



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

2019-2021

Giugno 2019

INDICE

1	INTRODUZIONE	4
2	STRUTTURA DELLA RETE DI SET DISTRIBUZIONE	6
2.1	Consistenza impianti SET Distribuzione SpA	6
2.2	Investimenti in reti di SET: Piano 2019-2021	6
3	EVOLUZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO.....	8
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
4	PRINCIPALI ESIGENZE DI SVILUPPO IMPIANTI	13
4.1	Connessioni e adeguamento al carico	13
4.1.1	Connessioni.....	13
4.1.2	Adeguamento al carico	16
4.2	Qualità del servizio elettrico	17
4.3	Adeguamento a prescrizioni e standard tecnici di riferimento.....	19
5	PRINCIPALI INTERVENTI	20
5.1	Interventi su rete AT	20
5.2	Interventi su rete MT.....	21
5.2.1	Connessioni.....	21
5.2.2	Interventi di adeguamento al carico	21
5.2.3	Interventi per Qualità	21
5.3	Interventi su rete BT	22
5.4	Progetti di innovazione tecnologica sulla rete elettrica	23
5.4.1	Interventi per lo sviluppo dello Smart Distribution System	23
5.4.2	Installazione di nuovi trasformatori	23
5.5	Progetti di sviluppo a supporto delle infrastrutture	24
5.5.1	Attività di misura	24
6	RISULTATI ATTESI	25
6.1	Prevenzione dei fenomeni di sovraccarico della rete.....	25
6.2	Miglioramento della Qualità del servizio	25
6.3	Efficienza energetica e riduzione delle perdite di distribuzione.....	25
7	PIANO RESILIENZA AI SENSI DELLA DELIBERA 31/2018/R/eel	27
7.1	Analisi delle principali criticità occorse negli anni (Art. 78.3 lettera a).....	27
7.2	Metodologia utilizzata per il calcolo della resilienza (art. 78.3, lettera b).....	28
7.3	Illustrazione degli interventi di sviluppo e potenziamento della rete di distribuzione per l'incremento della resilienza (Art. 78.3 lettera c).....	31
7.4	Risultati attesi a seguito degli interventi proposti (Art. 78.3 lettera d)	32
8	ALLEGATI.....	34
	Allegato 1 - Principali Progetti su rete AT	34
	Allegato 2 – Principali Progetti su rete MT	35
	Allegato 3 – Interventi su rete MT avviati e non terminati e presenti nei precedenti Piani	38



**PIANO DI SVILUPPO ANNUALE E
PLURIENNALE DELLE INFRASTRUTTURE
DI SET DISTRIBUZIONE SPA
2019-2021**

Rev. 00
Pag. 3 di 38

Allegato 4 – interventi Piano Resilienza 38

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 della deliberazione 31/2018/R/eel 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 2019-2021 (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 2018 è riportata nella Tabella 1 seguente:

Tabella 1 - Consistenza reti di distribuzione al 31 dicembre 2018

Tipologia impianti	Estensione (km)	Consistenza (n°)	Potenza (MVA)
Impianti Primari		29 (*)	1.157
Linee MT	3.418	232	
Cabine Secondarie		4.285	870
Linee BT	8.501	12.582	

(*) Numero comprensivo delle sezioni MT presso stazioni Terna

2.2 Investimenti in reti di SET: Piano 2019-2021

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 14 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.

Gli investimenti relativi alla Misura riguardano gruppi di misura di tipo elettronico per attività di gestione utenza e per rinnovo tecnologico.

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 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 lo sviluppo dello Smart Distribution System in fase di studio e implementazione.

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.

SET per il prossimo triennio 2019-2021 si attende una crescita media annua della domanda complessiva di energia elettrica pari al + 1% annuo circa su rete BT e + 0,5% annuo circa su rete MT.

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, gli indicatori economici e l'indice di intensità elettrica (rapporto tra energia consumata e PIL).

Di seguito in Figura 1 sono riportate le stime pubblicate da TERNA Rete Italia S.p.A. con orizzonte stimato al 2026, relative all'andamento del PIL, della richiesta elettrica e dell'intensità elettrica secondo due scenari: lo scenario di sviluppo è utilizzato ai fini della pianificazione delle infrastrutture elettriche, in quanto in esso si ipotizza la crescita del PIL con una sostanziale stabilità dell'intensità elettrica complessiva; nello scenario base, viceversa, si ipotizza la crescita del PIL accompagnata da una flessione dell'intensità elettrica, derivante da un forte contenimento dei consumi energetici. In Figura 1 sono riportati nello stesso grafico gli andamenti delle grandezze in esame: domanda di energia elettrica, prodotto interno lordo e intensità elettrica.

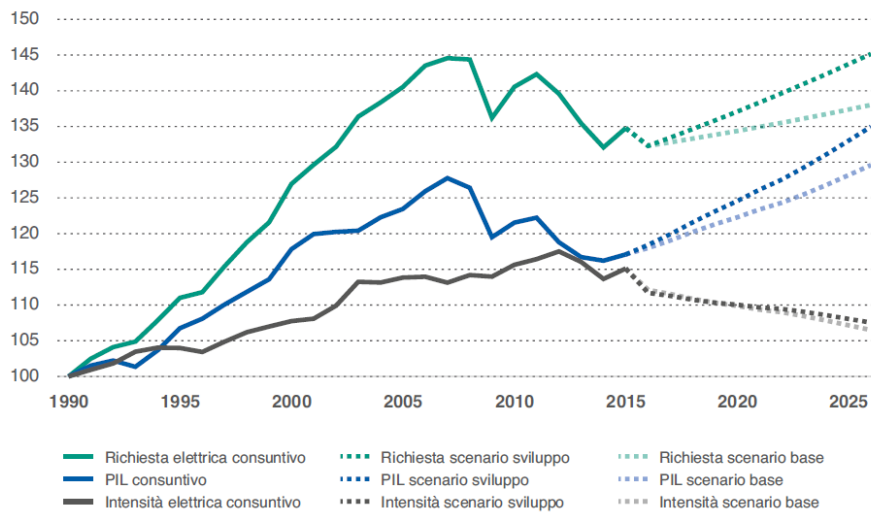


Figura 1 - Domanda di energia elettrica, PIL e intensità elettrica (1990=100).
(Fonte dati: Elaborazioni Terna su dati ISTAT)

