



**PIANO DI SVILUPPO ANNUALE E  
PLURIENNALE DELLE INFRASTRUTTURE  
DI SET DISTRIBUZIONE SpA**

**2021-2023**

Giugno 2021

**INDICE**

<b>1</b>	<b>INTRODUZIONE .....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>STRUTTURA DELLA RETE DI SET DISTRIBUZIONE .....</b>	<b>6</b>
2.1	Consistenza impianti SET Distribuzione SpA .....	6
2.2	Investimenti in reti di SET: Piano 2021-2023 .....	6
<b>3</b>	<b>EVOLUZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO.....</b>	<b>8</b>
3.1	Previsioni della domanda di energia elettrica .....	8
3.2	Previsioni della potenza .....	9
3.3	Sviluppo della Generazione Distribuita .....	10
3.4	Perdite di rete.....	13
<b>4</b>	<b>PRINCIPALI ESIGENZE DI SVILUPPO IMPIANTI .....</b>	<b>15</b>
4.1	Connessioni e adeguamento al carico .....	15
4.1.1	Connessioni.....	15
4.1.2	Adeguamento al carico .....	17
4.2	Qualità del servizio elettrico .....	20
4.3	Adeguamento a prescrizioni e standard tecnici di riferimento.....	21
<b>5</b>	<b>PRINCIPALI INTERVENTI .....</b>	<b>23</b>
5.1	Interventi su rete AT .....	23
5.2	Interventi su rete MT.....	24
5.2.1	Connessioni.....	24
5.2.2	Interventi di adeguamento al carico .....	24
5.2.3	Interventi per Qualità .....	24
5.3	Interventi su rete BT .....	25
5.4	Interventi per la gestione delle immissioni e dei prelievi di energia reattiva con la rete di trasmissione 26	
5.5	Progetti di innovazione tecnologica sulla rete elettrica .....	27
5.5.1	Interventi per lo sviluppo dello Smart Distribution System .....	27
5.5.2	Installazione di nuove soluzioni impiantistiche.....	28
5.6	Progetti di sviluppo a supporto delle infrastrutture .....	28
5.6.1	Attività di misura ordinaria .....	28
5.6.2	Progetto 2G .....	29
<b>6</b>	<b>RISULTATI ATTESI .....</b>	<b>30</b>
6.1	Prevenzione dei fenomeni di sovraccarico della rete.....	30
6.2	Miglioramento della Qualità del servizio .....	30
6.3	Efficienza energetica e riduzione delle perdite di distribuzione.....	31
<b>7</b>	<b>PIANO RESILIENZA AI SENSI DELLA DELIBERA 31/2018/R/eel .....</b>	<b>32</b>
7.1	Analisi delle principali criticità (Art. 78.3 lettera a).....	32
7.2	Metodologia utilizzata per il calcolo della resilienza (art. 78.3, lettera b).....	32
7.3	Illustrazione degli interventi di sviluppo e potenziamento della rete di distribuzione per l'incremento della resilienza (Art. 78.3 lettera c) .....	35
7.4	Risultati attesi a seguito degli interventi proposti (Art. 78.3 lettera d) .....	35
<b>8</b>	<b>ALLEGATI.....</b>	<b>36</b>
	Allegato 1 - Principali Progetti su rete AT .....	36



**PIANO DI SVILUPPO ANNUALE E  
PLURIENNALE DELLE INFRASTRUTTURE  
DI SET DISTRIBUZIONE SPA  
2021-2023**

Rev. 00  
Pag. 3 di 41

<b>Allegato 2 – Principali Progetti su rete MT .....</b>	<b>37</b>
<b>Allegato 3 – Interventi su rete MT avviati e non terminati e presenti nei precedenti Piani .....</b>	<b>41</b>
<b>Allegato 4 – Interventi Piano Resilienza .....</b>	<b>41</b>

## 1 INTRODUZIONE

Il Piano di Sviluppo annuale e pluriennale delle Infrastrutture di SET Distribuzione (da qui in avanti SET) è redatto in ottemperanza delle seguenti norme:

- Art. 18 del Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28;
- Art. 14 del Testo Integrato Unbundling Funzionale (TIUF) – Delibera ARERA 296/2015/R/com, che prevede che il Gestore Indipendente sia delegato a predisporre il Piano di Sviluppo annuale e pluriennale delle infrastrutture che amministra;
- Art. 4.6 del Testo Integrato delle Connessioni Attive (TICA) dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas, 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”.

Art. 78 del Testo Integrato della Regolazione Output-Based dei Servizi di Distribuzione e Misura dell’Energia Elettrica (TIQE) che prevede l’integrazione all’interno del Piano di Sviluppo della rete di distribuzione di un’apposita sezione dedicata alla resilienza.

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

Dopo il primo capitolo introduttivo, il secondo capitolo descrive la struttura della rete di SET Distribuzione e la tipologia degli investimenti.

Il terzo capitolo presenta lo scenario esterno del sistema elettrico, attraverso l’andamento storico e previsionale della domanda di energia elettrica. Viene poi analizzato il fenomeno ormai affermato della generazione distribuita, tenendo conto della forte interazione tra questa e la rete di distribuzione.

Il quarto 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.

Nel quinto capitolo vengono quindi passati in rassegna i più importanti interventi in programma, nonché i principali progetti di innovazione tecnologica, tra cui le attività di SET per lo sviluppo dello Smart Distribution System.

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

Il settimo capitolo costituisce il Piano Resilienza di SET, così come riportato all’art.78 del Titolo 10 del TIQE modificato dalla Delibera 31/2018/R/eel; la sezione è articolata in paragrafi attraverso i quali dapprima vengono analizzate le criticità della rete e individuati i fattori critici considerati e poi illustrati i criteri adottati per l’individuazione degli interventi sulla rete di distribuzione.

La sezione finale del Piano di Sviluppo è costituita dagli allegati, dove si elencano nominativamente gli interventi di maggior peso dal punto di vista dello sviluppo delle infrastrutture di SET e gli elenchi relativi agli interventi per l'incremento della resilienza contenenti i dati principali di ciascun intervento o raggruppamento di interventi, i quali sono anche oggetto di coordinamento con Terna Rete Italia SpA.

## 2 STRUTTURA DELLA RETE DI SET DISTRIBUZIONE

### 2.1 Consistenza impianti SET Distribuzione SpA

La consistenza delle reti e impianti di distribuzione al 31 dicembre 2020 è riportata nella Tabella 1 seguente:

**Tabella 1 - Consistenza reti di distribuzione al 31 dicembre 2020**

Tipologia impianti	Estensione (km)	Consistenza (n°)	Potenza (MVA)
Impianti Primari		29 (*)	1.197
Linee MT	3.505	229	
Cabine Secondarie		4.322	896
Linee BT	8.752	12.748	

(\*) Numero comprensivo delle sezioni MT presso stazioni Terna

### 2.2 Investimenti in reti di SET: Piano 2021-2023

Gli investimenti nell'ambito delle reti di distribuzione sono suddivisi per finalità Budget (allacciamenti richiesti da utenti, qualità, adeguamenti, misura, ecc.) e per tipologia di impianto (impianti primari AT, rete MT, rete BT, Teletrasmissioni, Gruppi di misura, ecc).

Per quanto riguarda gli allacciamenti richiesti da utenti passivi o attivi, si fa riferimento agli investimenti strettamente correlati a nuove connessioni di utenti finali e utenti produttori alla rete di distribuzione, connessioni che l'azienda è vincolata ad effettuare in relazione agli obblighi derivanti dalla concessione per lo svolgimento del servizio di distribuzione. Il parametro di maggior rilevanza per la previsione di questi investimenti sulle reti di Media Tensione (MT) e Bassa Tensione (BT) è di norma la potenza di connessione richiesta dagli utenti. In quota minima sono inoltre previsti ulteriori investimenti per spostamento di impianti.

Gli investimenti in qualità ed adeguamento delle reti al carico, riguardano interventi volti al miglioramento ed al mantenimento della qualità del servizio, nonché all'adeguamento tecnico alla domanda di energia, ai requisiti ambientali e alle prescrizioni, che di norma vengono realizzati con interventi di rifacimento parziale o totale, degli impianti esistenti. Gli investimenti di miglioramento della qualità vengono valutati seguendo un criterio di redditività e tenendo conto dei premi/penali stabiliti da ARERA in relazione agli scostamenti della continuità del servizio raggiunta da SET rispetto agli standard.

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, che si interfacciano con i sistemi cartografici in uso in SET.

La pianificazione della rete MT e BT è effettuata da SET in modo da perseguire i seguenti obiettivi generali:

- assicurare che il servizio elettrico venga erogato con carattere di sicurezza, affidabilità e continuità nel breve, medio periodo;
- programmare gli interventi volti ad assicurare l'efficienza e lo sviluppo della rete MT e BT sul territorio della Provincia Autonoma di Trento, in qualità di distributore di riferimento in una provincia in cui sono presenti 13 aziende di distribuzione.

- garantire l'imparzialità e la neutralità del servizio al fine di assicurare l'accesso alla rete MT e BT paritario a tutti gli utenti;
- assicurare la tutela dell'ambiente e la sicurezza degli impianti;
- connettere alla rete di competenza di SET tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio.

In ambito Misura nel 2021 è stato presentato all'Autorità il Piano Massivo di Sostituzione 2G che definisce, a partire dall'anno 2022 e per i successivi 15 anni, l'attività di sostituzione massiva dei misuratori elettronici su tutte le utenze connesse alla rete di SET Distribuzione, nonché gli investimenti economici sia sulle apparecchiature di campo che sui Sistemi Centrali.

Gli investimenti su Impianti Primari, indipendentemente dalla finalità dell'investimento, vengono svolti, a seguito di studi e analisi di rete a livello pluriennale. Detti progetti riguardano connessioni di nuove Cabine Primarie a stazioni o linee di Terna Rete Italia con l'eventuale costruzione di un breve elettrodotto di collegamento costituente "impianto di utenza per la connessione".

Un'altra tipologia di intervento fa riferimento ai progetti speciali a supporto delle infrastrutture. Tra questi assumono importanza rilevante gli investimenti in Information & Communication Technology. 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 SET rivestono inoltre un ruolo di primaria importanza gli investimenti in progetti di innovazione tecnologica, tra i quali l'installazione di nuovi apparati di telecontrollo e monitoraggio delle Cabine Primarie, Cabine di Smistamento e Cabine Secondarie.

Inoltre la sostituzione dei trasformatori MT/BT di vecchia generazione con quelli a basse perdite, riflette l'impegno di SET nell'ambito dell'efficienza energetica e della mitigazione dei cambiamenti climatici.

Si aggiungono infine gli interventi per una gestione sempre più evoluta della rete, che dovrà sostenere la transizione energetica in corso tramite una fornitura sempre più affidabile ed in grado di integrare in maniera flessibile i nuovi impianti di produzione e le nuove utenze.

### 3 EVOLUZIONE 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 Nazionale, relative all'intero sistema elettrico. Le previsioni locali, legate alle previsioni di carico sul territorio di competenza, costituiscono un altro presupposto fondamentale per l'elaborazione del Piano di Sviluppo della rete di distribuzione stessa.

È opportuno evidenziare inoltre che lo scenario di riferimento presenta, da qualche anno, crescenti complessità date dalla presenza sempre più diffusa e consistente della generazione distribuita, conseguente anche ai recenti sviluppi legislativi, normativi e regolatori.

#### 3.1 Previsioni della domanda di energia elettrica

Il presente Piano di Sviluppo della Rete elettrica ha come primo riferimento le previsioni di crescita del fabbisogno di energia e della potenza elettrica.

Le previsioni sono articolate:

- in energia, con riferimento al dato annuale della richiesta e dei consumi elettrici;
- in potenza, con riferimento alla punta annuale.

L'anno 2020, caratterizzato dall'emergenza Covid, ha registrato un forte calo dei prelievi di energia elettrica su base annua rispetto all'anno precedente, accentuato sulla Media Tensione (-7%) più che sulla Bassa Tensione (-4%).

