degli eventi che di durata dei disservizi provocati.

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-probabilistico 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 mancotto 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 gelidio 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 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 Tr 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 CS⁷.

In generale, la **probabilità di disalimentazione** dei nodi di rete viene espressa come l'inverso del tempo di ritorno $T_{RCPnodo}$ 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_{RCS} 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_{UDCS}).

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

$$I_{RD CS} = \frac{1}{T_{RCS}} \times N_{UDCS}$$

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

$$I_{RE CS} = \frac{1}{I_{RD CS}} = \frac{T_{RCS}}{N_{UDCS}}$$

⁷ La cabina secondaria dunque assume il minimo tempo di ritorno dei rami del percorso di alimentazione di massima resilienza

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 prioritariamente⁸.

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

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	Preventivo
	Dispositivi ad allungamento controllato	Curativo
	Dispositivi antirotazionali	Preventivo
Metodi chimico fisici	Vernici antighiaccio	Preventivo
	Trattamenti superficiali antighiaccio	Preventivo
Metodi eletrotermici	LC Spiral Rod/rivestimento ferro magnetico	Preventivo
	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 ed i dispositivi antirotazionali sono applicati lungo le campate in conduttore nudo cordato con il fine di evitarne la rotazione che favorirebbe⁹ la formazione del manico di ghiaccio in caso di precipitazione nevosa umida. I distanziatori di fase sono quindi delle aste isolanti che mantengono la distanza tra le fasi, mentre i dispositivi antirotazionali sono sostanzialmente delle masse localizzate lungo la campata.

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.

I dispositivi ad allungamento controllato 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 maggiore efficacia su campate in forte pendenza. La loro applicabilità sulle linee aeree è limitata dal fatto che non sono autoripristinanti.

⁸ 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,

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 sciolga.

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 anti-ghiaccio 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.

⁹ La rotazione del conduttore sembra favorisca 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.

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.

4.3.6 Le valutazioni di Terna

Valutazioni analoghe a quelle descritte nel paragrafo 4.3.4 sono state effettuate da Terna sulla propria rete di alta tensione (AT), al fine di fornire i valori dei tempi di ritorno per le cabine primarie, alimentate dalla rete AT, identificate come maggiormente critiche da parte della stessa Terna.

Anche se i metodi di individuazione dei tempi di ritorno adottati da Terna ed E-Distribuzione non sono del tutto equivalenti e comparabili, dal loro confronto si possono evidenziare eventuali situazioni di criticità sulla rete AT, complementari a quelle della rete MT.

Pertanto, nell’ambito delle procedure di coordinamento tra le due società, viene verificata la effettiva complementarietà dei rispettivi piani a livello di singole Cabine Primarie, a beneficio dell’efficienza complessiva per il sistema.

4.4 Interventi per incremento resilienza su linee già interessate da eventi eccezionali (ricostruzioni)

Il modello di formazione del mancotto 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 mancotto 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. 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 mancotto di ghiaccio.

Ad oggi, proseguono le attività di ricostruzione riconducibili a tale casistica su linee già incluse nel precedente piano 2018-2020. Non sono stati inseriti ulteriori interventi di questa tipologia nel piano 2019-2021.

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 dataset 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 boschive¹⁰.

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 mappatura delle aree boschive fornita 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 multipli¹¹ 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_{RCS}) come inverso della probabilità con cui la CS risulta disalimentata per caduta piante. Infine il rischio può essere calcolato come da indicazione ARERA:

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

¹⁰ 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.

¹¹ 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 disotto di un valore prestabilito. Infine, si ottiene la stima del valore che assume l'indice di rischio post intervento.

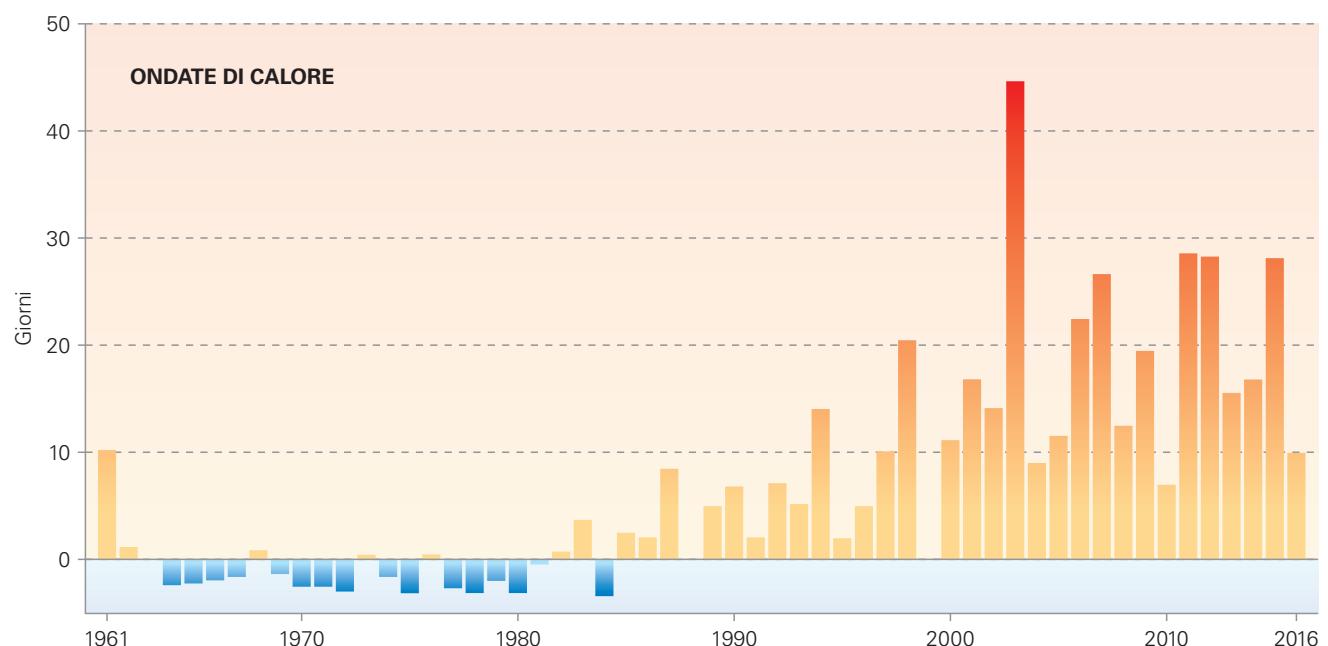
4.6 Resilienza rete elettrica di distribuzione – minaccia ondata di calore: calcolo dell'indice di rischio