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 2018 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. Per gli anni di piano, è verosimile prospettare un trend con una lenta ma costante ripresa.

Tabella 2 – Stima della potenza venduta ai Clienti finali su reti SET al 2021 (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	25,74	Previsione
2020	26,00	Previsione
2021	26,26	Previsione

3.3 Sviluppo della Generazione Distribuita

Negli ultimi anni, a partire soprattutto dal 2008, con la 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 2018. I dati relativi agli anni precedenti al 2018, 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 2018 confermano il leggero incremento nel numero di richieste di connessione registrato nel 2017, in controtendenza al sostanziale assestamento registrato nel triennio precedente; tuttavia nel 2018 si evidenzia una potenza installata decisamente inferiore rispetto al 2017.

Tabella 3 – Report connessione produttori SET per anno

QUALSIASI FONTE DI GENERAZIONE	NUMERO CONNESSIONI			POTENZA INSTALLATA (kW)			
	ANNO	MT	BT	TOTALE	MT	BT	TOTALE
prima del 2006		62	155	217	84.733	1.531	86.264
2006		5	110	115	9.897	558	10.455
2007		8	154	162	2.545	1.085	3.630
2008		33	482	515	11.152	2.898	14.050
2009		19	1.100	1.119	9.233	7.888	17.121
2010		42	2.590	2.632	18.757	22.451	41.208
2011		86	2.976	3.062	26.015	31.766	57.781
2012		53	1.971	2.024	26.988	16.734	43.721
2013		22	1.576	1.598	14.024	8.162	22.186
2014		25	756	781	11.327	4.427	15.754
2015		24	573	597	30.783	4.033	34.816
2016		19	541	560	7.218	3.191	10.409
2017		16	638	654	10.130	4.894	15.024
2018		20	740	760	4.472	3.958	8.430
TOTALE		434	14.362	14.796	267.274	113.576	380.850

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	TOTALE
prima del 2006		2	142	144	32	470	502
2006		1	109	110	10	552	563
2007		1	148	149	15	723	738
2008		24	481	505	1.834	2.895	4.728
2009		11	1.092	1.103	2.693	7.439	10.132
2010		37	2.584	2.621	9.686	22.367	32.054
2011		78	2.974	3.052	17.612	31.743	49.355
2012		32	1.966	1.998	5.841	16.391	22.232
2013		8	1.559	1.567	876	7.472	8.348
2014		11	741	752	1.672	3.873	5.545
2015		8	537	545	1.527	2.812	4.338
2016		11	492	503	852	2.826	3.678
2017		8	472	480	1.047	3.179	4.226
2018		9	551	560	503	3.243	3.747
TOTALE		241	13.848	14.089	44.199	105.986	150.185

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 della stabilità del quadro normativo, si prevede per il periodo 2019-2021 un mantenimento sui livelli medi degli ultimi anni delle nuove connessioni di impianti fotovoltaici, con una potenza installata annua attestata a 3,5-4 MW.

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	179	571
TOTALE	360	1.024

Nell'ultimo triennio 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.

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 2018 è pari al 4,8 % 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.

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 2019-2021 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.

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. Tale andamento è imputabile ad un significativo incremento delle richieste di connessioni temporanee per manifestazioni.

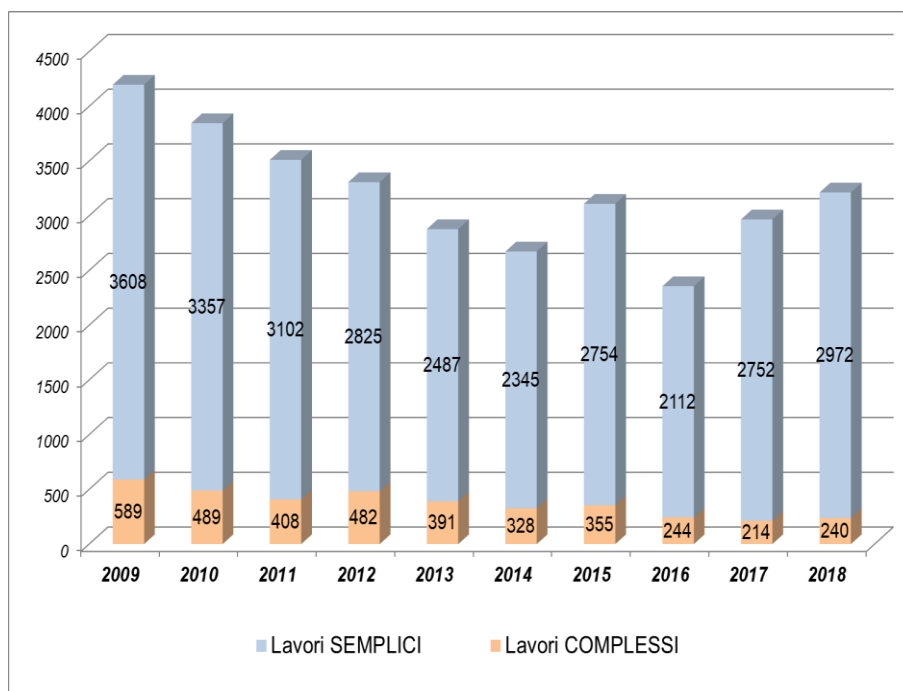


Figura 2 – Lavori semplici e complessi richieste utenti – connessioni passive 2009-2018