Per il Triennio 2021 – 2023 si prevede un graduale ritorno ai prelievi di energia elettrica pre-Covid (anno 2019), la cui definizione sconta l'incertezza legata alle effettive tempistiche e modalità di rientro dell'emergenza.

Sul piano nazionale, le stime della domanda di energia elettrica futura sono effettuate dal gestore della rete di trasmissione, mettendo in correlazione fra loro i dati storici di carico ed indicatori economici.

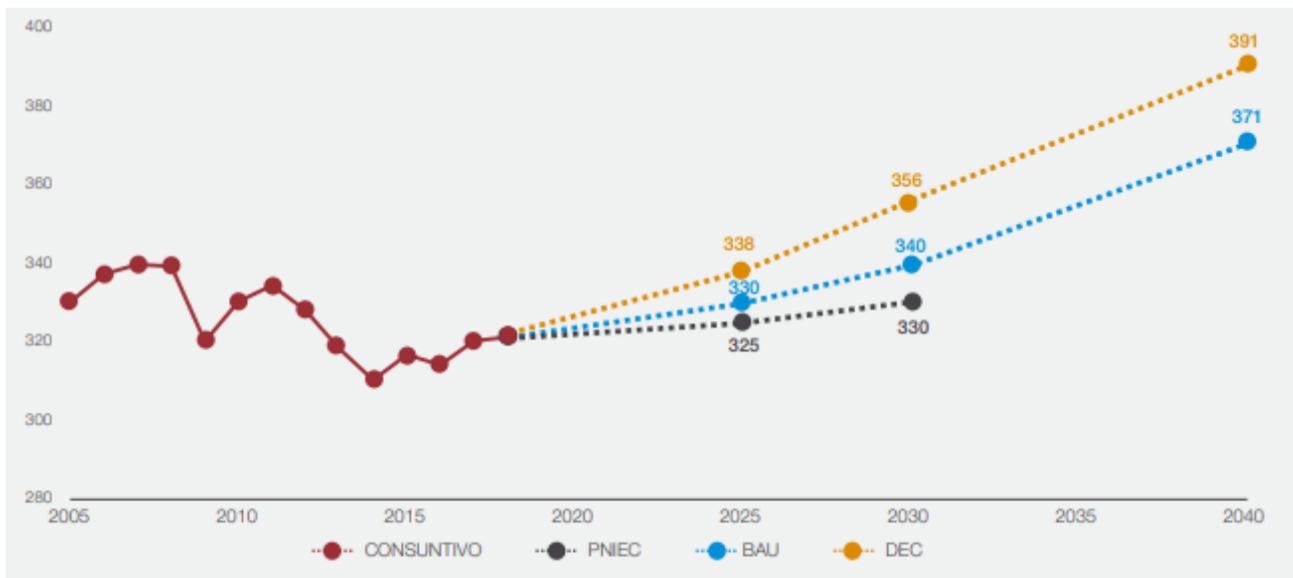
La domanda di energia elettrica, oltre ad essere influenzata dalle condizioni macroeconomiche e dalla variazione demografica, dipende notevolmente dallo sviluppo di tecnologie, quali veicoli elettrici e pompe di calore, e dalle misure di efficientamento energetico previste.

Di seguito in Figura 1 sono riportate le stime pubblicate da Terna Rete Italia S.p.A. con orizzonte stimato al 2040, relative all'andamento del fabbisogno di energia elettrica secondo diversi scenari:

- nello scenario BAU l'energia richiesta dalla rete cresce moderatamente, raggiungendo i 340 TWh al 2030 e circa 371 TWh al 2040. Tale trend è riconducibile al fatto che se da un lato si ipotizza che il riscaldamento residenziale sarà ancora principalmente effettuato tramite caldaie convenzionali a gas e che la popolazione sia in lieve diminuzione, dall'altro si prevedono minime misure di efficientamento energetico;
- lo scenario DEC è caratterizzato invece da valori elevati di fabbisogno elettrico (energia richiesta dalla rete pari a 356 TWh al 2030 e 391 TWh al 2040), motivato dalla centralità che riveste il vettore elettrico in questo scenario per il raggiungimento dei target energetici

e climatici europei e nazionali. Il riscaldamento residenziale infatti viene quasi completamente realizzato tramite pompe di calore elettriche (con circa 4 milioni di PdC già al 2030, +105 % rispetto al BAU 2030) e la penetrazione dei veicoli elettrici nei trasporti raggiunge valori considerevoli (quasi 6 milioni di automobili elettriche al 2030, + 235% rispetto BAU)19;

- lo scenario PNIEC, nonostante il maggiore utilizzo di pompe di calore elettriche per il riscaldamento residenziale e la notevole diffusione dei veicoli elettrici (6 milioni al 2030, in linea con il DEC), si contraddistingue per valori di energia elettrica richiesta dalla rete in lieve crescita (325 TWh al 2025 e 330 TWh al 2030). Ciò è riconducibile principalmente alle sfidanti misure di efficientamento energetico considerate nello scenario necessarie al raggiungimento dei target europei e nazionali di decarbonizzazione ed efficienza energetica.



**Figura 1 Trend del fabbisogno di energia elettrica (TWh) - Fonte TERNA**

### 3.2 Previsioni della potenza

Le stime di previsione della potenza venduta sono strettamente correlate alla variazione dei volumi di energia trasportata sulla rete di distribuzione. 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 linea con indirizzi nazionali definiti nella SEN 2017 e nella recente proposta di Piano nazionale integrato per l'energia e il clima – PNIEC previsto dal Clean Energy Package.

In Tabella 2 è riportata la previsione della potenza venduta agli utenti passivi per gli anni di piano. I dati a consuntivo relativi agli anni dal 2013 al 2020 mostrano il forte calo registrato negli anni dal 2014 al 2016 a seguito della congiuntura economica sfavorevole. Nonostante un timido aumento registrato nel 2015, il 2016 ha fatto registrare un leggero calo; i dati relativi al 2017 hanno mostrato un nuovo incremento, che però non si è confermato nel 2018. Nonostante l'emergenza sanitaria legata al virus COVID-19, nel 2020 si è registrato un considerevole aumento della potenza venduta di circa il 10%. Per i successivi anni di piano, è verosimile prospettare un trend con una lenta ma costante crescita, in relazione alla ripresa a seguito della pandemia e per le agevolazioni economiche finalizzate a favorire le ristrutturazioni edilizie e la sempre maggior penetrazione dell'energia elettrica.

**Tabella 2 – Stima della potenza venduta ai Clienti finali su reti SET al 2023 (Fonte dati: SET Distribuzione)**

Anno	Potenza (MW)	Tipo di Dato
2013	32,38	Consuntivo
2014	21,38	Consuntivo
2015	24,95	Consuntivo
2016	23,01	Consuntivo
2017	26,12	Consuntivo
2018	25,48	Consuntivo
2019	26,70	Consuntivo
2020	29,43	Consuntivo
2021	29,72	Previsione
2022	30,02	Previsione
2023	30,32	Previsione

### **3.3 Sviluppo della Generazione Distribuita**

Negli ultimi anni, a partire soprattutto dal 2008, con l'emanazione del primo Conto Energia, si è registrato una esplosione del fenomeno della generazione distribuita sia a livello Nazionale, sia in Provincia di Trento, dovuto in gran parte agli impianti fotovoltaici ed eolici. In particolare nella nostra Provincia le richieste di connessioni di produttori, hanno riguardato soprattutto impianti fotovoltaici ed idroelettrici per effetto delle incentivazioni nazionali, alle quali si sono aggiunte delle incentivazioni locali previste da leggi Provinciali, supportate anche da un sistema bancario cooperativo che ha finanziato tali investimenti. Nella Tabella 3 seguente sono riportate le connessioni di produttori realizzate da SET dal 2006 al 2020. I dati relativi agli anni precedenti al 2020 sono stati aggiornati a fronte delle acquisizioni e delle cessioni di alcune porzioni di rete ad altri distributori.

Si può osservare come negli ultimi anni il fenomeno sia andato via via esaurendosi, facendo registrare un minimo storico nel 2016. I dati relativi al 2020 confermano un sostanziale assestamento sui valori registrati nel biennio precedente.

**Tabella 3 – Report connessione produttori SET per anno**

QUALSIASI FONTE DI GENERAZIONE	NUMERO CONNESSIONI			POTENZA INSTALLATA (kW)		
	ANNO	MT	BT	TOTALE	MT	BT
prima del 2006	66	153	219	70.622	1.535	72.157
2006	4	110	114	9.848	558	10.406
2007	7	154	161	2.316	1.087	3.403
2008	31	489	520	10.853	2.948	13.800
2009	21	1.101	1.122	13.168	7.769	20.937
2010	42	2.588	2.630	18.342	22.442	40.784
2011	88	2.980	3.068	23.169	31.591	54.760
2012	51	1.977	2.028	33.326	16.739	50.065
2013	21	1.578	1.599	10.929	8.210	19.139
2014	24	758	782	11.077	4.439	15.516
2015	24	573	597	30.783	4.036	34.819
2016	20	546	566	7.260	3.301	10.561
2017	16	639	655	10.130	4.904	15.034
2018	20	743	763	4.472	3.970	8.443
2019	26	791	817	4.721	4.513	9.234
2020	20	755	775	17.285	4.177	21.462
<b>TOTALE</b>	<b>481</b>	<b>15.935</b>	<b>16.416</b>	<b>278.301</b>	<b>122.219</b>	<b>400.519</b>

Nella Tabella 4 è riportato invece il dettaglio relativo alle connessioni di soli impianti fotovoltaici.

**Tabella 4 – Report connessione fotovoltaico SET per anno**

IMPIANTI FOTOVOLTAICI	NUMERO CONNESSIONI			POTENZA INSTALLATA (kW)		
	ANNO	MT	BT	TOTALE	MT	BT
prima del 2006	2	140	142	32	464	495
2006	1	109	110	10	552	563
2007	2	148	150	516	725	1.240
2008	23	488	511	1.335	2.944	4.279
2009	12	1.094	1.106	2.803	7.340	10.142
2010	38	2.582	2.620	9.728	22.358	32.086
2011	80	2.978	3.058	17.735	31.568	49.304
2012	32	1.972	2.004	5.841	16.396	22.237
2013	8	1.561	1.569	876	7.520	8.396
2014	11	743	754	1.672	3.885	5.557
2015	8	537	545	1.527	2.815	4.341
2016	12	497	509	894	2.936	3.830
2017	8	473	481	1.047	3.189	4.236
2018	9	553	562	503	3.249	3.752
2019	17	565	582	3.036	3.211	6.246
2020	9	578	587	446	3.248	3.694
<b>TOTALE</b>	<b>272</b>	<b>15.018</b>	<b>15.290</b>	<b>48.000</b>	<b>112.399</b>	<b>160.399</b>

Come si evince dalla Tabella 4, nella Provincia di Trento si sono registrati numerosi allacciamenti di impianti fotovoltaici di piccola e media potenza in prevalenza in bassa tensione, con potenza media degli allacciamenti BT pari a circa 8 kW e potenza media di circa 180 kW per gli impianti fotovoltaici allacciati in MT.