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 ondate 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).

$$\text{IRI} = \frac{\text{NUD}}{\text{TR}}$$

4.6.3 Tempo di ritorno

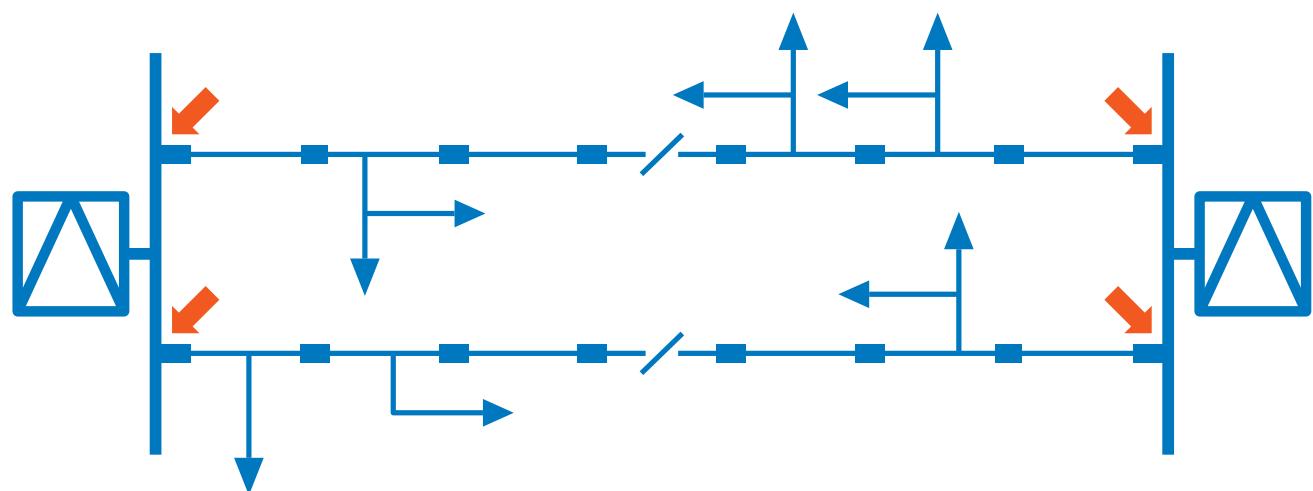
L'evento è individuato dalla combinazione di una successione di giorni con temperatura massima superiore ad una certa soglia T_{\max} ed assenza di precipitazioni piovose tale da provocare un notevole incremento del tasso di guasto nelle reti in cavo interrato.

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'ondata 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'ondata 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'ondata 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".

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

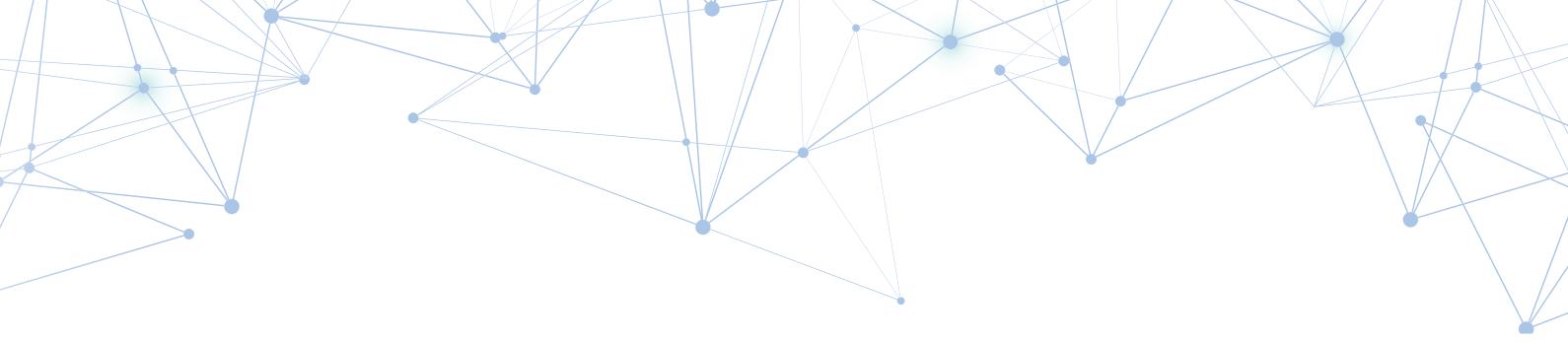
$$I_{RD} = P \cdot D$$

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, tempesta 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,
- 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 legato al fatto che, in caso di doppio guasto, l’intervento garantisce una via di controalimentazione aggiuntiva, riducendo significativamente il numero di clienti che subiscono a 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 (manicotto 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.