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	1.254.600	1.022.000	Previsione
2020	1.267.100	1.027.100	Previsione
2021	1.279.800	1.032.200	Previsione

L'incremento dell'energia distribuita nel 2018 rispetto al 2017, così come quello previsto tra il 2019 e il 2018, è legato anche all'acquisizione di consistenti porzioni di rete da altri distributori avvenuta durante l'anno 2018.

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 2018 hanno presentato inversione di flusso di energia sono stati 5 per almeno l'1% delle ore annue e 19 per almeno il 5% delle ore annue.

Tabella 7 – Potenze impianti di produzione per Cabina Primaria al 31 dicembre 2018

Impianto Primario	Potenza Trasformaz. AT/MT (MVA)	Fotovoltaico		Altre		TOTALE		
		BT (kW)	MT (kW)	BT (kW)	MT (kW)	BT (kW)	MT (kW)	BT + MT (kW)
ARCO	120	7.001	871	262	25.457	7.263	26.328	33.591
AVIO	16	2.763	502	78	8.278	2.841	8.780	11.621
BORGO V.	25	2.442	1365	139	2.371	2.581	3.736	6.317
BRAZZANIGA	30	2.755	2179	69	6.459	2.824	8.638	11.461
CALDONAZZO	35	7.627	273	452	2.630	8.078	2.903	10.981
CAMPITELLO	20	638	735	82	2.793	720	3.528	4.248
CIMEGO (*)	47	1.268	216	361	10.362	1.629	10.578	12.206
DRO	25	3.370	1231	125	2.790	3.495	4.021	7.517
GIUSTINO	50	1.577	426	78	1.699	1.655	2.125	3.780
GRIGNO	25	1.486	99	99	2.103	1.585	2.202	3.787
LA ROCCA (*)	25	1.751	336	643	4.105	2.395	4.441	6.836
LAVIS (*)	80	11.821	7604	164	2.391	11.985	9.996	21.981
LIZZANA	120	3.636	7796	131	37.572	3.767	45.368	49.135
MASOCORONA	50	2.285	1652	33	2.951	2.318	4.603	6.921
MOENA	80	567	86	197	1.700	764	1.786	2.550
MONCLASSICO	50	2.179	374	669	18.381	2.848	18.755	21.603
NEMBIA	25	178	600	4	1.530	182	2.130	2.312
OSSANA	50	1.261	61	880	28.025	2.141	28.086	30.227
P.S. GIORGIO	80	7.609	1877	350	2.182	7.959	4.059	12.018
PISTA	25	1.478	145	48	2.844	1.526	2.989	4.515
PONTE V. SM	-	2.202	260	42	250	2.244	510	2.754
PREDAZZO	25	1.906	891	580	4.103	2.485	4.994	7.479
S.COLOMBANO	25	1.955	264	255	674	2.210	938	3.148
S.MASSENZA	36	3.050	804	58	5.125	3.107	5.929	9.037
S.MICHELE	50	6.455	1247	445	3.891	6.900	5.138	12.038
SCURELLE	37	4.394	1941	426	16.354	4.820	18.294	23.115
STORO	50	680	0	35	13.360	715	13.360	14.075
TASSULLO	80	12.326	6309	396	6.967	12.722	13.276	25.999
TN SUD (*)	103	5.680	2600	268	2.728	5.948	5.328	11.276
VARENA	50	3.629	1455	222	3.002	3.851	4.457	8.308
TOTALE	1.456	105.969	44.199	7.590	223.075	113.559	267.274	380.833

(*) 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	6,67	1,2	0,45
2014	28	7,76	1,2	0,43
2015	28	6,19	1,2	0,37
2016	28	7,65	1,2	0,56
2017	28	8,81	1,2	0,47
2018	28	5,90	1,2	0,21

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	28,6	2,25	1,75
2014	45	19,53	2,25	1,55
2015	45	17,50	2,25	0,97
2016	45	13,82	2,25	0,95
2017	45	11,64	2,25	0,66
2018	45	16,79	2,25	0,88

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	38,01	4,3	3,16
2014	68	28,31	4,3	2,62
2015	68	29,94	4,3	2,15
2016	68	24,16	4,3	1,64
2017	68	20,54	4,3	1,43
2018	68	35,01	4,3	1,80

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. Rientrano negli interventi di adeguamento agli standard tecnici il piano volto all’eliminazione delle porzioni di rete esercite a tensioni non unificate, che è stato completato in SET sia per la media tensione - tutta a 20 kV - sia per la bassa tensione che è ora esercita tutta allo standard di legge ed ARERA 230-400 V.

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.

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 2019-2021 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;
- la costruzione di una nuova Cabina Primaria a Rovereto Nord, con abbandono della trasformazione 132/20kV di Rovereto in CP Pista;
- la trasformazione da centro satellite a Cabina Primaria dell'attuale trasformazione 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;
- la realizzazione di una nuova 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.
- Rifacimento quadro MT CP Brazzaniga e installazione protezioni di nuova generazione con protocollo 61850

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.