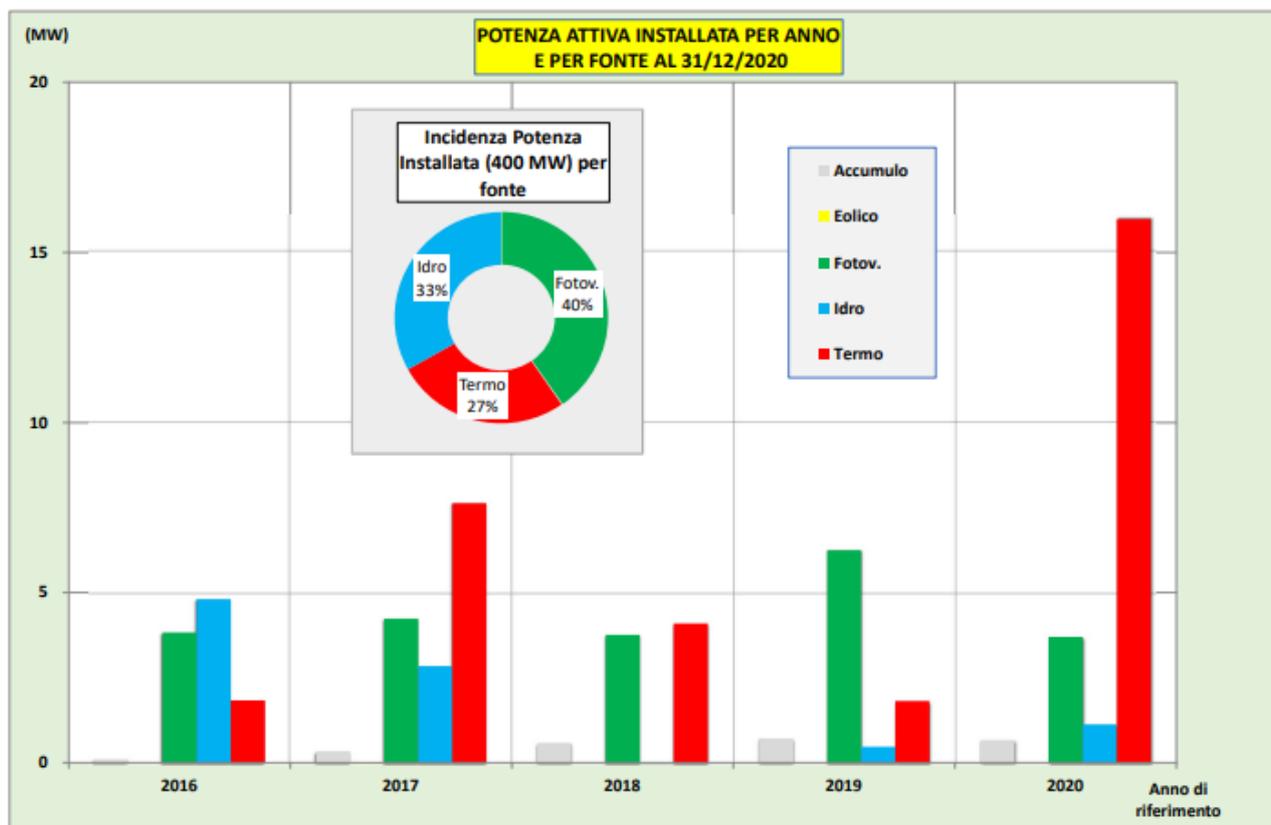
Sulla base del trend degli ultimi anni e dell'attuale quadro normativo, si prevede per il periodo 2021-2023 una lieve crescita delle nuove connessioni di impianti fotovoltaici.

Nella tabella seguente si riporta l'andamento relativo al numero di installazioni e alla potenza media dei sistemi di accumulo connessi alla rete di bassa tensione di SET.

**Tabella 5 – Report connessione impianti accumulo SET per anno**

ANNO	NUMERO CONNESSIONI IMPIANTI ACCUMULO	POTENZA INSTALLATA IMPIANTI ACCUMULO (kW)
	BT	BT
2014	1	13
2015	5	17
2016	38	89
2017	137	335
2018	180	577
2019	208	711
2020	166	664
<b>TOTALE</b>	<b>735</b>	<b>2.405</b>

Nell'ultimo quadriennio si è registrato un significativo sviluppo del numero di connessioni di piccoli impianti di accumulo, tutti associati ad impianti fotovoltaici. Tale sviluppo è avvenuto in seguito alla definizione del quadro regolatorio e della normativa tecnica riguardante i sistemi di accumulo. Negli anni di piano si prospetta una crescente diffusione di impianti di generazione da fonti energetiche rinnovabili integrati con sistema di accumulo, anche grazie alla progressiva riduzione dei costi di installazione e alle detrazioni fiscali relative alle ristrutturazioni edilizie.



**Figura 2 Potenza attiva installata per anno e per fonte**

Il notevole incremento della generazione distribuita ha riflessi sia nella definizione delle soluzioni di connessione, a fronte di nuove richieste, sia nell'esercizio della rete ormai rapidamente trasformata da rete "passiva" in "rete attiva".

Il numero di utenze attive su rete SET a fine 2020 è pari al 4,9 % degli utenti passivi, tra i più alti a livello nazionale. Nonostante tali valori, le trasformazioni AT/MT, la rete MT e BT di SET non hanno registrato particolari saturazioni, in relazione alla distribuzione degli impianti sul territorio e sulle reti MT e BT. Per soddisfare le richieste di allacciamento si sono dovuti effettuare modesti potenziamenti alle reti BT e la sostituzione di alcune trasformazioni MT/BT, esclusi casi particolari relativi soprattutto a centrali idroelettriche che hanno comportato anche il potenziamento di alcune tratte della rete MT.

### 3.4 Perdite di rete

Uno degli obiettivi della gestione della rete elettrica è quello del recupero di efficienza. Le implicazioni che ne derivano non sono solo riconducibili al concetto di qualità tecnica ma, soprattutto a quello di efficienza economica.

Al fine di ridurre le perdite tecniche si ricorre normalmente alle seguenti azioni:

- aumento della sezione dei conduttori;
- unificazione dei livelli di tensione a media e bassa tensione;

- contenimento della lunghezza media delle linee MT, con la costruzione di nuovi impianti primari e nuove uscite MT da impianti primari;
- ottimizzazione degli assetti rete MT con load flow periodici dedicati;
- utilizzo di trasformatori a basse perdite.
- compensazione reattiva delle reti MT.

Dal punto di vista delle perdite “commerciali”, l'utilizzo del sistema di telegestione abbinato al contatore elettronico ha portato ad una maggiore efficacia e puntualità nei controlli sui bilanci di energia, consentendo un miglior contrasto delle frodi, anche se per SET è un fenomeno quasi inesistente.

## **4 PRINCIPALI ESIGENZE DI SVILUPPO IMPIANTI**

L'evoluzione del sistema elettrico è alla base della pianificazione degli interventi di sviluppo della rete di distribuzione stessa. Attraverso le stime dell'incremento della domanda di energia e potenza, effettuate sulla base delle serie storiche 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 gli allacciamenti di utenti passivi e attivi, interventi funzionali all'evoluzione del carico e al miglioramento della qualità del servizio e interventi per l'incremento della resilienza della rete di distribuzione.

Un ulteriore aspetto di cui tenere conto per gli investimenti sulla rete sarà senz'altro la diffusione della mobilità elettrica e l'impatto che questa avrà sulla rete di distribuzione stessa, la quale dovrà svilupparsi necessariamente in base alla richiesta di nuovi allacciamenti, volti a realizzare un'infrastruttura di ricarica adeguata e localizzata sia in ambito pubblico (accessibile a tutti) che in ambito privato.

In base al trend di richieste e allo sviluppo del mercato degli Electric Vehicles (EV), per il triennio 2021-2023 gli investimenti sulla rete di distribuzione saranno funzionali a tale evoluzione, che risentirà anche di fattori quali l'incentivazione e il supporto istituzionale alla mobilità elettrica che gli enti locali pongono in essere.

### **4.1 Connessioni e adeguamento al carico**

#### *4.1.1 Connessioni*

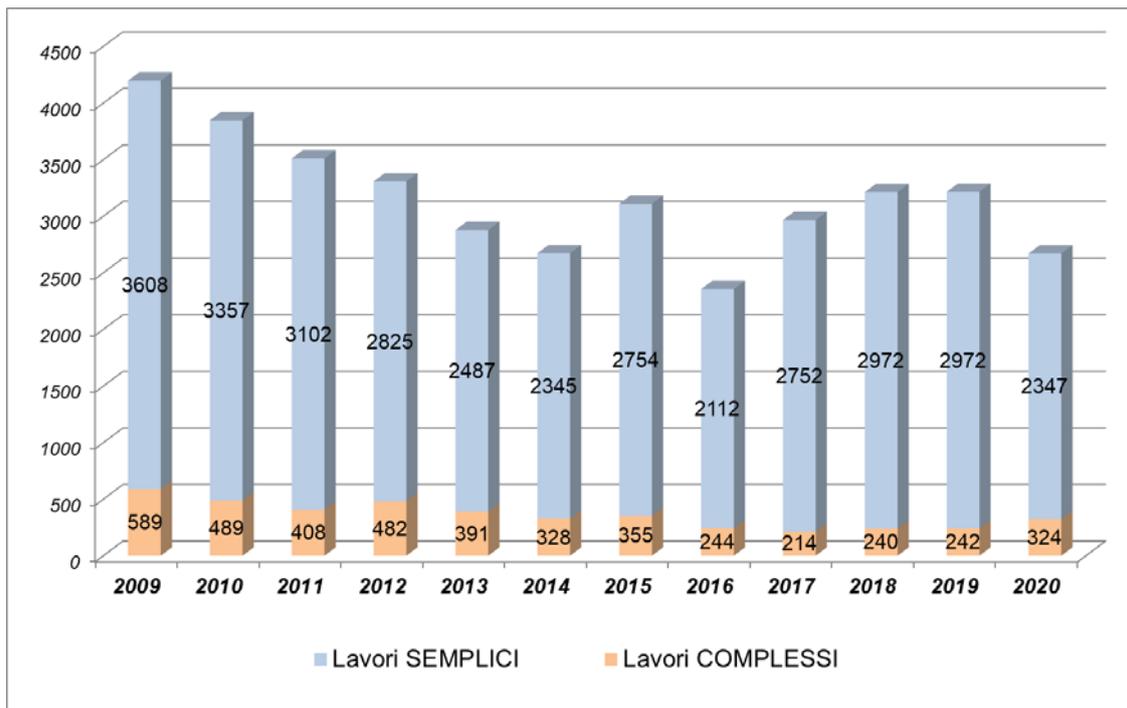
Le richieste di connessione dei clienti passivi alla rete di distribuzione sono legate, in numero e quantità, alle dinamiche di sviluppo complessivo dell'economia locale. A questo andamento di carattere generale se ne sovrappone un secondo, specifico del settore, che deriva dall'incremento della cosiddetta "penetrazione elettrica", ovvero al 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, ha registrato negli ultimi anni una riduzione delle richieste legata soprattutto alla crisi del comparto edilizio con una riduzione dell'attività di costruzione di nuove abitazioni, vedi Figura 2. Visti gli incentivi alle ristrutturazioni attualmente in essere, è ipotizzabile assistere ad una crescita delle richieste.

Nel 2015 si è registrato un temporaneo aumento del numero di connessioni, non confermato nel 2016 dove il numero di connessioni risulta in linea con il tendenziale costantemente in calo evidenziato dal 2009 al 2014. In controtendenza, il 2017 ha fatto registrare un leggero incremento del numero di connessioni, che è proseguito nel 2018 ed è stato confermato nel 2019. Tale andamento è imputabile ad un significativo incremento delle richieste di connessioni temporanee per manifestazioni.

Il 2020 è invece stato un anno eccezionale a causa della pandemia da Covid 19, che ha portato ad un significativo cambio dell'andamento rispetto agli anni precedenti. Si registra in particolare un aumento dei lavori "complessi" sia per utenze domestiche che non domestiche, mentre per i lavori "semplici" si è verificato un netto calo delle prestazioni eseguite, in particolare per le utenze non domestiche, mentre le domestiche hanno mantenuto un andamento in linea con il passato con qualche leggero aumento. Tale andamento è il riflesso delle iniziative fiscali in favore delle

ristrutturazioni introdotte all'inizio del 2020 (c.d. "finanziamento 110%"). Proprio sulla scorta di questi incentivi ci si aspetta un incremento anche per gli anni successivi, che saranno interessati da queste iniziative.



**Figura 3 – Lavori semplici e complessi richieste utenti – connessioni passive 2009-2019**

Di seguito in Tabella 6 sono riportati i dati storici e previsionali dei consumi relativi alle reti di media e bassa tensione di SET.