5.3.1 Fattore critico mancotto di ghiaccio

Il piano è stato predisposto in continuità con gli interventi già pianificati per il periodo 2018-2020 nell'ambito del *"Piano di lavoro per l'incremento della resilienza del sistema elettrico"*, inviato da E-Distribuzione ad ARERA a giugno 2018 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 2019-2021 contiene gli interventi già previsti nel piano 2018-2020 avviati e non ancora conclusi; tale piano è stato integrato con gli interventi selezionati in base al livello di criticità come risultante dal modello descritto al par. 4.3.

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 e inizierà nel 2021 in quanto è necessario proseguire, nel biennio 2019-2020, gli interventi già avviati per fattori di rischio mancotto di ghiaccio e ondate di calore definiti nel precedente piano.

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 2019-2021

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.

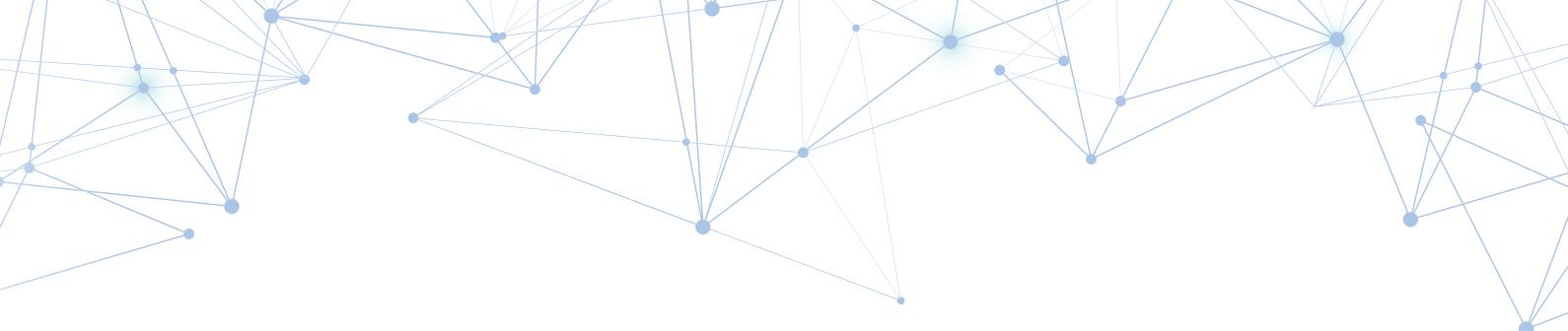
Più nello specifico - coerentemente con le previsioni contenute nella scheda n.8 del TIQE - tale costo evitato è quantificato in 12 €/kWh per le utenze domestiche in bassa tensione e in 54 €/kWh per tutte le altre utenze non domestiche in bassa e media tensione. Le scheda n.7 del TIQE fornisce informazioni 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 alla 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 dagli interventi in 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 2019-2021, è possibile quantificare un numero complessivo di utenti che beneficeranno di tali interventi, pari a oltre 3 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 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;
- apparecchiature di telecontrollo per minimizzare in tempi rapidi l'impatto degli eventi.

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 2020 e 2021, 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 nell'anno 2018

Nel corso del 2018 E-Distribuzione ha completato 305 interventi, già contenuti nel precedente piano resilienza 2018-2020, riportati nelle tabelle sottostanti con dettaglio per Area territoriale di competenza e per fattore di rischio:

Tabella 1 Dettaglio Interventi completati per fattore di rischio manicotto di ghiaccio

Arearie Territoriali / Regione	Numero di Interventi completati	Sostituz. Conduttori Nudi (km)	Richiusure (km)	TOTALE (km)
Nord ovest	4	15	-	15
Liguria	1	4	-	4
Piemonte	3	11	-	11
Nord	32	50	5	55
Lombardia	32	50	5	55
Centro Nord	11	28	13	42
Emilia - Romagna	6	16	9	26
Toscana	5	12	4	16
Lazio Sicilia	1	-	5	5
Lazio	1	-	5	5
Adriatica	24	194	84	278
Abruzzo	21	181	84	265
Marche	3	13	0	13
Sud	17	44	6	50
Calabria	14	37	6	43
Campania	3	7	-	47
89	331	113		444

Tabella 2 Dettaglio Interventi completati per fattore di rischio ondate di calore

Arearie Territoriali / Regione	Numero di Interventi completati	Magliature di rete (km)
Nord	6	4
Friuli Venezia Giulia	2	3
Lombardia	3	1
Veneto	1	1
Centro Nord	16	12
Emilia Romagna	5	5
Toscana	2	2
Umbria	9	6
Lazio Sicilia	69	53
Lazio	16	9
Sicilia	53	44
Adriatica	61	28
Abruzzo	2	1
Marche	14	6
Puglia	45	21

Sud	3	23
Basilicata	1	1
Calabria	16	12
Campania	22	10
	191	120

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 del beneficio complessivo del totale degli interventi pianificati per ciascuna Provincia.