- 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 protezioni;
 - completamento del progetto di automazione della rete MT con tecnica FNC.

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.

5.4 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.

5.4.1 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).

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.

5.4.2 Installazione di nuovi trasformatori

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.

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).

5.5 Progetti di sviluppo a supporto delle infrastrutture

5.5.1 Attività di misura

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 UMTS (3G), 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 il numero delle verifiche metrologiche previste dal D.M. 93/2017 dopo 10 anni dall'installazione.

Per quanto riguarda la messa in servizio del contatore di seconda generazione (2G), se non interverranno modifiche del quadro normativo, SET Distribuzione intende procedere con la campagna di sostituzione massiva solo a ridosso della scadenza metrologica dei misuratori BT, che hanno una durata pari a 15 anni.

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;
- 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. Con l'installazione lungo le linee MT di Unità Periferiche del tipo 2008, si rende possibile la rilevazione della tensione nei punti critici, ottimizzando di conseguenza la regolazione della tensione in cabina primaria.

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 ad hoc.

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/eeI

7.1 Analisi delle principali criticità occorse negli anni (Art. 78.3 lettera a)

Dall'analisi dei guasti accaduti nell'ultimo decennio sulla rete di distribuzione di SET si è potuto desumere il forte impatto determinato dalla minaccia dovuta alla caduta di piante fuori fascia sulla rete aerea nuda. Gli eventi eccezionali, identificati dall'attuale quadro regolatorio nei cosiddetti periodi di condizioni perturbate (PCP), sono stati attivati negli anni da una percentuale consistente di guasti dovuti a caduta piante (vedi Figura 3).

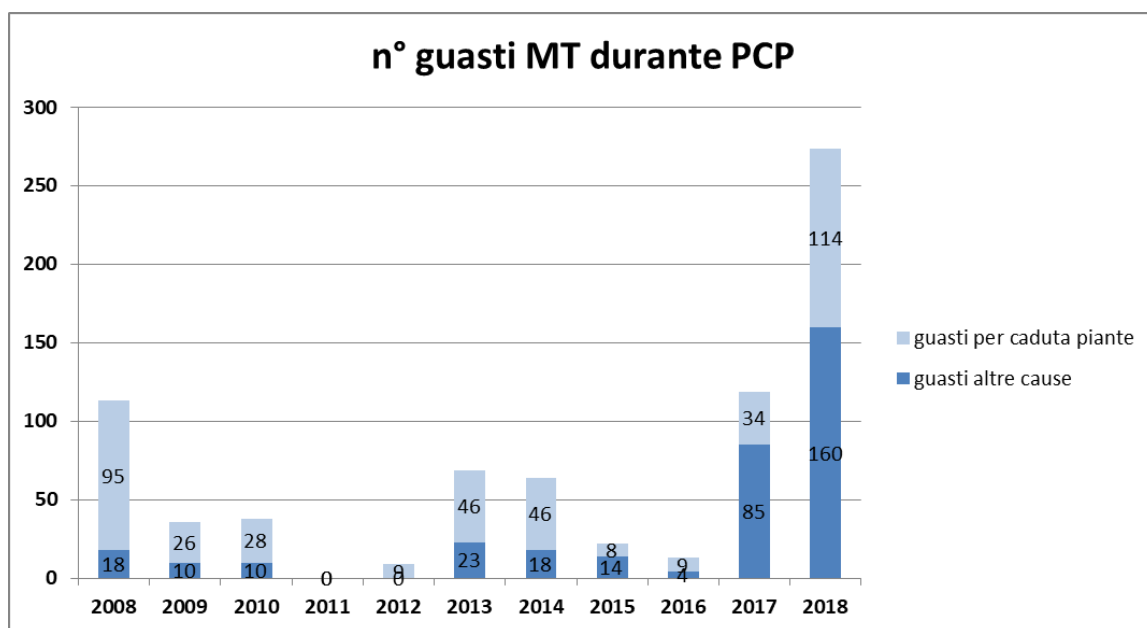


Figura 3 – Numero di guasti MT registrati nei PCP (dati SET)

Questa peculiarità ha indotto SET a focalizzare la propria attenzione sulla mitigazione di tale minaccia, partecipando anche alla redazione delle Linee Guida per la valutazione del rischio per caduta piante fuori fascia.

La metodologia messa a punto in tale linea guida risulta giocoforza semplificata, non avendo ancora a disposizione i dati meteorologici necessari per una rigorosa trattazione probabilistica. RSE sta infatti ancora completando la realizzazione di un dataset di rianalisi meteorologica che consentirebbe di correlare con buona precisione l'impatto dei diversi eventi meteorologici potenzialmente all'origine del fattore di rischio caduta piante accaduti dal 2000 all'effettivo comportamento della rete elettrica. La trattazione semplificata ha tuttavia permesso di attribuire un indice di rischio ad ogni cabina secondaria e di selezionare gli interventi da realizzare, in modo da migliorare la resilienza della rete e far rientrare, entro una soglia di rischio accettabile, la probabilità di disalimentazione per quegli utenti alimentati dalle cabine più a rischio.