**Tabella 6 – Previsione dei consumi di energia sulle reti di bassa, media tensione di SET**

Anno	Energia BT (MWh)	Energia MT (MWh)	Tipo di Dato
2013	1.044.477	859.280	Consuntivo
2014	1.041.500	874.902	Consuntivo
2015	1.067.802	861.959	Consuntivo
2016	1.060.540	866.947	Consuntivo
2017	1.072.150	871.906	Consuntivo
2018	1.149.255	934.868	Consuntivo
2019	1.222.296	930.276	Consuntivo
2020	1.169.841	863.973	Consuntivo
2021	1.190.000	890.000	Previsione
2022	1.220.000	930.000	Previsione
2023	1.250.000	940.000	Previsione

L'incremento dell'energia distribuita nel 2018 rispetto al 2017 è legato anche all'acquisizione di consistenti porzioni di rete da altri distributori avvenuta durante l'anno 2018. Tale incremento è stato confermato anche nel 2019. Per l'anno 2020 si è registrato un calo dei prelievi sia in Media Tensione (-7%) sia in Bassa Tensione (-4%) legato all'emergenza Covid. Nel 2022 è prevedibile di ritornare ai valori registrati nel 2019, con una successiva crescita costante dell'ordine dell'1% sulla base delle previsioni di crescita del PIL.

La presenza sulle reti di media e bassa tensione di numerosi impianti di produzione, induce una sostanziale modifica del comportamento delle reti di distribuzione. Laddove precedentemente gli impianti costituivano un elemento puramente passivo, oggi sono numerose le trasformazioni nelle quali l'energia "risale" dal livello di tensione più basso a quello superiore.

Il mercato delle connessioni attive ha caratteristiche intrinsecamente diverse da quello dei clienti passivi e risente in modo marcato degli effetti della regolazione incentivante e della legislazione autorizzativa, alle cui variazioni reagisce con tempi di risposta molto rapidi e con comportamenti omogenei da parte degli operatori e pertanto non si presta ad una previsione affidabile basata su serie storiche.

La combinazione degli effetti di più connessioni insistenti nella stessa area geografica e la contemporanea crescita del carico sugli impianti esistenti, genera condizioni di potenziale saturazione degli impianti in esercizio.

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.

Tali provvedimenti sono alla base della riforma dei mercati del dispacciamento elettrico, avviata dall'ARERA con l'emanazione della Delibera 300/2017/R/eel, in cui vengono proposti i primi criteri per consentire alla domanda e alle unità di produzione non già abilitate (quali quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili e la generazione distribuita) la possibilità di partecipare al mercato del dispacciamento (MSD) nell'ambito di progetti pilota individuati da Terna. Vengono inoltre definite modalità sperimentali di utilizzo di sistemi di accumulo anche in abbinamento a unità di produzione abilitate.

L'Autorità, con successivi provvedimenti (583/2017/R/eel, 422/2018/R/eel), ha approvato i regolamenti proposti da Terna per la partecipazione al mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) della generazione distribuita e di unità virtuali miste (unità di produzione non obbligatoriamente abilitate e unità di consumo), come ulteriore passo al percorso regolatorio che porterà alla redazione del Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE) che consentirà di identificare i principi su cui dovrà conformarsi la riforma organica del servizio di dispacciamento con l'assetto di MSD nel nuovo regime.

#### *4.1.2 Adeguamento al carico*

La rete MT di distribuzione in assetto standard è esercita radialmente e strutturata normalmente con dorsali controalimentabili da altra CP o da altra semisbarra o da petali all'interno della stessa semisbarra.

La rilevazione dei flussi di energia attraverso i trasformatori di Cabina Primaria costituisce la base per l'individuazione delle potenziali future criticità. Le proiezioni ottenute per ogni singola C.P. e per ogni semisbarra, attraverso l'estrapolazione delle serie storiche dei prelievi di potenza, sono integrate con le informazioni disponibili relative alle singole connessioni di particolare rilevanza.

SET, in ottemperanza della Delibera ARERA n. 125/2010 e s.m., trimestralmente verifica le potenziali criticità degli impianti primari, non individuando nessuna “zona rossa” in relazione alle potenze di connessione richieste e alla loro distribuzione sulle reti MT e BT (vedi considerazioni precedenti).

Tale mancanza di criticità in SET risulta evidente anche dalla Tabella 7 seguente, che riporta per ogni Cabina Primaria la potenza installata delle trasformazioni AT/MT, rapportata alla potenza degli impianti di produzione connessi, in Media e bassa tensione, sulla rete MT/BT ad essa allacciata.

In ogni impianto primario la potenza di produzione è molto inferiore alla potenza di trasformazione AT/MT e i trasformatori che nel corso del 2020 hanno presentato inversione di flusso di energia sono stati 6 per almeno l'1% delle ore annue e 22 per almeno il 5% delle ore annue.

**Tabella 7 – Potenze impianti di produzione per Cabina Primaria al 31 dicembre 2020**

Impianto Primario	Potenza Trasform. az. AT/MT (MVA)	Fotovoltaico		Altre		TOTALE		
		BT (kW)	MT (kW)	BT (kW)	MT (kW)	BT (kW)	MT (kW)	BT + MT (kW)
ARCO	120	7.373	871	424	27.976	7.797	28.847	36.644
AVIO	16	2.794	602	116	8.222	2.910	8.824	11.733
BORGO V.	25	2.682	1.365	205	2.371	2.887	3.736	6.623
BRAZZANIGA	20	4.769	2.179	319	9.089	5.088	11.268	16.356
CALDONAZZO	50	7.275	899	407	295	7.682	1.194	8.876
CAMPITELLO	35	821	735	118	2.793	939	3.528	4.467
CIMEGO (*)	47	1.370	216	805	10.362	2.175	10.578	12.753
DRO	25	3.522	1.336	180	2.790	3.702	4.126	7.828
GIUSTINO	50	1.720	426	114	1.979	1.834	2.405	4.239
GRIGNO	25	1.672	99	109	5.997	1.781	6.096	7.877
LA ROCCA (*)	25	1.960	336	430	4.105	2.391	4.441	6.832
LAVIS (*)	80	12.801	8.070	280	2.906	13.080	10.976	24.056
LIZZANA	120	4.531	7.869	311	37.972	4.841	45.841	50.682
MASOCORONA	50	2.353	1.652	42	3.361	2.396	5.013	7.409
MOENA	80	593	86	243	1.700	836	1.786	2.621
MONCLASSICO	50	2.238	374	831	18.381	3.069	18.755	21.824
NEMBIA	35	569	662	47	1.530	616	2.192	2.808
OSSANA	50	1.334	61	972	28.025	2.306	28.086	30.392
P.S. GIORGIO	80	6.726	1.711	502	2.292	7.228	4.003	11.231
PONTE V. SM	-	1.721	303	42	-	1.762	303	2.065
PREDAZZO	25	1.894	1.017	724	4.426	2.619	5.443	8.061
ROVERETO N	65	2.092	579	95	3.124	2.187	3.703	5.890
S. COLOMBANO	25	1.423	95	170	756	1.594	850	2.444
S. MASSENZA	32	3.146	837	81	4.634	3.227	5.471	8.698
S. MICHELE	50	6.727	1.247	544	3.891	7.270	5.138	12.408
SCURELLE	37	4.327	2.440	414	12.806	4.741	15.246	19.987
STORO	50	728		66	13.360	794	13.360	14.154
TASSULLO	80	12.861	6.628	517	7.420	13.378	14.048	27.426
TN SUD (*)	103	6.561	3.701	432	2.868	6.993	6.568	13.561
VARENA	50	3.797	1.607	280	4.872	4.078	6.479	10.556
<b>TOTALE</b>	<b>1.500</b>	<b>112.399</b>	<b>48.000</b>	<b>9.820</b>	<b>230.301</b>	<b>122.218</b>	<b>278.301</b>	<b>400.519</b>

(\*) Trasformatori di proprietà di Terna o altri

## 4.2 Qualità del servizio elettrico

Dall'anno 2000 l'ARERA ha definito standard di continuità del servizio per ridurre le interruzioni subite dagli utenti, sia in termini di numerosità che di durata, tramite l'introduzione di "livelli obiettivo" che rappresentano i livelli di continuità del servizio, che ciascun distributore è tenuto a raggiungere nei diversi ambiti territoriali. In virtù di tale meccanismo di miglioramento obbligatorio, gli esercenti che non riescono a rispettare gli obiettivi annui devono versare delle penalità calcolate in misura proporzionale sia alla differenza tra il livello raggiunto e il tendenziale assegnato, sia all'energia distribuita nell'ambito. Per gli esercenti che invece ottengono miglioramenti superiori a quanto stabilito, sono previsti dei riconoscimenti economici calcolati analogamente a quanto avviene per le penali.

Con le deliberazioni 646/2015/R/eel e 549/2016/R/eel, l'ARERA ha determinato le modalità di regolazione della qualità del servizio per gli esercenti il servizio di distribuzione per il ciclo regolatorio 2016-2023. Sono stati sostanzialmente confermati gli obiettivi relativamente agli indicatori numero delle interruzioni subite dagli utenti BT, nonché la regolazione individuale per singoli utenti MT:

- riduzione del Numero di Interruzioni senza preavviso Lunghe + Brevi per singolo Utente bt;
- tempi Massimi di Ripristino delle alimentazioni a singoli clienti MT e BT nel caso di interruzioni prolungate o estese, con progressiva uniformazione ai livelli previsti per le aree ad alta concentrazione.

Rispetto alla regolazione precedentemente in vigore, è stata introdotta una diversa modalità di calcolo di premi e penalità per la durata delle interruzioni con obiettivi annui pari ai livelli obiettivo.

Nella Tabella 8 seguente sono riportati per ognuno dei 3 ambiti di concentrazione di SET, Bassa, Media e Alta Concentrazione, i valori tendenziali fissati da ARERA ed i risultati raggiunti per gli indicatori "numero medio interruzioni lunghe + brevi per utente BT" e "durata cumulata annua min/utente BT".

Dalla Tabella 8 risulta che SET in relazione agli investimenti in Qualità del servizio effettuati negli ultimi anni ed in relazione alle modalità di manutenzione, esercizio, automazione della rete, ha raggiunto stabilmente dei risultati molto migliori degli standard ARERA in ognuno dei 3 ambiti.

**Tabella 8 - Serie storica indicatori numero e durata interruzioni dei 3 ambiti SET**

Indicatori Qualità del Servizio ARERA – Ambito **ALTA** Concentrazione

Anno	Durata cumulata annua (min / Utente BT)		Numero medio interruzioni lunghe + brevi (Int / Utente BT)	
	Obiettivo ARERA	SET	Obiettivo ARERA	SET
2013	28	<b>6,67</b>	1,2	<b>0,45</b>
2014	28	<b>7,76</b>	1,2	<b>0,43</b>
2015	28	<b>6,19</b>	1,2	<b>0,37</b>
2016	28	<b>7,65</b>	1,2	<b>0,56</b>
2017	28	<b>8,81</b>	1,2	<b>0,47</b>
2018	28	<b>5,90</b>	1,2	<b>0,21</b>
2019	28	<b>7,82</b>	1,2	<b>0,28</b>
2020	28	<b>8,89</b>	1,2	<b>0,19</b>

Indicatori Qualità del Servizio ARERA – Ambito **MEDIA** Concentrazione

Anno	Durata cumulata annua (min / Utente BT)		Numero medio interruzioni lunghe + brevi (Int / Utente BT)	
	Obiettivo ARERA	SET	Obiettivo ARERA	SET
2013	45	<b>28,6</b>	2,25	<b>1,75</b>
2014	45	<b>19,53</b>	2,25	<b>1,55</b>
2015	45	<b>17,50</b>	2,25	<b>0,97</b>
2016	45	<b>13,82</b>	2,25	<b>0,95</b>
2017	45	<b>11,64</b>	2,25	<b>0,66</b>
2018	45	<b>16,79</b>	2,25	<b>0,88</b>
2019	45	<b>17,47</b>	2,25	<b>0,90</b>
2020	45	<b>10,31</b>	2,25	<b>0,47</b>

Indicatori Qualità del Servizio ARERA – Ambito **BASSA** Concentrazione

Anno	Durata cumulata annua (min / Utente BT)		Numero medio interruzioni lunghe + brevi (Int / Utente BT)	
	Obiettivo ARERA	SET	Obiettivo ARERA	SET
2013	68	<b>38,01</b>	4,3	<b>3,16</b>
2014	68	<b>28,31</b>	4,3	<b>2,62</b>
2015	68	<b>29,94</b>	4,3	<b>2,15</b>
2016	68	<b>24,16</b>	4,3	<b>1,64</b>
2017	68	<b>20,54</b>	4,3	<b>1,43</b>
2018	68	<b>35,01</b>	4,3	<b>1,80</b>
2019	68	<b>30,22</b>	4,3	<b>1,93</b>
2020	68	<b>30,82</b>	4,3	<b>1,77</b>

In aggiunta ai sopracitati obiettivi di continuità del servizio l’Autorità, al Titolo 10 del TIQE così come modificato dalla delibera 31/2018/R/eel, ha imposto alle “principali imprese distributrici” di predisporre un piano, con orizzonte almeno triennale, finalizzato all’incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell’energia elettrica (Piano Resilienza) da inserire in apposita sezione del Piano di sviluppo della rete di distribuzione.