Tabelle interventi

Provincia	Principale fattore critico di rischio	Tipologia intervento	Consistenza interventi linee MT		
			Sostituzione conduttore aereo nudo con cavo aereo (km)	Magliature di rete (km)	Totale interventi linee MT (km)
AGRIGENTO	Ondata di calore	Trasversale	-	11,1	11,1
ALESSANDRIA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost. conduttore nudo in elicord	70,8	-	70,8
ANCONA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	9,2	-	9,2
ANCONA	Ondata di calore	Trasversale	-	4,4	4,4
AREZZO	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	71,8	-	71,8
ASCOLI PICENO	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	98,4	-	98,4
ASCOLI PICENO	Ondata di calore	Trasversale	-	3,3	3,3
AVELLINO	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	12,3	-	12,3
AVELLINO	Ondata di calore	Trasversale	-	24,3	24,3
BARI	Ondata di calore	Trasversale	-	85,6	85,6
BARLETTA-ANDRIA-TRANI	Ondata di calore	Trasversale	-	41,0	41,0
BELLUNO	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	10,6	-	10,6
BELLUNO	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	39,5	-	39,5
BENEVENTO	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	10,9	-	10,9
BENEVENTO	Ondata di calore	Trasversale	-	3,0	3,0
BERGAMO	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	21,9	-	21,9
BERGAMO	Ondata di calore	Trasversale	-	2,1	2,1
BIELLA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	11,4	-	11,4
BOLOGNA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	109,4	-	109,4
BOLOGNA	Ondata di calore	Trasversale	-	8,2	8,2
BRESCIA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	49,3	-	49,3
BRESCIA	Ondata di calore	Trasversale	-	1,0	1,0
BRINDISI	Ondata di calore	Trasversale	-	11,4	11,4
CALTANISSETTA	Ondata di calore	Trasversale	-	6,6	6,6
CAMPOBASSO	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	52,9	-	52,9
CAMPOBASSO	Ondata di calore	Trasversale	-	10,1	10,1
CASERTA	Ondata di calore	Trasversale	-	44,3	44,3
CATANIA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	24,6	-	24,6
CATANIA	Ondata di calore	Trasversale	-	39,9	39,9
CATANZARO	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	2,2	-	2,2
CATANZARO	Ondata di calore	Trasversale	-	1,7	1,7
Totali			3.417	963	4.380

PIANO 2019-2021
COSTI COMPLESSIVI | TEMPI DI REALIZZAZIONE

Numero clienti interessati (BT + MT)	Riduzione % Indice di Rischio (IRI)	Consuntivi al 31/12/2018 (k€)	Costi previsti 2019 (k€)	Costi previsti 2020 (k€)	Costi previsti 2021 (k€)	Importo a vita intera	Anno inizio interventi	Anno fine interventi
23.929	75,0%	412	461	476	-	1.350	2018	2020
13.749	72,8%	5.532	2.907	2.247	2.338	13.029	2017	2021
2.639	70,8%	308	110	390	-	808	2018	2020
20.747	75,0%	76	182	100	-	358	2018	2020
30.435	42,7%	7.574	3.776	2.302	2.558	16.218	2017	2021
37.088	79,3%	5.234	5.089	3.200	598	14.125	2017	2021
7.343	75,0%	53	94	40	-	188	2018	2020
6.274	72,1%	181	82	226	-	489	2018	2020
21.188	75,0%	448	81	80	1.601	2.845	2018	2022
180.958	75,0%	1.314	2.065	2.839	-	6.220	2017	2020
49.842	75,0%	877	350	1.156	-	2.384	2017	2020
9.549	98,9%	-	-	-	1.265	1.896	2021	2022
50.758	88,3%	6.888	3.045	2.695	1.926	14.561	2017	2021
3.445	41,9%	110	20	76	-	206	2018	2020
11.412	75,0%	190	177	74	68	574	2018	2022
32.973	78,0%	480	1.478	2.139	351	4.450	2018	2021
20.739	75,0%	253	163	118	-	534	2018	2020
6.189	81,7%	788	854	320	-	1.962	2017	2020
38.141	46,5%	6.846	3.350	3.125	3.115	17.687	2017	2022
43.267	75,0%	-	79	252	221	699	2019	2022
42.497	96,0%	2.773	1.898	3.094	1.139	8.907	2017	2021
9.695	75,0%	139	16	101	-	256	2018	2020
52.436	75,0%	677	654	292	-	1.624	2017	2020
20.225	75,0%	668	328	270	-	1.267	2018	2020
14.668	86,6%	360	563	3.034	748	4.704	2018	2021
19.306	75,0%	729	359	260	-	1.348	2018	2020
84.196	75,0%	996	965	1.036	1.295	4.566	2018	2022
8.373	92,5%	623	925	235	631	2.415	2018	2021
90.746	75,0%	2.975	2.457	760	-	6.195	2018	2020
4.438	93,8%	370	254	253	-	878	2018	2020
8.486	75,0%	1.060	264	-	0	1.325	2018	2021
3.470.621		212.000	147.000	150.000	120.000	663.298		

Provincia	Principale fattore critico di rischio	Tipologia intervento	Consistenza interventi linee MT		
			Sostituzione conduttore aereo nudo con cavo aereo (km)	Magliature di rete (km)	Totale interventi linee MT (km)
CHIETI	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	107,3	-	107,3
CHIETI	Ondata di calore	Trasversale	-	6,4	6,4
COMO	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	7,4	-	7,4
COSENZA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	68,7	-	68,7
COSENZA	Ondata di calore	Trasversale	-	49,4	49,4
CREMONA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	-	-	-
CROTONE	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	4,4	-	4,4
CROTONE	Ondata di calore	Trasversale	-	4,0	4,0
CUNEO	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	4,6	-	4,6
CUNEO	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	19,0	-	19,0
ENNA	Ondata di calore	Trasversale	-	1,6	1,6
FERMO	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	50,2	-	50,2
FERMO	Ondata di calore	Trasversale	-	4,9	4,9
FERRARA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	-	-	-
FERRARA	Ondata di calore	Trasversale	-	0,4	0,4
FIRENZE	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	133,9	-	133,9
FIRENZE	Ondata di calore	Trasversale	-	2,6	2,6
FOGGIA	Ondata di calore	Trasversale	-	26,6	26,6
FORL' CESENA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	25,0	-	25,0
FORL' CESENA	Ondata di calore	Trasversale	-	1,1	1,1
FROSINONE	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	115,6	-	115,6
FROSINONE	Ondata di calore	Trasversale	-	8,2	8,2
GENOVA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	68,0	-	68,0
GORIZIA	Ondata di calore	Trasversale	-	3,5	3,5
GROSSETO	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	80,6	-	80,6
ISERNIA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	12,7	-	12,7
L AQUILA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	193,3	-	193,3
LA SPEZIA	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	3,9	-	3,9
LA SPEZIA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	44,9	-	44,9
LATINA	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	7,8	-	7,8
LATINA	Ondata di calore	Trasversale	-	26,2	26,2
LECCE	Ondata di calore	Trasversale	-	62,5	62,5
Totali			3.417	963	4.380