Nel corso dell'anno 2018 e in particolare nelle giornate del 29 e 30 ottobre si è verificato sul territorio servito da SET Distribuzione un evento meteorologico senza precedenti, caratterizzato da venti eccezionalmente forti, che in quota hanno raggiunto e in qualche caso superato i 120 km/h e da precipitazioni vicine ai 400 mm. Il ciclone atlantico responsabile di tali eventi meteo si guadagnò la classificazione di "uragano Vaia". I cosiddetti "downslopedwinds" e "downburst", fortissime

raffiche di vento discendente, hanno raso al suolo vaste porzioni di boschi causando lo schianto di più di 3 milioni di m³ di legname su un'area di 18.000 ettari. La rete elettrica di SET Distribuzione è stata pesantemente colpita da tale evento, basti pensare che il 29/10/2018 vi è stato un picco di quasi 80.000 utenti disalimentati contemporaneamente e che un totale di 20.000 clienti hanno subito una interruzione di durata superiore a 24 ore (di cui circa 1.500 di durata superiore a 72 ore).

In tale evento, seppure eccezionale, sono stati registrati, nella quasi totalità dei guasti sulla rete MT e BT, cedimenti strutturali delle reti dovuti al fenomeno della caduta piante, che se da un lato ha confermato quanto sostenuto nel Piano 2018-2020, ossia che tale fattore critico rappresenta la principale minaccia per la resilienza della rete elettrica di SET, dall'altro ha giocoforza concentrato tutte le risorse di SET nell'attività, ancora in corso, di riparazione e ricostruzione degli impianti danneggiati, facendo purtroppo saltare la pianificazione degli investimenti previsti nella precedente versione del Piano 2018-2020. L'esperienza dell'"uragano Vaia" ha inoltre costretto al ripensamento di alcuni interventi programmati facendo preferire, nei casi ritenuti più critici, la soluzione dell'interramento delle linee aeree nude alla loro trasformazione in linee aeree in cavo isolato, che in molti casi sono state distrutte dal fenomeno del 29 ottobre scorso. Non vi è per la verità ancora una statistica relativa alla diversa resilienza tra le tecnologie di costruzione delle linee elettriche in cavo aereo isolato piuttosto che in cavo interrato, per cui nel calcolo degli indici di rischio del presente piano è stato attribuito il medesimo peso in termine di resilienza alle due soluzioni, tuttavia nei progetti di linee in cavo aereo isolato presentati è stato previsto un diffuso utilizzo dei cosiddetti "dissipatori" che, come insegnato dall'esperienza migliorano sicuramente la resilienza delle linee aeree in cavo isolato. Infine, l'eccezionale numero di guasti "contemporanei" dovuti a caduta piante e registrati nel corso dell'anno 2018 ha contribuito a modificare in maniera significativa alcuni parametri, come il tempo di ritorno chilometrico, che risultano necessari per il calcolo della resilienza, come si vedrà nel capitolo successivo.

Per quanto sopra pertanto il presente piano è da considerare quale completa revisione del precedente piano 2018-2020.

In merito agli altri fattori critici di rischio contemplati all'art.77.3 della delibera ARERA 31/2018/R/eel, SET Distribuzione è stata marginalmente interessata in passato dalla minaccia rappresentata dal fenomeno *wet snow*, con conseguente formazione di manicotti di ghiaccio e neve. Tuttavia, visti i cambiamenti climatici, è intenzione di SET valutare tale fattore di rischio nel prossimo piano resilienza.

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

Per l'applicazione del metodo indicato nelle linee guida, la rete elettrica di distribuzione di SET è stata modellizzata con un grafo i cui nodi sono rappresentati dalle cabine secondarie (e dai sezionatori lungo linea) e i rami da tratti di linea elettrica tra un nodo e l'altro.

Calcolo dei tassi di guasto chilometrici

I tassi di guasto chilometrici per area omogenea (τ_{g-o}), necessari per il calcolo dei tempi di ritorno associati a ogni ramo della rete sono stati calcolati per ogni fascia di altitudine partendo dal numero di guasti eccezionali per caduta piante (individuati come guasti contemporanei in misura superiore a quattro all'interno di una finestra temporale mobile di 24 h avvenuti dal 2010 al 2018) e dalla lunghezza totale in km di linea aerea nuda nel bosco secondo la seguente formula:

$$\tau_{g-o} = \frac{N_{g-o}}{(n_{\text{anni}} \sum_i l_{i \text{ bosco-o}})}$$

I reciproci dei valori dei tassi di guasto per area omogenea, posti convenzionalmente pari ai tempi di ritorno per chilometro di linea, sono riportati nella seguente Tabella 9. Come sopra ricordato, il numero eccezionale di guasti contemporanei dovuti a caduta piante nell'anno 2018 ha modificato sostanzialmente i tempi di ritorno chilometrici per area omogenea rispetto a quanto calcolato nel precedente Piano (Tabella 10):

Tabella 9 – Tempi di ritorno in anni per fascia altimetrica calcolo guasti 2010-2018 (dati SET)

Tempo di Ritorno chilometrico	Valore [anni]	Fascia Altimetrica [m]
$\frac{1}{\tau_{g-o1}}$	95	h < 350
$\frac{1}{\tau_{g-o2}}$	27	350 ≤ h < 650
$\frac{1}{\tau_{g-o3}}$	7	650 ≤ h < 1300
$\frac{1}{\tau_{g-o4}}$	8	h ≥ 1300

Tabella 10 – Tempi di ritorno in anni per fascia altimetrica calcolo guasti 2010-2017 (dati SET)

Tempo di Ritorno chilometrico	Valore [anni]	Fascia Altimetrica [m]
$\frac{1}{\tau_{g-o1}}$	91,40	h < 350
$\frac{1}{\tau_{g-o2}}$	91,40	350 ≤ h < 650
$\frac{1}{\tau_{g-o3}}$	12,03	650 ≤ h < 1300
$\frac{1}{\tau_{g-o4}}$	44,80	h ≥ 1300