Nel presente Piano di Sviluppo, al capitolo 7, è inserita la sezione contenente il Piano di Resilienza di SET Distribuzione al quale si rimanda per gli opportuni approfondimenti.

### 4.3 Adeguamento a prescrizioni e standard tecnici di riferimento

La pianificazione degli interventi a 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.

Tutta la rete MT di SET Distribuzione è esercita a neutro compensato mediante l’installazione di bobine di tipo mobile, le quali consentono una compensazione puntuale in ogni assetto di rete.

Rientrano in tali piani anche l'installazione di bobine fisse aggiuntive alle attuali in esercizio per la corretta compensazione della rete, nei casi in cui la corrente di guasto superi la taglia della bobina mobile. Le variazioni dei valori della corrente di guasto sono legate agli investimenti in termini di interventi di cavizzazione della rete; l'adeguamento della taglia delle bobine fisse con bobine aggiuntive garantisce un accordo più puntuale.

SET Distribuzione ha intrapreso un'analisi relativa alle proprie immissioni e ai prelievi di energia reattiva dalla rete di trasmissione nazionale in alta tensione. Sulla base di questa analisi sono in corso di valutazione varie soluzioni tecnologiche per l'attenuazione del fenomeno.

## 5 PRINCIPALI INTERVENTI

In questo capitolo vengono descritti i principali interventi di sviluppo della rete di SET, programmati sulla base dell'analisi delle criticità e delle esigenze di sviluppo evidenziate nel capitolo precedente. Per l'elenco nominativo degli interventi non menzionati si rimanda agli Allegati al presente documento.

### 5.1 Interventi su rete AT

Gli interventi possono essere classificati, in base alla finalità degli stessi, come:

- interventi di realizzazione di Cabine Primarie (CP) a seguito di richieste puntuali di connessioni di terzi, sia utenti passivi che utenti attivi, sulla rete MT;
- interventi di adeguamento al carico: realizzazione di Cabine Primarie finalizzate ad adeguare la rete di distribuzione all'evoluzione del carico prevista e al suo dislocamento sul territorio, oppure potenziamento e/o ampliamento, per le medesime finalità, di Cabine Primarie esistenti;
- interventi di adeguamento e rinnovo impianti: questi interventi riguardano sia la ricostruzione completa di CP esistenti sia la ricostruzione parziale (sostituzione di componenti o apparecchiature o parti di impianto, alla fine della vita utile o tecnologicamente obsolete);
- interventi per il miglioramento della qualità del servizio: costruzione di nuove CP finalizzate alla riduzione della lunghezza media delle linee MT e all'aumento del grado di controalimentabilità della rete MT.

In relazione a quanto descritto nei capitoli precedenti, in merito alle richieste di connessione di impianti di generazione, attualmente non è previsto nessun intervento di realizzazione di nuove Cabine Primarie.

Gli interventi previsti sulla rete AT nel triennio 2021-2023 sono riepilogati nell'**Allegato 1**. Tra i principali interventi si segnalano:

- la realizzazione di una nuova Cabina Primaria nel comune di Pergine Valsugana, legata ad un protocollo di intesa tra SET-Terna, Provincia Autonoma di Trento, Comuni di Pergine e Comune di Trento in seguito al riassetto reti 132kV del Trentino Orientale che rende possibile il miglioramento della Qualità del servizio in Bassa Valsugana e valli laterali con una riduzione della lunghezza delle linee MT in zone rurali e montane;
- lo spostamento e il completo rifacimento della Cabina Primaria nel comune Grigno, per miglioramento della Qualità del servizio nella bassa Valsugana. L'intervento ha lo scopo di effettuare la predisposizione di rete per la magliatura verso la cabina primaria di Arsiè;
- la realizzazione della nuova Cabina Primaria di Taio, per miglioramento della Qualità del servizio nella Val di Non e per creare una riserva alla cabina primaria di Tassullo;
- la trasformazione da centro satellite alimentato in MT a Cabina Primaria dell'attuale nodo di Campitello con la richiesta di connessione a 132kV a Terna;
- la realizzazione di una nuova Cabina Primaria nel comune di Tione di Trento, per miglioramento della Qualità del servizio nelle valli del Chiese e Rendena, in base a quanto previsto dal protocollo di intesa SET-Terna in seguito al riassetto reti 132kV del Trentino Occidentale;
- il rifacimento della Cabina Primaria di Nembia nel comune di San Lorenzo in Banale su rete magliata a 132kV, per il miglioramento della Qualità del servizio in quanto attualmente collegata in antenna a 60kV.

## 5.2 Interventi su rete MT

### 5.2.1 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 n. 99/2008 e s.m.i.).

Si tratta nella maggioranza dei casi di interventi che, stanti la dimensione impiantistica relativamente modesta e i conseguenti ridotti importi economici, solo eccezionalmente rientrano in un orizzonte temporale compatibile con l'arco di Piano e di norma non assumono rilevanza tale da implicare un'identificazione nominativa nel presente documento.

### 5.2.2 Interventi di adeguamento al carico

Sono previsti interventi puntuali di adeguamento di singole linee MT nel caso di superamento del grado di sfruttamento pianificato delle linee stesse, in conseguenza ad esempio, dell'evoluzione fisiologica del valore massimo degli assorbimenti e/o del loro fattore di contemporaneità.

In questo tipo di interventi le soluzioni tecniche adottate possono comportare, secondo un livello orientativamente crescente di complessità, il potenziamento di tratti di linea esistente oppure la realizzazione di nuove linee uscenti da esistenti Cabine Primarie per alcune centrali idroelettriche di potenza significativa.

### 5.2.3 Interventi per Qualità

Gli investimenti finalizzati al miglioramento della qualità del servizio per gli utenti finali, trovano il proprio input negli obiettivi definiti dall'ARERA relativamente al nuovo ciclo regolatorio per gli anni 2016-2023.

Visti i risultati raggiunti sui 3 ambiti negli ultimi anni, per SET si tratta essenzialmente di programmi di mantenimento della qualità raggiunta per la maggior parte delle linee MT e Comuni serviti, con interventi mirati di miglioramento solo in alcune aree rurali e montane e alcune aree industriali, al fine di migliorare il servizio per utenti particolarmente sensibili. In tali aree si ritiene opportuno incrementare ulteriormente la qualità del servizio, per ridurre i casi di interruzioni prolungate ed estese in caso di condizioni fortemente perturbate che si verificano essenzialmente in occasione di forti nevicate.

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.

#### a) Provvedimenti con effetto prevalente sulla Durata Cumulata per utente 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. Le azioni previste consistono in:

- omogeneizzazione del numero di telecomandi in Cabine Secondarie o su palo per linea MT;
- incremento del grado di sezionabilità e rialimentabilità della rete MT;

- completamento del progetto di automazione della rete MT con tecnica FNC.
- Realizzazione anelli per la controalimentazione della rete in caso di guasto.

b) Provvedimenti con effetto su numero e durata delle interruzioni per Utente BT

Si tratta di azioni volte a ridurre la probabilità di interruzione, quali:

- coordinamento dell'isolamento su rete MT;
- sostituzione armamento rigido con armamento sospeso su rete MT;
- sostituzione linee aeree nude con linee in cavo aereo o interrato;
- sostituzione componenti di cabina isolati in aria.
- automazione della rete MT;
- realizzazione di nuove linee MT o di nuovi elementi di rete (razionalizzazione);
- risanamento di campate critiche di linee MT in conduttore nudo;
- ricostruzione di linee e impianti obsoleti;
- installazione di interruttori lungo linea MT con smart terminal e RGDMi;
- completamento del progetto di automazione della rete MT con tecnica FNC.
- Implementazione dell'automazione SFS (smart fault selection) che consente l'individuazione della tratta guasta e la controalimentazione automatica della rete sana.

I principali interventi previsti del triennio per lo sviluppo della rete MT sono indicati nell'**Allegato 2**.

### **5.3 Interventi su rete BT**

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

Sono costituiti in misura rilevante da attività di connessioni di clienti attivi o passivi, da attività di adeguamento rete al carico in seguito a criticità di rete (saturazione o c.d.t. elevate) e attività mirate di miglioramento del servizio in seguito a reclami o a scatti ripetuti dell'interruttore BT in Cabina secondaria.

A seguito della continua riduzione delle interruzioni su rete MT, la rete BT sta assumendo particolare rilevanza in termini di durata e quindi SET ha concentrato la propria attenzione anche su di essa. Sono state intraprese alcune sperimentazioni volte ad identificare le migliori tecnologie adatte ad aver una maggior controllo della rete BT, sia da un punto di vista del telecontrollo che della raccolta dati. 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. il tipo di intervento termico o magnetico, la misura accurata di grandezze elettriche sui 4 quadranti indipendenti dalle temperature ambientali, l'autodiagnostica) non ottenibili dagli interruttori BT elettromagnetici ad oggi unificati.

#### **5.4 Interventi per la gestione delle immissioni e dei prelievi di energia reattiva con la rete di trasmissione**

SET Distribuzione sta realizzando i propri investimenti finalizzati all'aumento della Resilienza della rete elettrica, della Qualità del Servizio e alla riduzione dell'impatto ambientale. Per raggiungere questi standard qualitativi elevati, SET ha intrapreso da tempo una campagna di sostituzione delle linee in conduttori nudi con linee in cavo interrato o cavo aereo.

Questa soluzione progettuale porta dei vantaggi notevoli sulla qualità del servizio ma allo stesso tempo va ad aumentare la capacità della rete e quindi, nel caso di SET Distribuzione, l'energia reattiva immessa nella rete di trasmissione nazionale (RTN), in particolare nelle ore di basso carico.

Poiché tali immissioni costituiscono un aggravio nella gestione dei profili di tensione della rete AT, sono stati avviati appositi studi, in coordinamento con Terna, volti ad identificare le migliori soluzioni tecnologiche da adottare per effettuare un'efficace compensazione del fenomeno.

Gli interventi che SET Distribuzione sta pianificando sulla propria rete per ovviare all'immissione di energia reattiva verso la RTN sono:

- Compensazione distribuita sulle linee MT;
- Compensazione in cabina primaria lato MT;

L'avvio dei piani di implementazione di queste soluzioni è programmato per l'anno 2022, una volta conclusi gli studi congiunti con Terna volti ad individuare le migliori soluzioni per il sistema elettrico.

## **5.5 Progetti di innovazione tecnologica sulla rete elettrica**

Si tratta di progetti di SET che non interessano direttamente la rete elettrica, ma che risultano di fondamentale e strategica importanza per una gestione efficace dei processi e una conduzione efficiente della rete di distribuzione.