PIANO 2019-2021

COSTI COMPLESSIVI TEMPI DI REALIZZAZIONE

Numero clienti interessati (BT + MT)	Riduzione % Indice di Rischio (IRI)	Consuntivi al 31/12/2018 (k€)	Costi previsti 2019 (k€)	Costi previsti 2020 (k€)	Costi previsti 2021 (k€)	Importo a vita intera	Anno inizio interventi	Anno fine interventi
38.027	96,7%	7.636	3.991	2.968	2.016	16.896	2017	2022
11.985	75,0%	68	72	110	-	250	2018	2020
11.531	81,2%	862	372	941	-	2.177	2017	2020
26.605	93,2%	3.965	2.210	2.627	1.205	10.054	2017	2022
40.273	75,0%	1.421	1.123	2.720	2.328	7.898	2018	2022
1.190	99,8%	70	50	-	-	120	2018	2019
4.438	96,6%	1.307	436	313	-	2.058	2017	2020
4.882	75,0%	246	393	-	41	704	2018	2022
2.942	98,9%	-	-	-	461	924	2021	2022
6.126	90,2%	1.143	755	1.452	-	3.351	2017	2020
4.539	75,0%	97	35	88	-	220	2018	2020
19.344	77,7%	4.124	1.753	1.483	797	8.161	2017	2021
4.552	75,0%	-	4	92	-	96	2019	2020
1.197	5,7%	372	200	-	-	573	2017	2019
28.666	75,0%	63	5	29	20	116	2018	2021
11.057	35,5%	2.575	2.071	4.727	4.338	15.325	2017	2022
17.570	75,0%	0	161	29	23	225	2018	2022
40.328	75,0%	1.322	840	119	-	2.282	2017	2020
8.836	42,7%	16	323	1.238	1.000	2.576	2018	2021
3.651	75,0%	6	80	-	-	86	2018	2019
40.332	85,2%	1.169	2.085	5.905	-	9.160	2017	2020
11.518	75,0%	251	180	384	-	815	2018	2020
34.598	78,1%	3.393	2.766	4.052	793	11.007	2017	2021
26.965	75,0%	409	382	64	-	856	2018	2020
13.387	87,6%	3.128	1.417	2.907	2.946	11.202	2017	2022
1.416	93,5%	-	184	805	-	989	2019	2020
55.167	98,0%	-	1.247	10.815	4.802	16.864	2019	2021
1.642	92,6%	-	-	-	392	392	2021	2021
6.922	56,5%	961	1.259	2.147	1.363	5.730	2018	2021
6.621	94,3%	-	-	-	1.658	1.658	2017	2021
44.489	75,0%	731	2.296	44	-	3.072	2018	2020
115.277	75,0%	1.153	2.210	941	-	4.305	2018	2020
3.470.621		212.000	147.000	150.000	120.000	663.298		

Provincia	Principale fattore critico di rischio	Tipologia intervento	Consistenza interventi linee MT		
			Sostituzione conduttore aereo nudo con cavo aereo (km)	Magliature di rete (km)	Totale interventi linee MT (km)
LECCO	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	2,3	-	2,3
LIVORNO	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	1,0	-	1,0
LIVORNO	Ondata di calore	Trasversale	-	4,0	4,0
LUCCA	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	6,1	-	6,1
LUCCA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	18,5	-	18,5
MACERATA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	86,6	-	86,6
MACERATA	Ondata di calore	Trasversale	-	3,7	3,7
MANTOVA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	8,7	-	8,7
MANTOVA	Ondata di calore	Trasversale	-	0,1	0,1
MASSA CARRARA	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	4,1	-	4,1
MASSA CARRARA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	13,1	-	13,1
MATERA	Ondata di calore	Trasversale	-	0,3	0,3
MEDIO CAMPIDANO	Ondata di calore	Trasversale	-	2,0	2,0
MESSINA	Ondata di calore	Trasversale	-	72,9	72,9
MILANO	Ondata di calore	Trasversale	-	1,4	1,4
MODENA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	24,6	-	24,6
MODENA	Ondata di calore	Trasversale	-	2,4	2,4
NAPOLI	Ondata di calore	Trasversale	-	83,5	83,5
NOVARA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	1,1	-	1,1
NUORO	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	7,4	-	7,4
PADOVA	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	16,4	-	16,4
PADOVA	Ondata di calore	Trasversale	-	1,9	1,9
PALERMO	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	6,4	-	6,4
PALERMO	Ondata di calore	Trasversale	-	23,5	23,5
PARMA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	102,7	-	102,7
PAVIA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	-	-	-
PERUGIA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	95,0	-	95,0
PERUGIA	Ondata di calore	Trasversale	-	8,2	8,2
PESARO URBINO	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	20,9	-	20,9
PESARO URBINO	Ondata di calore	Trasversale	-	3,4	3,4
PESCARA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	220,5	-	220,5
PESCARA	Ondata di calore	Trasversale	-	8,8	8,8
Totale			3.417	963	4.380