Calcolo dei tempi di ritorno di ogni ramo della rete

Dopo aver calcolato i tassi di guasto chilometrici per area omogenea, dalla conoscenza della lunghezza delle linee aeree in bosco di ogni ramo sono stati quindi calcolati i tempi di ritorno associati a ogni ramo secondo la seguente formula.

$$T_{R\ ramo} = \frac{1}{l_{ramo} \cdot \tau_{g-o}}$$

Calcolo dei tempi di ritorno associati a ogni cabina secondaria

Per il calcolo dei tempi di ritorno associati a ogni cabina secondaria (CS) è stato applicato un algoritmo di visita dei grafi, che ha permesso di calcolare il percorso più resiliente tra ciascuna CS e la fonte di alimentazione rappresentata da una cabina primaria, utilizzando anche percorsi diversi da quelli corrispondenti all'assetto standard della rete in modo da massimizzare la seguente funzione:

$$T_{R\ percorso\ CS} = \frac{1}{\sum_i [(\tau_{i\ g-o})(l_{i\ bosco-o})]}$$

Dai risultati dell'analisi condotta si è potuto constatare come la resilienza della rete migliori già di per sé per la possibilità di utilizzare l'elevato grado della sua magliatura e quindi di scegliere percorsi non standard (il percorso più resiliente per la maggior parte delle CS è risultato essere fornito da una linea controalimentante). A tale proposito sono stati effettuati dei calcoli di load flow per verificare che la scelta di percorsi di alimentazione, non in assetto standard, non compromettesse la qualità della tensione ai nodi.

Definizione degli indici di rischio e degli indici di resilienza delle CS

Una volta calcolati i tempi di ritorno di ogni CS (TR_{CS}), dalla conoscenza del numero degli utenti BT alimentati dalle varie CS, si sono calcolati gli indici di rischio (IRI) associati a ogni CS dalla seguente formula

$$IRI_{CS} = \frac{N_{UD}}{TR_{CS}}$$

dove con N_{UD} si è indicato il numero di utenti BT sottesi a ogni cabina secondaria.

Si definisce inoltre un indice di resilienza per CS come il reciproco dell'indice di rischio, secondo la seguente formula

$$IRE_{CS} = \frac{1}{IRI_{CS}} = \frac{TR_{CS}}{N_{UD}}$$

Definizione di indice di rischio accettabile e selezione degli interventi

Come sopra accennato "l'uragano Vaia" ha pesantemente impattato sulla pianificazione degli investimenti di SET Distribuzione costringendo l'impiego della maggior parte delle risorse di quest'ultima nella ricostruzione degli impianti distrutti. Tale attività è ancora in corso e impegnerà la società per tutto il corrente anno e per buona parte di quello a venire. Gli interventi più pertinenti all'incremento della resilienza, ossia quelli che hanno un forte impatto sulla riduzione dell'indice di rischio, che non sono stati interessati dal fenomeno distruttivo sono stati giocoforza programmati nella seconda metà del triennio del presente piano, mentre nella prima metà del triennio sono stati pianificati interventi in fase di realizzazione/autorizzazione che afferiscono alla ricostruzione delle linee distrutte e che hanno comunque un discreto impatto sull'incremento della resilienza.

A valle di queste scelte di fondo, posto un rischio accettabile per le CS pari a 15 ($IRICS_a=15$) si è potuto calcolare che il valore di rischio accettabile a seguito degli interventi per l'incremento della

resilienza alla tenuta delle sollecitazioni proposti nel presente piano è passato dal 56° percentile al 74° percentile vedi Figura 4. Obiettivo dei prossimi piani di SET sarà quello di portare tale valore al 90° percentile.

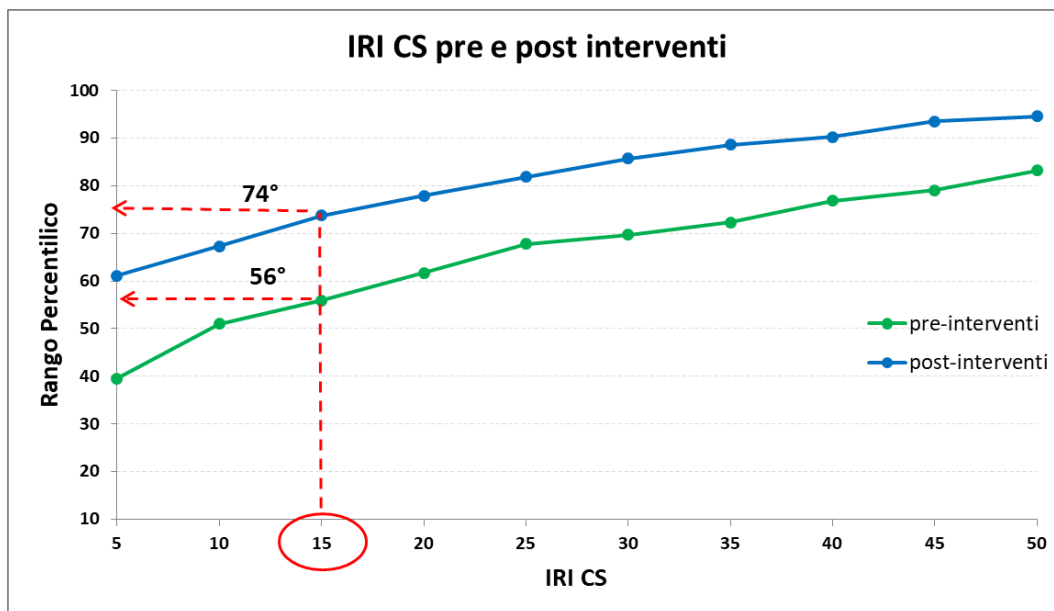


Figura 4 – Miglioramento resilienza a seguito degli interventi

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 in:

- interramento della linea aerea;
- sostituzione dei conduttori nudi con cavo aereo isolato.