### *5.5.1 Interventi per lo sviluppo dello Smart Distribution System*

La notevole presenza di generazione distribuita, un elevato numero di distributori sottesi e la particolare morfologia del nostro territorio rende necessario orientare i sistemi di telecontrollo e teleconduzione della rete di distribuzione elettrica verso tecnologie in grado di acquisire in tempo reale informazioni lungo linea, presso produttori e grossi utenti, sviluppando ed adottando soluzioni specifiche orientate al concetto di Smart Distribution System introdotto da ARERA con la delibera 646/2015/R/eel.

Le tecnologie in fase di ingegnerizzazione e sviluppo nell'ambito del Centro di Telecontrollo e negli apparati periferici presso gli impianti primari e secondari consentiranno, oltre l'acquisizione di un maggior numero di informazioni, anche la possibilità di interagire mediante protocolli standard IEC con altri dispositivi in cabina primaria, lungo linea e presso i produttori, contribuendo alla gestione ed al monitoraggio puntuale della rete e della qualità del servizio erogato. Inoltre, le soluzioni che saranno orientate ad ottemperare alle normative in via di rapido sviluppo ed aggiornamento per la crescente complessità delle odierne reti di distribuzione.

SET Distribuzione, per realizzare la funzionalità di regolazione della tensione MT, negli anni di piano intende introdurre presso alcuni impianti primari il dispositivo di protezione integrata di trasformatore DV7500. Il pannello realizza, in un unico apparato, la funzione di misura delle grandezze e di protezione contro guasti e sovraccarichi del singolo trasformatore AT/MT e delle sbarre MT di Cabina Primaria. Sarà inoltre possibile regolare in automatico la tensione di sbarra MT in base alle condizioni della rete di distribuzione sottesa oltre al livello di tensione della rete AT.

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 il collegamento di unità remote in fibra ottica e la misura dei flussi di potenza sui quattro quadranti del piano potenza Attiva- Reattiva.

La comunicazione tramite protocollo IEC 61850 prevede inoltre l'installazione presso la cabina primaria di un dispositivo che fungerà da "client" rappresentato dal TPT2020 e di una serie di dispositivi "server" rappresentati dalle protezioni DV7500, DV7023 (pannello multifunzione) e dagli RGDM, rilevatori di guasto direzionale e misure dotati di capacità di comunicazione e funzioni di misura (installati in cabina primaria e in cabina secondaria).

Tutte le cs saranno dotate di interruttori, smart terminal e rgdm al fine di poter sviluppare livelli di automazione sempre più spinti.

Un aspetto fondamentale è la rete di comunicazione a supporto del telecontrollo. SET punta a gestire tutti i telecomandi su rete 4g con protocollo IEC 104. Ciò richiederà l'adeguamento delle UP nelle cabine secondarie, con apparati di nuova generazione.

Nell'arco del piano proseguiranno le iniziative di implementazioni di sistemi di monitoraggio e telecontrollo della rete BT, attraverso l'installazione di interruttori BT "Smart" e altri dispositivi di misura, nelle cabine secondarie.

### 5.5.2 Installazione di nuove soluzioni impiantistiche

SET è impegnata in un programma finalizzato alla mitigazione dei cambiamenti climatici e alla sicurezza energetica. Attraverso misure di efficientamento della rete elettrica, SET intende raggiungere dei risultati sul fronte del risparmio energetico.

Nell'ambito di tali misure, a partire dall'entrata in vigore del Regolamento Europeo 548/2014 (luglio 2015), sono stati impiegati trasformatori di distribuzione (MT/BT) a basse perdite di tipo Ao/Ak, con prestazioni migliori rispetto alle minime richieste in questa prima fase di applicazione delle disposizioni UE. Inoltre SET ha deciso di adottare trasformatori con olio vegetale biodegradabile, in sostituzione ai tradizionali trasformatori con olii minerali.

Anche per quanto riguarda i trasformatori di media potenza AT/MT, le specifiche tecniche sono state aggiornate secondo le disposizioni europee rispettando i valori previsti per l'indice di efficienza di picco (PEI).

SET Distribuzione, con l'obiettivo di aumentare l'efficienza ecologica e ridurre l'impatto ambientale dei prodotti isolati in esafluoruro di zolfo (SF6), ha introdotto dei nuovi quadri di media tensione con un'innovativa miscela di gas isolante ecoefficiente in grado di ridurre il potenziale di riscaldamento globale (GWP).

Un'altra importante innovazione è stata introdotto nei cavi MT, richiedendo ai fornitori di utilizzare HPTE (politene ad alta densità) come materiale isolante. Questa soluzione tecnica è caratterizzata da un impatto ambientale inferiore ai tradizionali cavi in XLPE, dal momento che il nuovo isolante è completamente riciclabile ed è caratterizzato da un processo produttivo con minori emissioni di CO2 (circa -30%).

## 5.6 Progetti di sviluppo a supporto delle infrastrutture

### 5.6.1 Attività di misura ordinaria

Le attività di investimento sulle apparecchiature di misura derivano da:

- richieste di nuove connessioni da parte dei clienti finali e richieste di variazione di potenza che comportino la sostituzione delle apparecchiature esistenti;
- realizzazione di nuovi punti di misura di generazione per la messa in servizio da parte dei clienti finali di impianti di produzione di energia elettrica o di sistemi di accumulo;
- sostituzione di contatori elettronici, concentratori e di modem per guasto o per normale turnover tecnologico (apparecchiature completamente non funzionanti, contatori con display guasto segnalati dai clienti, contatori con ripetuti allarmi gravi riscontrati tramite l'analisi sistematica delle parole di stato, concentratori con componenti elettronici degradati, modem con firmware non aggiornabile, ecc.);
- sostituzione dei modem GPRS con modem LTE (4G), nelle zone dove il servizio GPRS non fornisce sufficienti garanzie, soprattutto in termini di continuità;
- ammodernamento delle apparecchiature di misura GME e dei relativi modem, partendo dai modelli che hanno portato storicamente un maggior numero di malfunzionamenti e nell'ottica di ridurre quanto più possibile il numero delle verifiche metrologiche previste dal D.M. 93/2017 dopo 10 anni dall'installazione, in ragione della complessità e del costo elevato di tali verifiche.

### 5.6.2 Progetto 2G

Il Piano di Messa in Servizio dei contatori elettronici di seconda generazione è stato redatto sulla base dei 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.

Coerentemente con le delibere ARERA 306/19 e 105/21 nel 2022 prenderà avvio il progetto di sostituzione massiva dei misuratori 1G con i nuovi misuratori 2G, sulla base del Piano di Sostituzione Massiva in approvazione da parte dell'Autorità nel corso del 2021, che prevede la sostituzione dell'intero parco di contatori attivi, che allo stato attuale ammonta a circa 480 mila di misuratori, nell'arco piano di 15 anni.

La pianificazione delle sostituzioni massive prevederà, con il supporto di Ditte Installatrici Esterne, l'installazione dei nuovi misuratori su tutte le utenze in rete SET Distribuzione nel corso del periodo 2022-2025, l'aggiornamento del parco concentratori e l'evoluzione degli attuali Sistemi Centrali (in particolare telegestore, MDM) per la gestione dei dati di misura quart'orari e dei relativi flussi verso il SII, GSE e Terna.

Il nuovo contatore si pone come componente essenziale per gli sviluppi attuali e futuri relativi alle reti intelligenti.

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

- consentire al cliente di fruire dei dati di misura in Near Real Time, in modo da accrescere la consapevolezza circa il suo comportamento di consumo.
- permettere ai venditori grazie alla disponibilità dei dati di consumo al quarto d'ora per tutta la clientela di elaborare nuove tipologie di offerta, ad esempio quelle orarie o prepagate,
- rivedere il processo del settlement, e la possibilità per i venditori di trasferire segnali di prezzo orari basati su dati reali e non su profilazioni convenzionali;
- facilitare una maggiore programmabilità dei volumi in prelievo e in immissione per gli utenti del dispacciamento e per il gestore della rete di trasmissione;
- introdurre nuovi strumenti di contrasto alla morosità, nonché aumentare l'efficacia della misura già oggi in atto per prevenire e contenere tale fenomeno;
- migliorare la gestione della rete elettrica attraverso la disponibilità di dati capillari sulle diverse grandezze elettriche misurate.

## 6 RISULTATI ATTESI

Attraverso il presente Piano di Sviluppo delle Infrastrutture, SET intende assicurare, in termini di qualità e quantità, lo sviluppo equilibrato delle proprie reti ed impianti di distribuzione a supporto dello sviluppo socio-economico del territorio Provincia Autonoma di Trento. Con l'adozione di tale Piano, SET mira in particolare a:

- corrispondere ai fabbisogni indotti dalla localizzazione e realizzazione di nuove aree industriali, artigianali, terziarie e di espansione residenziale;
- assicurare gli eventuali ulteriori fabbisogni conseguenti alle richieste di aziende, servizi o utenti domestici già esistenti, a seguito di espansione dell'attività dei medesimi o alla elettrificazione dei consumi;
- garantire la connessione alle reti elettriche di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili;
- garantire un buon servizio alle imprese distributrici sottese alla rete di SET;
- garantire e ove possibile migliorare i livelli di qualità del servizio;
- assicurare il monitoraggio e controllo della generazione distribuita e garantire l'interoperabilità con il gestore della rete di trasmissione nazionale;
- assicurare un rinnovo significativo degli asset aziendali.

### 6.1 Prevenzione dei fenomeni di sovraccarico della rete

Come già ricordato, la simulazione della previsione dei carichi per gli anni a venire ha evidenziato l'accentuarsi di fenomeni già presenti, in ragione della Generazione Distribuita sulla rete (tendenza al superamento delle soglie di sovraccaricabilità). Il protrarsi di queste tendenze, senza adeguati interventi in risposta ad esse, potrebbe portare la rete di distribuzione a situazioni limitative per quanto riguarda l'approvvigionamento di energia e gli scambi di potenza, col rischio di venir meno alla sua funzione predominante e riducendo, tra l'altro, l'efficienza della rete e i livelli di qualità del servizio.

I processi definiti da SET per il monitoraggio e la previsione puntuale dei carichi sono finalizzati, quindi, alla pianificazione di una serie di interventi che presentano come obiettivo comune la prevenzione dell'insorgere dei fenomeni di criticità sulla rete, affinando il controllo della tensione sulla stessa in presenza delle numerose generazioni distribuite e lo sfruttamento degli impianti.

Al fine di incrementare la possibilità di monitoraggio della generazione distribuita a seguito del DCO 361/2020/R/eel e delle successive delibere ARERA, tutti i produttori con Pn maggiore di 1MW dovranno installare il controllore centrale di impianto, secondo le prescrizioni imposte dalla norma CEI 0-16. SET acquisisce queste informazioni e le fornisce a Terna per la sicurezza del sistema elettrico. Queste informazioni potranno essere utilizzate per valutare quali azioni intraprendere, al fine di migliorare i profili di tensione sulla rete MT/BT.

### 6.2 Miglioramento della Qualità del servizio

SET ha pianificato investimenti sulle reti di distribuzione finalizzati al mantenimento degli standard oggetto di specifica regolazione da parte dell'ARERA, e all'incremento della resilienza della propria rete di distribuzione in primis mitigando la minaccia della caduta piante fuori fascia.

### **6.3 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 dedicati.

Tra gli investimenti, la cui finalità prevalente è diversa dalla riduzione delle perdite di distribuzione ma che hanno un indubbio benefico 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) con incremento del numero di linee MT e contestuale riduzione della lunghezza media delle linee afferenti il bacino di utenza;
- la realizzazione di nuove cabine secondarie con riduzione dell'estensione della rete BT;
- la sostituzione di linee aeree nude esistenti con linee in cavo aereo o interrato, oppure con linee di maggior robustezza, di norma aventi sezione elettrica non inferiore a quella preesistente.

Ai fini del contenimento delle perdite di rete sono rilevanti anche le modalità di conduzione della rete ed in particolare l'ottimizzazione degli assetti della rete MT.