PIANO 2019-2021

COSTI COMPLESSIVI | TEMPI DI REALIZZAZIONE

Numero clienti interessati (BT + MT)	Riduzione % Indice di Rischio (IRI)	Consuntivi al 31/12/2018 (k€)	Costi previsti 2019 (k€)	Costi previsti 2020 (k€)	Costi previsti 2021 (k€)	Importo a vita intera	Anno inizio interventi	Anno fine interventi
8.308	75,6%	27	124	39	-	190	2017	2020
138	7,4%	932	81	-	-	1.014	2018	2019
4.180	75,0%	7	148	216	130	502	2017	2021
954	93,1%	-	-	-	606	959	2021	2022
10.832	67,2%	3.101	1.100	763	911	5.878	2018	2021
34.349	76,2%	5.077	3.437	3.203	1.131	12.853	2017	2021
19.430	75,0%	58	168	30	-	257	2017	2020
35.099	99,6%	1.810	1.658	370	-	3.840	2018	2020
5.205	75,0%	107	15	-	-	122	2017	2019
1.999	93,6%	-	-	-	404	504	2021	2022
11.718	82,2%	2.361	1.363	758	524	5.008	2018	2021
5.857	75,0%	121	-	-	35	276	2017	2022
3.324	75,0%	222	233	-	-	455	2018	2019
55.742	75,0%	2.297	3.874	1.871	-	8.045	2018	2020
18.297	75,0%	848	175	-	-	1.024	2018	2019
6.062	80,7%	810	667	489	539	2.991	2018	2022
14.679	75,0%	-	-	94	68	201	2017	2022
225.762	75,0%	3.925	3.722	4.481	1.743	14.238	2018	2022
834	79,5%	3	82	15	-	100	2018	2020
4.334	4,4%	894	329	-	-	1.224	2018	2019
10.534	98,6%	-	-	-	1.962	3.931	2021	2022
15.544	75,0%	223	105	128	113	568	2018	2021
1.167	87,0%	300	145	639	-	1.084	2018	2020
79.461	75,0%	2.027	956	1.127	-	4.112	2018	2020
22.914	53,0%	7.089	4.553	2.748	3.349	18.027	2018	2022
2.749	86,0%	896	697	200	-	1.794	2017	2020
35.125	75,7%	7.897	3.928	3.453	4.007	19.766	2018	2022
64.804	75,0%	367	674	-	61	1.189	2017	2022
11.870	87,9%	359	330	1.198	-	1.887	2018	2020
11.556	75,0%	20	185	120	-	326	2018	2020
50.860	96,0%	9.166	6.332	4.442	8.793	29.494	2018	2022
23.764	75,0%	9	386	165	-	561	2017	2020
3.470.621		212.000	147.000	150.000	120.000	663.298		

Provincia	Principale fattore critico di rischio	Tipologia intervento	Consistenza interventi linee MT		
			Sostituzione conduttore aereo nudo con cavo aereo (km)	Magliature di rete (km)	Totale interventi linee MT (km)
PIACENZA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	54,7	-	54,7
PISA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	42,8	-	42,8
PISTOIA	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	14,7	-	14,7
PISTOIA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	0,8	-	0,8
PORDENONE	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	5,1	-	5,1
PORDENONE	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	7,7	-	7,7
POTENZA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	50,1	-	50,1
POTENZA	Ondata di calore	Traversale	-	0,4	0,4
PRATO	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	5,7	-	5,7
RAGUSA	Ondata di calore	Traversale	-	21,2	21,2
RAVENNA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	11,5	-	11,5
RAVENNA	Ondata di calore	Traversale	-	0,2	0,2
REGGIO CALABRIA	Ondata di calore	Traversale	-	37,7	37,7
REGGIO EMILIA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	64,2	-	64,2
REGGIO EMILIA	Ondata di calore	Traversale	-	0,8	0,8
RIETI	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	84,3	-	84,3
RIMINI	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	40,1	-	40,1
RIMINI	Ondata di calore	Traversale	-	0,1	0,1
ROMA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	42,4	-	42,4
ROMA	Ondata di calore	Traversale	-	44,1	44,1
ROVIGO	Ondata di calore	Traversale	-	1,4	1,4
SALERNO	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	3,7	-	3,7
SALERNO	Ondata di calore	Traversale	-	22,2	22,2
SASSARI	Ondata di calore	Traversale	-	0,2	0,2
SAVONA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	20,8	-	20,8
SIENA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	166,3	-	166,3
SIENA	Ondata di calore	Traversale	-	0,3	0,3
SIRACUSA	Ondata di calore	Traversale	-	23,9	23,9
SONDrio	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	16,5	-	16,5
SUD SARDEGNA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	-	-	-
SUD SARDEGNA	Ondata di calore	Traversale	-	2,5	2,5
TARANTO	Ondata di calore	Traversale	-	42,7	42,7
Totale			3.417	963	4.380