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. 8 feeder MT sui totali 223 feeder MT di tutta la rete di distribuzione di SET, indice questo di una estrema selezione degli interventi che ha consentito il metodo.

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).

Coordinamento con Terna e con gli altri distributori

Terna ha fornito a SET Distribuzione i valori di resilienza di tutte le cabine primarie e dei futuri piani di sviluppo della rete AT sul territorio di interesse.

Sulla base dei tempi di ritorno forniti da Terna per ogni cabina primaria della Provincia di Trento, l'unica CP con tempo di ritorno dichiarato inferiore a 50 anni risulta essere CP Nembia (codice impianto NMB) con tempo di ritorno pari a 32 anni.

A fronte di richiesta di aumento potenza presentata a Terna, SET Distribuzione ha già accettato la soluzione tecnica proposta da Terna che prevede l'allacciamento della CP Nembia in entra-esce su rete a 132kV, riportando il tempo di ritorno della CP al di sopra dei 50 anni.

Nel frattempo sono già stati pianificati nel corrente Piano, interventi di rinforzo di una linea MT per aumentare il grado di rialimentabilità da rete MT, in caso di fuori servizio della CP Nembia.

Per quanto riguarda il coordinamento con gli altri distributori, previsto dal TIQE, si sono tenuti numerosi incontri con il distributore Edyna in merito alla linea MT di SET Distribuzione denominata "Val d'Ega". Tale linea, che è stata quasi completamente distrutta dagli eventi del 29 ottobre 2018, si attesta alla cabina primaria "Moena" ubicata nel Comune di Moena (TN) e, oltre ad alimentare poche decine di utenze in provincia di Trento, costituisce il feeder principale per l'alimentazione di circa 2500 utenze in provincia di Bolzano, dove il gestore locale della rete elettrica di distribuzione è Edyna, oltre al distributore sotteso Cooperativa per l'utilizzo di fonti energetiche Nova Levante che opera nel comune di Nova Levante.

Nella ricostruzione della linea, oltre al cambio di tecnologia per l'incremento della resilienza, si è tenuto conto della necessità di Edyna di continuare a utilizzare la linea MT in parola come principale feeder per l'alimentazione delle utenze nelle località di Carezza e Nova Levante e anzi di potenziare tale feeder in modo da evitare la costruzione di nuovi impianti in un territorio molto pregiato dal punto di vista ambientale e turistico.

In tal senso Edyna ha richiesto un aumento della potenza disponibile pari a 2 MW nel punto di scambio ubicato sulla linea MT in argomento presso il passo Costalunga.

In ottica resilienza, per il calcolo dei benefici connessi alla ricostruzione della linea MT "Val d'Ega, si è considerato il punto di scambio con il distributore Edyna come utente MT e, con riferimento ai benefici B1 e B3 per la determinazione dei minori costi per la riduzione delle interruzioni legate alla scarsa resilienza delle linee elettriche, si è utilizzato il valore di 54 €/kWh non fornito.

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

A fronte di investimenti pianificati per 2.290.864,00 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 1.457.360 € 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 160 cabine secondarie che alimentano poco più di 12.500 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**

Tipologia investimento	Descrizione investimento	Costo complessivo investimento (k€)	Anno inizio	Anno fine
Investimenti AT	Nuova CP Pergine	3.000	2020	> 2021
Investimenti AT	Nuova CP Rovereto Nord con conseguente abbandono di CP Rovereto Pista	3.000	2018	2020
Investimenti AT	Realizzazione stallo AT + installazione nuovo trasformatore 132/20kV Campitello di Fassa	550	> 2020	> 2020
Investimenti AT	Nuova CP di Tione	3000	2020	> 2021
Investimenti AT	Nuova CP Nembia (rifacimento a 132kV)	2000	2020	> 2021
Investimenti AT	Rifacimento quadro MT CP Brazzaniga e installazione protezioni di nuova generazione con protocollo 61850	250	2019	2019

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	2020	2020
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Ricostruzione in cavo interrato da Male' fino a Mostizzolo (alimentazioni centrali)	1.000	2019	2021
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Posa e collegamento nuove CS Cialini e S.Maria a Bedollo	210	2019	2020
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Collegamento cabina Valgrande con CS P.so Cimirlo	300	2019	2020
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Linee MT interrata tra Bedollo e Brusago	160	2019	2020
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Interramento linea Carzano e nuova cabina Murazzo	100	2019	2019
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Fierozzo - cab. Milordo-Gaigher-Eccher-Kaiserwieser	130	2019	2019
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Interr. tratta nuove CS Valt - Colonia Mantovana	220	2019	2019
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Nuova Cabina Cirè	250	2019	2019
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Chiusura anello MT CS "LUSIERNE" - PTP "DRIOSILANA"	100	2020	2020
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Interr. linea Agnedo con nuova CS Masari	90	2019	2019
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Coll. nuova cabina Waiz e colleg. con cabina Casa di Riposo 2-023378	90	2019	2019
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	COBA-Bastianelli inserimento in entra-esci della cabina COBA Ton (Melinda) e dell'asta Bastianelli.	70	2019	2019
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Potenziamento LMT Drena - lotto 2	230	2021	2021
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Potenziamento LMT Drena - lotto 3	140	2021	2021
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Ricostruzione linea Gazza-Fravecchio	190	2021	>2021
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Ledro: rifacimento cavi MT galleria Biacesa	390	2021	2021

Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Grigno-coll.cab. via Gere, Boara, Cinte	150	2021	2021
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Nuova cab. Cire' colleg. Campagnole – Madrano - Lago Pudro - Montagnaga - STET	250	2019	2020
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Arco: S.Caterina Chiarano	170	2020	2020
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Chiusura anello MT Montibelleri - Rozza	110	2021	2021
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Collegamento cab. Sternigo - cab. Rizzolaga - ptp Stalla	110	2019	2020
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Calceranica -colleg.cab. "Calceranica Lago"- "camping"- "lido Calceranica"	220	2019	2020
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Collegamento nuova CS Parciocca	120	2019	2020
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Castello Tesino - nuova cabina Peloso	110	2020	2020
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Anello Dep.Terlago – Braida + elicord	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	2021	2021
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Collegamento z.a. Vigolo Vattaro - Zamboni	130	2019	2019
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Interr. LMT CS Pragrando - Carbonare Interr. LMT CS Carbonare - ptp Morganti Demol. ptp Canova	140	2020	2020
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Colleg. cab. Molini - cab. Coop. Sole nuovo cavo MT interrato e demolizione linea MT (aerea ed int.)	130	2019	2019
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Collegamento MT Cantilaga - Portenago	80	2021	2021
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	p.r.Villa r.:c.i. cab.Verdesina - Villa	100	2019	2019
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Pinzolo: c.i.MT cab.Pra d.Sega - Pimont bas	60	2019	2019
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	LMT Limaro' San Lorenzo - Dorsino: allacciamento nuova CS Torcel	90	2019	2019
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	3° lotto Monc. sost. cavi Rabbi e Mezzana abbandono linea MT Presson e tratta in dt delle linee rabbi e mezzana	90	2020	2020
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Anello Terlago: coll. CS Covelo terme - linea aerea con sezione adeguata	70	2019	2019

Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Madruzzo: ci C.le Toblino - Castel Toblino	60	2019	2020
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Strembo: c.i. MT cab. VW Cozzio - Botteri	80	2020	2020
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Colleg. cab. via Nazionale - sc. Marter in cavo interrato	80	2020	2020
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Posa cavo MT CS masi Canezza - CS Slaifer - CS Minghet	70	2021	2021
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Coll. MT Cipiai - S.Silvestro	80	2020	2020
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Bieno - spostamento cabina "Pradi magri" manufatto da CS Bieno a CS Pradi Magri (tubi esistenti)	90	2020	2020
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Coll. c.i. CS Ber - CS Easy Dial riarredo CS Ber (DY 802)	90	2021	2021
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Costruzione nuova CS "Bailoni" e raccordi MT-bt e abbandono CS "Municipio" Vigolo Vattaro	90	2020	2020
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Nuova cab. Mezzomonte	60	2020	2020
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Cabina Sorte al posto del ptp omonimo	70	2020	2020
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Nuova CS via Lori (sost. CS Pescaia)	70	2020	2020
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Cavedine: cab. Brusino - ITEA Cavedine	90	2019	2019

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	2020
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Ricostruzione linea Gardesana tra Torbole e Tempesta	440	< 2018	2019
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Interramento LMT Nago a Mori	150	< 2018	2019
Lavori per miglioramento qualità del servizio MT/BT	Interramento linea Rabbi c/o acquedotto	100	< 2018	2019

Allegato 4 – interventi Piano Resilienza

ALLEGATO 4 - Interventi Piano Resilienza 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				2019	2020	2021	TOT.		
SET_001.VER.19	caduta piante	linea in cavo interrato	3,50	2219	493	7	775	2	773		€ 192.500	€ 192.500	€ 385.000	2_2020	2_2021
		sostituzione conduttore nudo con elicord													
SET_002.MEZ.19	caduta piante	linea in cavo interrato	1,3	1225	191	8	314	151	163		€ 71.500	€ 71.500	€ 143.000	2_2020	2_2021
		sostituzione conduttore nudo													
SET_003.PEL.19	caduta piante	linea in cavo interrato	1,2	2166	476	5	633	266	367		€ 66.000	€ 66.000	€ 132.000	2_2020	2_2021
		sostituzione conduttore nudo													
SET_004.DOS.19	caduta piante	linea in cavo interrato	1,65	746	115	2	2301	2198	103		€ 80.000	€ 80.000	€ 160.000	2_2020	2_2021
		sostituzione conduttore nudo													
SET_005.FOR.19	caduta piante	linea in cavo interrato	3,12	200	50	0	48	0,41	48	€ 205.240	€ 137.960		€ 343.200	2_2018	2_2020
		sostituzione conduttore nudo													
SET_006.EGA.19	caduta piante	linea in cavo interrato	4,08	36	19	3	24	7	17	€ 561.114	€ 216.350		€ 777.464	2_2018	2_2020
		sostituzione conduttore nudo	1,12												
SET_007.SPE.19	caduta piante	linea in cavo interrato	1,02	93	51	5	13	10	3		€ 47.000	€ 47.000	€ 94.000	2_2019	2_2020
		sostituzione conduttore nudo													
SET_008.TAV.19	caduta piante	linea in cavo interrato	1,3	1837	378	2	689	522	167		€ 66.500	€ 66.500	€ 133.000	2_2020	2_2021
		sostituzione conduttore nudo													
SET_009.LUS.19	caduta piante	linea in cavo interrato	1,12	245	47	2	647	599	48		€ 61.600	€ 61.600	€ 123.200	2_2020	2_2021
		sostituzione conduttore nudo													