A gennaio 2017 è stato emesso dal MiSE il DM 11 gennaio 2017 che regola gli obblighi di risparmio energetico delle imprese di distribuzione per gli anni 2017-2020. Il decreto determina gli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico, che devono essere conseguiti negli anni 2017-2020 attraverso il meccanismo dei Certificati Bianchi e i conseguenti obblighi annui di incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia a carico dei distributori, conseguiti mediante risparmi associati al rilascio di Certificati Bianchi. Con decreto ministeriale 8 maggio 2018 sono state aggiornate le regole di funzionamento dei Certificati Bianchi e infine, con decreto del 30 aprile 2019, è stata approvata la Guida operativa per promuovere l'individuazione, la definizione e la presentazione di progetti nell'ambito del meccanismo dei Certificati Bianchi.

## 7 PIANO RESILIENZA AI SENSI DELLA DELIBERA 31/2018/R/eel

### 7.1 Analisi delle principali criticità (Art. 78.3 lettera a)

Nel presente piano si è continuato il focus sulla principale criticità per la rete di SET Distribuzione, già presa in considerazione nel precedente piano, rappresentata dal fattore critico di rischio della caduta di alberi di alto fusto su linee aeree al di fuori della fascia di rispetto. Si è inoltre introdotto l'ulteriore fattore critico, previsto dall'art. 77.3 del TIQE, rappresentato dalle precipitazioni nevose di particolare intensità in grado di provocare la formazione di manicotti di ghiaccio o neve (wet snow).

### 7.2 Metodologia utilizzata per il calcolo della resilienza (art. 78.3, lettera b)

Per il calcolo della resilienza relativamente al fattore critico rappresentato dalle cadute di alberi di alto fusto su linee aeree, al di fuori della fascia di rispetto si è applicato lo stesso metodo analitico messo a punto nello scorso piano, al quale si rimanda per gli elementi di dettaglio.

Il metodo prevede il calcolo dei tassi di guasto chilometrici per area omogenea e dei loro reciproci posti convenzionalmente pari ai tempi di ritorno per chilometro di linea.

Tali valori sono stati aggiornati considerando anche i guasti occorsi nell'anno 2020 e sono riportati nella seguente tabella:

**Tabella 9 – Tempi di ritorno in anni per fascia altimetrica calcolo guasti 2010-2020 (dati SET)**

<b>Tempo di Ritorno chilometrico</b>	<b>Valore [anni]</b>	<b>Fascia Altimetrica [m]</b>
$\frac{1}{\tau_{g-01}}$	106	$h < 350$
$\frac{1}{\tau_{g-02}}$	30	$350 \leq h < 650$
$\frac{1}{\tau_{g-03}}$	6	$650 \leq h < 1300$
$\frac{1}{\tau_{g-04}}$	6	$h \geq 1300$

Per quanto riguarda invece il calcolo della resilienza relativamente al fattore critico rappresentato dalle precipitazioni nevose di particolare intensità in grado di provocare la formazione di manicotti di ghiaccio o neve si è fatto riferimento ai criteri specifici individuati dalle norme per la costruzione delle linee elettriche aeree CEI EN 50341-1 e CEI EN 50341-2-13 (NNA).

Il metodo consiste per sommi capi:

- c) nell'individuazione di cluster omogenei di conduttori di riferimento;
- d) nella valutazione dei carichi di neve o ghiaccio per ogni località e cluster di conduttori secondo carichi di ghiaccio previsti dalle norme CEI EN 50341-2-13 (NNA);

- e) nel calcolo del tempo di ritorno ( $T_R$ ) della sollecitazione che provoca la rottura del conduttore della linea aerea;
- f) nell'individuazione del percorso più resiliente di alimentazione di ogni CS ed assegnazione del  $T_R$
- g) nel calcolo dell'indice di rischio delle CS.

I cluster omogenei di conduttori nudi presenti sulla rete di SET Distribuzione sono riportati nella seguente tabella:

Tipo conduttore	Formazione (mm)	Diametro [mm]	Pesi (p1) [kg/m]	Modulo di elasticità (E1) [kg/mm <sup>2</sup> ]	Coefficiente di dilatazione (1/°C)	Carico rottura [kg]	Tiri iniziali (H1) zona A [kg]	Lunghezza campata zona A [m]	Tiri iniziali (H1) zona B [kg]	Lunghezza campata zona B [m]	Sezione conduttore [mm <sup>2</sup> ]
CU12	1x4	3,99	0,1117	13.000	0,0000168	487,42	63,3	90	43,3	90	12,6
CU16	1x4,5	4,5	0,1414	13.000	0,0000168	609,78	80	95	54,6	95	15,9
CU25	7x2,14	6,42	0,2283	10.000	0,000017	1.028,00	126,4	105	86,4	95	25,18
CU35	7x2,52	7,56	0,3166	10.000	0,000017	1.426,00	192,5	115	139,7	105	34,91
CU50	7x3,00	9	0,4487	10.000	0,000017	1.786,00			228	110	49,48
CU70	19x2,14	10,7	0,6258	10.000	0,000017	2.734,00	410,1	120	366,4	120	68,34
CU80	19x2,30	11,5	0,7228	10.000	0,000017	2.790,00			458	125	78,94
CU100	19x2,60	13	0,9237	10.000	0,000017	3.565,00			891	130	100,9
LA35	7x2,52	7,56	0,0955	6.000	0,000023	1.014,00	105,5	125	49,7	90	34,91
LA50	7x3,00	9	0,1363	6.100	0,000023	1.504,00			70	110	49,48
LA70	19x2,14	10,7	0,1878	5.700	0,000023	1.985,00	204,5	125	137	125	68,34
LA75	19x2,25	11,22	0,2101	6.100	0,000023	2.266,00			137	125	75,55
AA105	30x1,90	13,3	0,396	7.700	0,0000189	3.652,00			300	120	104,91
AA150	26x2,5+7x1,95	15,85	0,5162	7.700	0,0000189	4.787,00	593,6	140	445,2	140	148,5

Si è assunto che le tratte delle linee di rete siano tutte costituite da campate in piano in piano identiche con caratteristiche standard, in base al cluster di appartenenza dei conduttori ed alla zona climatica. Per ogni ramo della rete si è inoltre assunta la sua altitudine media sul livello del mare.

Il carico di neve o ghiaccio per ogni località e conduttore di riferimento è stato valutato secondo la norma CEI EN 50341-2-13 (NNA) che, letta in combinazione con la norma madre CEI EN 50341-2-13, fornisce delle semplici formule per calcolare i valori di riferimento per gli spessori dei manicotti di neve o ghiaccio per ogni località e con una certa variabilità in funzione della quota del sito di installazione. Tale norma fornisce inoltre i valori per il calcolo della spinta del vento tratti dalle Norme Tecniche delle Costruzioni (NTC).

Per il calcolo del tempo di ritorno della sollecitazione che provoca la rottura del conduttore della linea aerea si è fatto riferimento ai dati delle norme CEI EN 50341-2-13 che forniscono direttamente gli spessori e le densità dei manicotti di neve o ghiaccio in corrispondenza del tempo di ritorno di 50 anni con coefficienti di variazione in funzione della quota. Analogamente le spinte del vento sono fornite in funzione di un tempo di ritorno di 50 anni.

Per calcolare quindi il tempo di ritorno  $T_R$  a cui corrisponde per un dato conduttore e una data località una sollecitazione dovuta all'azione di neve o ghiaccio con una spinta del vento tale da eguagliare il carico di rottura del conduttore si fa riferimento alla distribuzione di probabilità di Gumbel (appendice B CEI EN 50341-1) per calcolare il valore del carico di ghiaccio in funzione del tempo di ritorno secondo l'equazione:

$$(1) \quad \frac{I_T}{I_{50}} = \left( \frac{1 - k_{spI} \cdot \ln(-\ln(1 - \frac{1}{T}))}{1 - k_{spI} \cdot \ln(1 - \frac{1}{50})} \right)$$

Dove:

$$k_{spI} = \frac{v}{C1 - vC2}$$

Con C1 e C2 parametri caratteristici della distribuzione di Gumbel.

Si calcola inoltre il peso del conduttore (carico verticale) tramite l'equazione:

$$(2) \quad p_f(T) = \sqrt{(I_T + p_c)^2 + 0.6 \cdot v_{50}^2}$$

Che fornisce il legame tra carico di ghiaccio e tempo di ritorno.

Il calcolo della componente orizzontale del tiro assiale del conduttore che determina la rottura del conduttore è calcolata tramite la risoluzione dell'equazione del cambiamento di stato:

$$(3) \quad \frac{L^2}{24} \left( \frac{p_f^2}{T_f^2} - \frac{p_0^2}{T_0^2} \right) - \frac{T_f - T_0}{E \cdot S} - \alpha \cdot (\theta_f - \theta_0) = 0$$

Dove:

- L è la lunghezza della campata nello stato EDS (every day stress) iniziale
- p<sub>0</sub> è il peso del conduttore condizione di riferimento iniziale
- p<sub>f</sub> è il peso del conduttore con il manicotto di neve o ghiaccio e con la spinta del vento calcolata secondo la norma CEI EN 50341-2-13 (spinta del vento frequente con tempo di ritorno di 3 anni v<sub>3</sub>)
- T<sub>0</sub> è la componente orizzontale del tiro assiale nel conduttore nella condizione di riferimento EDS
- T<sub>f</sub> è la componente orizzontale del tiro assiale nel conduttore nello stato finale (l'incognita da determinare)
- α è il coefficiente dilatazione termica lineare
- E è il modulo di elasticità del materiale costituente il conduttore
- S è la sezione del conduttore
- θ<sub>f</sub> è la temperatura in caso di sollecitazione di manicotto e vento sul conduttore, indicata dalla norma CEI EN 50341-2-13
- θ<sub>0</sub> è la temperatura nelle condizioni iniziali di riferimento EDS

Per ogni località e per ogni conduttore di riferimento si calcola pertanto il tempo di ritorno dell'evento estremo per il quale si verifica la rottura del conduttore risolvendo numericamente il sistema di equazioni (1), (2), (3).

Ottenuti i tempi di ritorno si assegna ad ogni ramo della rete MT il tempo di ritorno TR\_ramo che ne determina la rottura in funzione del tipo di conduttore del cluster e della località.

Si individua quindi, tramite un algoritmo di visita dei grafi, il percorso più resiliente di alimentazione di ogni CS assegnando a questa il corrispondente tempo di ritorno TR\_CS.

Resta quindi individuato il rischio di disalimentazione della CS dato da:

$$I_{RD\_CS\_BT} = P_{evento} \cdot D_{evento} = \frac{N_{ud\ CS\ BT}}{T_{R\_CS}}$$

### 7.3 Illustrazione degli interventi di sviluppo e potenziamento della rete di distribuzione per l'incremento della resilienza (Art. 78.3 lettera c)

Gli interventi per l'incremento della resilienza sono stati individuati sui tratti di rete aerea in conduttori nudi transitanti nel bosco selezionati secondo i criteri di cui al paragrafo precedente e, in funzione del contesto puntuale consistono prevalentemente nell'interramento della linea aerea.

Gli interventi, come indicato nella Linea Guida di cui all'allegato A della Determinazione DIEU n. 2/2017, sono stati aggregati per intero feeder MT, individuando n. 6 feeder MT sui totali 223 feeder MT di tutta la rete di distribuzione di SET.

Nella sezione Allegati (**Allegato 4**) sono riassunti tutti gli interventi proposti nel presente piano raggruppati per feeder MT caratterizzati da tipologia, lunghezza delle linee interessate, numero utenti interessati e indici di resilienza pre e post interventi, secondo quanto riportato all'articolo 78.4 della Delibera 31/2018/R/eel. Per comodità di rappresentazione numerica si è preferito esplicitare i dati di resilienza in termini di indici di rischio (IRI) anziché di indici di resilienza (IRE).