PIANO 2019-2021

COSTI COMPLESSIVI | TEMPI DI REALIZZAZIONE

Numero clienti interessati (BT + MT)	Riduzione % Indice di Rischio (IRI)	Consuntivi al 31/12/2018 (k€)	Costi previsti 2019 (k€)	Costi previsti 2020 (k€)	Costi previsti 2021 (k€)	Importo a vita intera	Anno inizio interventi	Anno fine interventi
28.719	45,3%	2.523	2.398	2.396	1.502	8.948	2018	2022
4.625	96,9%	1.531	957	956	1.224	5.326	2017	2022
5.190	88,3%	-	-	-	1.468	2.350	2017	2022
4.352	78,3%	4.985	127	-	-	5.117	2018	2019
1.757	99,3%	-	-	-	611	1.223	2017	2022
3.284	77,9%	488	219	591	96	1.394	2018	2021
9.730	73,5%	2.776	570	570	548	4.990	2018	2022
2.672	75,0%	48	21	-	10	126	2017	2022
3.036	21,3%	266	179	72	233	1.100	2018	2022
35.783	75,0%	964	1.067	637	-	2.669	2017	2020
1.504	3,7%	9	110	593	520	1.231	2018	2021
4.945	75,0%	48	20	-	-	68	2018	2019
30.701	75,0%	1.986	3.019	52	1.147	6.700	2018	2022
30.720	63,7%	3.892	3.719	1.324	1.363	10.759	2018	2022
9.111	75,0%	4	29	29	18	81	2017	2021
18.059	90,7%	33	622	4.922	598	6.175	2018	2021
13.761	45,3%	1.388	1.407	1.654	1.295	5.747	2017	2021
19.773	75,0%	207	20	-	-	227	2018	2019
19.747	79,5%	534	1.180	200	2.161	4.948	2018	2022
113.350	75,0%	1.775	2.033	1.113	-	4.922	2017	2020
2.789	75,0%	5	-	235	-	240	2018	2020
4.674	78,2%	47	19	159	-	224	2018	2020
51.917	75,0%	1.064	825	625	831	3.671	2018	2022
2.763	75,0%	33	29	-	-	62	2018	2019
1.589	57,1%	12	499	698	598	1.806	2018	2021
23.583	58,9%	6.001	3.027	4.557	5.076	21.432	2018	2022
1.025	75,0%	25	28	-	-	52	2017	2019
56.854	75,0%	1.408	789	962	-	3.161	2018	2020
23.433	91,2%	3.837	2.712	1.872	555	8.980	2018	2021
1.146	3,6%	468	221	-	-	690	2017	2019
5.435	75,0%	97	309	-	-	407	2018	2019
66.162	75,0%	519	1.308	1.241	-	3.070	2018	2020
3.470.621		212.000	147.000	150.000	120.000	663.298		

Provincia	Principale fattore critico di rischio	Tipologia intervento	Consistenza interventi linee MT		
			Sostituzione conduttore aereo nudo con cavo aereo (km)	Magliature di rete (km)	Totale interventi linee MT (km)
TERAMO	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	117,9	-	117,9
TERAMO	Ondata di calore	Trasversale	-	7,2	7,2
TERNI	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	9,1	-	9,1
TERNI	Ondata di calore	Trasversale	-	2,3	2,3
TORINO	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	3,7	-	3,7
TORINO	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	118,4	-	118,4
TRAPANI	Ondata di calore	Trasversale	-	19,0	19,0
TREVIS	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	12,2	-	12,2
TREVIS	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	12,9	-	12,9
UDINE	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	9,3	-	9,3
UDINE	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	34,4	-	34,4
UDINE	Ondata di calore	Trasversale	-	4,5	4,5
VARESE	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	-	-	-
VENEZIA	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	159,5	-	159,5
VENEZIA	Ondata di calore	Trasversale	-	7,3	7,3
VERBANO-CUSIO-OSSOLA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	48,9	-	48,9
VERCELLI	Caduta Piante	Sost.conduttore nudo in elicord	5,5	-	5,5
VERCELLI	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	3,7	-	3,7
VERONA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	34,8	-	34,8
VERONA	Ondata di calore	Trasversale	-	0,8	0,8
VIBO VALENTIA	Ondata di calore	Trasversale	-	8,2	8,2
VICENZA	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	24,8	-	24,8
VICENZA	Ondata di calore	Trasversale	-	0,5	0,5
VITERBO	Manic. Ghiaccio o neve	Sost.conduttore nudo in elicord	13,0	-	13,0
VITERBO	Ondata di calore	Trasversale	-	4,8	4,8
Totali			3.417	963	4.380

PIANO 2019-2021
COSTI COMPLESSIVI
TEMPI DI REALIZZAZIONE

Numero clienti interessati (BT + MT)	Riduzione % Indice di Rischio (IRI)	Consuntivi al 31/12/2018 (k€)	Costi previsti 2019 (k€)	Costi previsti 2020 (k€)	Costi previsti 2021 (k€)	Importo a vita intera	Anno inizio interventi	Anno fine interventi
55.328	90,1%	15.863	6.404	2.084	3.096	28.269	2017	2022
33.247	75,0%	6	732	273	-	1.010	2017	2020
3.107	81,3%	12	552	970	679	2.212	2018	2021
8.873	75,0%	3	-	-	79	107	2018	2022
2.420	94,5%	-	-	-	369	369	2021	2021
39.067	92,2%	5.101	3.501	4.426	2.929	15.962	2018	2021
31.504	75,0%	1.350	973	436	-	2.761	2017	2020
5.622	98,3%	-	-	-	1.492	2.022	2021	2022
12.302	85,4%	681	758	807	637	2.883	2018	2021
2.633	95,6%	-	-	-	1.157	2.272	2017	2022
22.723	73,2%	4.601	2.569	2.658	1.076	10.909	2018	2021
21.894	75,0%	277	112	236	175	800	2017	2021
2.172	86,1%	1.954	81	100	-	2.136	2018	2020
89.137	98,8%	-	-	-	19.118	30.994	2017	2022
22.294	75,0%	527	438	498	266	1.731	2018	2021
30.895	91,7%	3.293	2.192	3.233	452	9.174	2018	2021
2.808	94,9%	-	-	-	547	547	2017	2021
787	84,4%	-	-	100	-	100	2020	2020
12.828	92,8%	2.241	1.749	1.421	727	6.140	2018	2021
3.861	75,0%	8	40	110	-	157	2017	2020
9.319	75,0%	671	161	-	124	1.020	2018	2022
27.322	95,9%	1.967	913	1.969	809	5.660	2018	2021
2.749	75,0%	1	20	-	-	21	2017	2019
3.653	85,5%	4	638	359	-	1.001	2018	2020
12.992	75,0%	90	291	127	-	508	2017	2020
3.470.621		212.000	147.000	150.000	120.000	663.298		

7 Sintesi del piano per gli anni 2019-2021

Di seguito, si riporta la sintesi degli interventi del Piano Resilienza 2019-2021 di E-Distribuzione, con dettaglio della pianificazione tecnica ed economica.