### 7.4 Risultati attesi a seguito degli interventi proposti (Art. 78.3 lettera d)

A fronte di investimenti pianificati per € 2.225.808,00 per incremento della resilienza della rete di distribuzione elettrica di SET dovuta a mitigazione del rischio di caduta piante fuori fascia, si sono quantificati dei benefici attesi pari a 1.971.546,23 € all'anno per l'intero orizzonte temporale di 25 anni.

I benefici attesi sono raggruppati nelle seguenti categorie:

- B1) minori costi per la riduzione dell'energia non fornita associata alla disalimentazione degli utenti durante le emergenze, ottenibili grazie all'intervento proposto;
- B2) riduzione dei costi per riparazione dei guasti in emergenza
- B3) minori costi per la riduzione dell'energia non fornita associata alla disalimentazione degli utenti in occasione dei guasti ordinari
- B4) riduzione dei costi per la riparazione dei guasti ordinari, ottenibili grazie all'intervento proposto
- B5) minori oneri per attività di manutenzione (taglio piante, ispezione linee MT, ecc.)

Nel calcolo dei benefici B1 e B3 si sono utilizzate le ipotesi contenute nell'allegato A alla Determinazione DIEU 7 marzo 2017 n. 2/2017 secondo cui gli utenti BT domestici e non domestici sono disposti rispettivamente a pagare 12 €/kWh e 54 €/kWh per evitare interruzioni di energia. Tali benefici calcolati non riguardano quindi SET Distribuzione ma il sistema macroeconomico che viene penalizzato nei termini sopra indicati a causa di un'interruzione di energia elettrica.

Nel computo dei benefici, in via cautelativa, non sono stati quantificati né i maggiori premi attesi, né i minori indennizzi per interruzioni prolungate legati al miglioramento della qualità del servizio, questo per via dell'incertezza riguardo al mantenimento degli attuali benefici al termine dell'attuale periodo regolatorio e considerando che il periodo temporale per l'analisi dei benefici attesi è di 25 anni.

L'impatto degli investimenti proposti riguarda circa 213 cabine secondarie che alimentano poco più di 22.700 utenti che avranno un beneficio in termini di mancate interruzioni a seguito di eventi atmosferici eccezionali.

**8 ALLEGATI****Allegato 1 - Principali Progetti su rete AT**

<b>Tipologia investimento</b>	<b>Descrizione investimento</b>	<b>Costo complessivo investimento (k€)</b>	<b>Anno inizio</b>	<b>Anno fine</b>
Investimenti AT	Nuova CP Pergine	3.000	2021	> 2023
Investimenti AT	Nuova CP Grigno	2.500	2022	> 2023
Investimenti AT	Nuova CP Taio	2.000	2022	> 2023
Investimenti AT	Realizzazione stallo AT + installazione nuovo trasformatore 132/20kV Campitello di Fassa	550	2021	> 2023
Investimenti AT	Nuova CP di Tione	3000	2021	> 2023
Investimenti AT	Nuova CP Nembia (rifacimento a 132kV)	2000	2021	2023

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

Tipologia investimento	Descrizione investimento	Costo complessivo investimento (k€)	Anno inizio	Anno fine
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Controalimentazione CP Nembia: tratta da cab. 2 laghi fino a cab. Motte	290	2022	2022
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Ricostruzione in cavo interrato da Male' fino a Mostizzolo (alimentazioni centrali)	1.000	2020	2021
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Posa e collegamento nuove CS Cialini e S.Maria a Bedollo	210	2022	2022
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Linee MT interrata tra Centrale Bedollo e Brusago	160	2022	2023
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Interr. tratta nuove CS Valt - Colonia Mantovana	220	2021	2022
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Nuova Cabina Cirè	250	2020	2022
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Potenziamento LMT Drena - lotto 3	140	2022	2022
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Ricostruzione linea Gazza-Fravecchio	190	2022	2023
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Collegamento nuova CS Parciocca	120	2021	2022
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Terlago-Monte Terlago ricostruzione aereo e interrato	140	2021	2021
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Nuova CS S.Agnese - raccordi in c.i. con CS Fronza e CS Mazzanigo - incluso ptp Osella	130	2022	2022
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Interr. LMT CS Pragrande - Carbonare Interr. LMT CS Carbonare - ptp Morganti Demol. ptp Canova	140	2022	2023
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	LMT Limaro'San Lorenzo - Dorsino: allacciamento nuova CS Torcel	90	2021	2022
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Anello Terlago: coll. CS Covelo terme - linea aerea con sezione adeguata	70	2022	2023
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Madruzzo: ci C.le Toblino - Castel Toblino	60	2021	2021
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Colleg. cab. via Nazionale - sc. Marter in cavo interrato	80	2021	2022
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Posa cavo MT CS masi Canezza - CS Slaifer - CS Minghet	70	2021	2023

Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Coll. MT Cipiai - S.Silvestro	80	2022	2022
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	LMT Bieno: C.I CS Bac. Pradellano - CS Forcella	160	2021	2022
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Coll. c.i. CS Ber - CS Easy Dial riarredo CS Ber (DY 802)	90	2023	2023
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Costruzione nuova CS "Bailoni" e raccordi MT-bt e abbandono CS "Municipio" Vigolo Vattaro	90	2021	2022
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Nuova CS via Lori (sost. CS Pescaia)	70	2022	2023
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Interramento LMT Luserna	400	2021	2023
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	LMT Fedaia: C.I Villa Agomer - Iori	400	2021	2021
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Interramento Francolini - Mizzarmonti	115	2021 2021	2021
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Sost.cavi4MT VillazDegasMBiancaAereoporin via Fersina (indicazione CUO/CR)	108	2021	2021
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	COLLEGAMENTO CS BROGIO - BAC. PRADELL	352	2021	2021
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Resilienza_interramento Tavernaro_nuovo c.i. TAVOLON-S.MAURO-PIAGIOL	138	2021	2021
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Interramento linea Pellizzano CS Salar - CS Zanella	312	2021	2021
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Rumo-Tregiovo Interramento tratte LMT guaste da cs Vender a sezionatore 3066850 Tirol. Realizzazione nuova cs Miauneri in sostituzione attuale ptp Maso Mianeri.	326	2021	2021
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Sarnonico Interv. 2 Lin.MT Coredo	132	2021	2021
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Sarnonico Interv. 1 Lin.MT Coredo	102	2021	2021
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Interramento linea Vermiglio su percorso nuova pista ciclabile (CS Vermigliana)	397	2021	2021

Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Interramento linea Mezzana CS Ponte - PTP Deggiano	176	2021	2021
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Ruffrè Interr.Lin.MT aer.località Laghi Ruffrè, con sostituzione Scomparti MT in Cabina Maso Micheli con realizzazione n° 1 Capolinea su derivazione MT Ruffrè e un Capolinea su linea Verso Nodo 4098 400	121	2021	2021
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	nuovo interrato FUN. 3 VALLI-DE PELLEGRINI-CAVIA	342	2021	2021
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	CVI RAVANELLI NODO SP71 - cab. Piazza	148	2021	2021
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Interramento linea Dossi CS Sover - CS Oratorio	185	2021	2022
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Nuovo interrato Regnana - Pitoi - Redebus	242	2021	2021
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	MOLVENO: coll. CI MT dalla C.S. DOPER alla C.S. AEC ANDALO e in C.I - C.A. dalla C.S. dalla C.S. AEC ANDALO alla C.S. P.A.T. DEPUR.	188	2021	2021
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Coll. C.I. MT dalla C.S. MANGIO al PTP CONDOTTA (realizzazione anello tra la LMT CA ROSSA e la LMT LODRA)	158	2021	2021
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Valdaone: Coll. C.I. MT dalla C.S. DAONE alla C.S. P. MURANDIN ed entra- esci C.S. PASSABLU'.	152	2021	2021
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Molveno: C.I.MT CS Doper - CS Enrosadira posa cavo MT 3x1x240mmq dalla CS MOLVENO alla CS DEMOLCA e dalla CS DEMOLCA alla CS NOVIC.	167	2021	2021
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Ledro: anello ZA Concei	282	2021	2022
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Cavo MT interrato Campiam-Tiaf-Cei	204	2021	2021

Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	CP ROVERETO NORD LMT LAGARINA	359	2021	2021
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	CC BIENO-PIEVE T-Modifica rete LMT Bieno manufatto	411	2021	2021
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	RETE CANZOLINO BUSS GUARDIA	142	2021	2021
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Collegamento CVI Daldin - der. Melari	236	2021	2021
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	CVI MT Villa Maria - Fedaià 2	173	2021	2021

	<b>PIANO DI SVILUPPO ANNUALE E PLURIENNALE DELLE INFRASTRUTTURE DI SET DISTRIBUZIONE SPA 2021-2023</b>	Rev. 00 Pag. 41 di 41
---	--	--------------------------

### Allegato 3 – Interventi su rete MT avviati e non terminati e presenti nei precedenti Piani

Tipologia investimento	Descrizione investimento	Costo complessivo investimento (k€)	Anno inizio	Anno fine
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Potenziamento alimentazione Pordoi da Campitello	360	< 2018	2022
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Interramento LMT Nago a Mori	150	< 2018	2022
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Nuova cab. Cire' colleg. Campagnole – Madrano - Lago Pudro - Montagnaga - STET	250	2020	2022
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Collegamento cab. Sternigo - cab. Rizzolaga - ptp Stalla	110	2020	2022
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Calceranica -colleg.cab. "Calceranica Lago"- "camping"- "lido Calceranica"	220	2019	2022
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Collegamento MT Cantilaga - Valda	300	2020	2022
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Cavedine: cab. Brusino - ITEA Cavedine	150	2019	2022

### Allegato 4 – Interventi Piano Resilienza

ALLEGATO 4 - Interventi Piano Resilienza 2021-23 secondo art. 78.4 Titolo 10 del TIQE

NOME e CODICE IDENTIFICATIVO a)	FATTORE CRITICO DI RISCHIO d)	TIPOLOGIA DI INTERVENTO e)	LUNGHEZZA DELLE LINEE INTERESSATE [km] f)	N°UTENTI beneficiari g)			IRI (pre-intervento) h)	IRI (post-intervento) h)	Δ IRI	COSTI INVESTIMENTO (€) i)				SEMESTRE INIZIO INTERVENTO j) (previsto)	SEMESTRE FINE INTERVENTO j) (previsto)
				BTd	BTnd	MT				2021	2022	2023	TOT.		
SET_001.COR.21	caduta piante	linea in cavo interrato	2,22	1432	422	4	258,25	140,78	117,47			€ 224.000	€ 224.000	1_2023	2_2023
		sostituzione conduttore nudo con elicord													
SET_002.DOS.21	caduta piante	linea in cavo interrato	2,44	1680	302	3	1421,41	845,17	576,24		€ 110.000	€ 220.760	€ 330.760	2_2022	2_2023
		sostituzione conduttore nudo													
SET_003.FAE.21	caduta piante	linea in cavo interrato	2,71	4443	1129	6	853,53	600,14	253,39		€ 120.000	€ 250.600	€ 370.600	2_2022	2_2023
		sostituzione conduttore nudo													
SET_004.LUS.21	caduta piante	linea in cavo interrato	3,3	226	29	0	27,75	0,17	27,58		€ 150.000	€ 323.200	€ 473.200	2_2022	2_2023
		sostituzione conduttore nudo													
SET_005.ROD.21	caduta piante	linea in cavo interrato	1,5	40	4	0	1,49	0,03	1,46		€ 70.000	€ 144.100	€ 214.100	2_2022	2_2023
		sostituzione conduttore nudo													
SET_006.ROM.21	caduta piante	linea in cavo interrato	2,95	4482	988	19	1115,36	637,25	478,11	€ 30.000	€ 95.000	€ 148.150	€ 63.198	2_2021	2_2023
		sostituzione conduttore nudo													
SET_007.COR.21	Manicotto ghiaccio o neve	linea in cavo interrato	1,603	6026	1529	17	759,51	245,52	513,99	€ 110.000	€ 130.000	€ 148.150	€ 388.150	2_2021	2_2023
		sostituzione conduttore nudo													