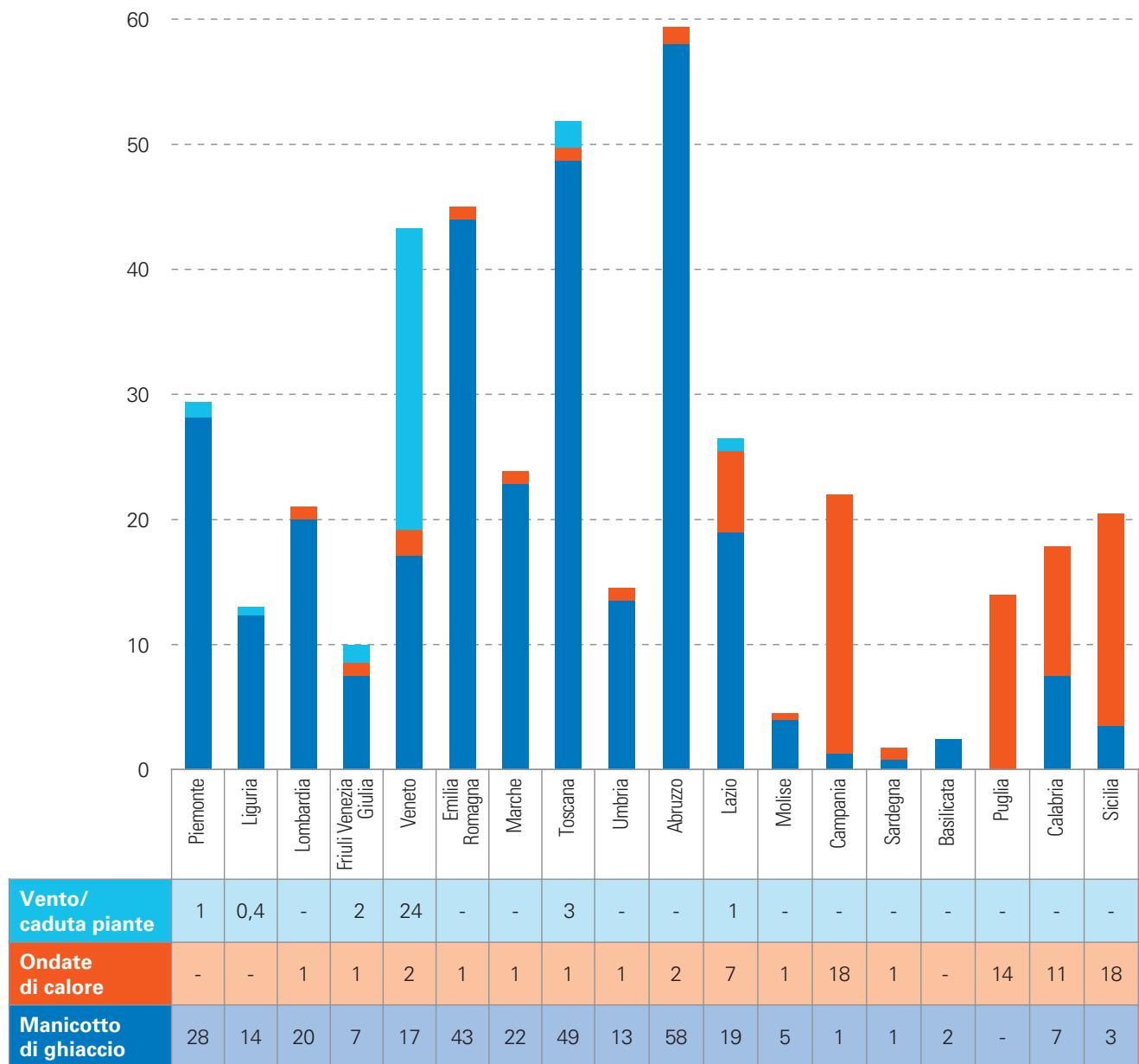
Tabella 3 – Quantità tecniche per i fattori di rischio del Piano Resilienza 2019-2021

Manicotto di Ghiaccio					
Anno	Sostituzione cond. nudi (km)	Richiusure di derivazioni (km)	TOTALE (km)	Telecontrollo (n.)	CAPEX (M€)
2019	1.130	200	1.330	660	108
2020	1.220	180	1.400	540	122
2021	810	170	980	220	78
TOTALE	3.160	550	3.710	1.420	308

Ondate di calore			
Anno	Magliature di rete (km)	Telecontrollo (n.)	CAPEX (M€)
2019	440	490	40
2020	280	360	28
2021	220	82	10
TOTALE	940	932	78

Vento / Caduta Piante		
Anno	Sostituzione cond. nudi (km)	CAPEX (M€)
2021	260	31

INVESTIMENTI PER REGIONE (M€)



Il precedente 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.

8 Conclusioni



Il presente piano resilienza, predisposto con le modalità e i criteri descritti nel testo, costituisce la terza edizione del piano di lavoro di E-Distribuzione, che aggiorna il precedente piano 2018-2020 pubblicato il 28 giugno 2018.

Esso comprende gli interventi pianificati da E-Distribuzione, con riferimento al periodo 2019-2021, 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.

e-distribuzione.it

Seguici su



Numero verde

803.500