

**Piano Resilienza di Azienda Reti Elettriche S.r.l. –
Periodo di regolazione 2021-2023
Intervento ARE_2018_02 Comune di Canal SanBovo
Valle del Vanoi (TN)**

**In conformità all' articolo 77 del Testo Integrato della Qualità Elettrica
(TIQE - Allegato A alla deliberazione 646/2015/R/eel)**



In collaborazione con:



**POLITECNICO
MILANO 1863**

DIPARTIMENTO DI ENERGIA

 Azienda Reti Elettriche S.r.l.	Piano di resilienza 2021-2023 Intervento ARE_02_2018 Azienda Reti Elettriche S.r.l.	V5 giugno 2024
---	--	-------------------

Sommario

1. Premessa	3
2. Interventi di sviluppo e potenziamento per l'incremento della resilienza	5
3. Metodologia di analisi della resilienza del sistema elettrico.....	8
3.1. Fattore critico formazione di manicotti di ghiaccio e neve	9
3.2. Fattore critico caduta alberi fuori fascia	14
4. Valutazione degli indici di resilienza del sistema elettrico	16
4.1. Fattore critico formazione di manicotti di ghiaccio e neve	20
4.2. Fattore critico caduta alberi fuori fascia	25
4.3. Indici di rischio complessivi	30
5. Costi e benefici attesi degli interventi	35
6. Ulteriori azioni intraprese da ARE mirate al miglioramento della resilienza	39
Allegato A – Elenco delle Cabine Secondarie e relativi indicatori di resilienza	41

 Azienda Reti Elettriche S.r.l.	Piano di resilienza 2021-2023 Intervento ARE_02_2018 Azienda Reti Elettriche S.r.l.	V5 giugno 2024
---	--	-------------------

1. Premessa

Azienda Reti Elettriche S.r.l. (in seguito ARE) è una società a capitale pubblico che eroga il servizio di distribuzione di energia elettrica nei Comuni di Primiero San Martino di Castrozza, Mezzano, Imer, Canal San Bovo, Sagron Mis e in parte del tutto residuale anche nei comuni di Castel Tesino e Cinte Tesino tutti situati nella Provincia Autonoma di Trento, nata nel 2016 dallo scorporo del ramo di Azienda di ACSM S.p.A. preposto al servizio di Distribuzione elettrica, gestito in zona sin dal 1902.

ARE è una società interamente partecipata da ACSM S.p.A. che a sua volta fa capo ai Comuni della Comunità di Primiero, del Tesino, di Predazzo e di Sovramonte, unico Comune in territorio Veneto (BL).

Attraverso le sue reti di distribuzione, alimentate dalle Cabine Primarie (CP) San Silvestro e Castelpietra, eroga mediamente 40-50 GWh annui, ad oltre 12.000 utenze per le quali svolge anche il servizio di misura dei relativi consumi elettrici.

Il servizio di distribuzione di energia elettrica viene effettuato tramite concessione da parte della Provincia Autonoma di Trento.

Il presente piano di resilienza è elaborato da ARE in accordo alle disposizioni del TIQE (Allegato A alla Del. 646/2015/R/eel). L'art. 77 del TIQE prevede infatti che le imprese distributrici trasmettano all'Autorità un piano di lavoro finalizzato all'adozione di misure regolatorie volte all'incremento della resilienza del sistema elettrico. Analoghe disposizioni sono previste per Terna dall'art. 37 del TIQ.TRA (Allegato A alla Del. 653/2015/R/eel).

Il presente piano di resilienza si riferisce esclusivamente alla porzione di rete relativa alla Valle del Vanoi per la quale la fine lavori è fissata al secondo semestre 2023.

In accordo alle disposizioni dell'Autorità, i piani per la resilienza devono contenere, oltre ad una disamina tecnica dei fenomeni rilevati, anche elementi di costo e di beneficio, alla luce degli effetti degli eventi meteorologici severi e persistenti accaduti negli ultimi 15 anni.

La Del. 31/18/R/eel ha disposto che i piani di resilienza, aventi orizzonte temporale almeno triennale, devono includere gli interventi individuati dall'impresa distributtrice e mirati a contenere il rischio di disalimentazione a fronte dei principali fattori critici che possono avere impatto sulla rete di distribuzione (grandi nevicate, tempeste, gelicidi, inondazioni, ondate di calore, ecc.).

Ai sensi dell'art. 78 comma 1 della del TIQE, ARE è tenuta, a partire dal 2020, in qualità di distributore di riferimento, alla pubblicazione e trasmissione del proprio piano di resilienza all'Autorità entro il 30 giugno di ogni anno.

Nel contesto delineato, il presente piano di resilienza, elaborato in collaborazione con il Politecnico di Milano – Dip. di Energia, propone, a seguito di una disamina tecnica delle caratteristiche del sistema elettrico volta ad individuarne i punti di debolezza, una serie di interventi ed azioni che mirano a ridurre il rischio associato al manifestarsi sulla rete di eventi metereologici estremi.

I fattori critici presi in esame, che storicamente hanno avuto maggiore impatto sulla rete di ARE sono la caduta di alberi ad alto fusto fuori la fascia di rispetto e, in misura minore, la formazione di manicotti di ghiaccio o neve (*wet snow*) sulle linee elettriche aeree.

Ai fini dell'impostazione della metodologia di studio, si sono prese a riferimento le indicazioni fornite dalle linee guida predisposte da ARERA di cui all'Allegato A alla determinazione DIEU 7 marzo 2017, n. 2/2017.

 Azienda Reti Elettriche S.r.l.	Piano di resilienza 2021-2023 Intervento ARE_02_2018 Azienda Reti Elettriche S.r.l.	V5 giugno 2024
---	--	-------------------

In conformità all'art. 78 comma 3 del TIQE, il piano di resilienza elaborato contiene:

- a) l'analisi delle principali criticità relative al tema della resilienza occorse negli anni precedenti il piano e l'illustrazione delle possibili evoluzioni di tali criticità nell'orizzonte di pianificazione;
- b) la descrizione degli obiettivi perseguiti e dei criteri adottati da ARE per la valutazione dell'IRE (Indice di resilienza) e per l'eventuale raggruppamento degli interventi di sviluppo e potenziamento della rete di distribuzione ai fini del comma 78.4, con modalità integrate e armonizzate con la descrizione di obiettivi e criteri generali per lo sviluppo della rete;
- c) l'illustrazione degli interventi di sviluppo e potenziamento della rete di distribuzione che l'impresa distributrice intende realizzare per incrementare la resilienza, con modalità armonizzate con la descrizione dei piani di realizzazione, potenziamento e intervento ai sensi del Testo Integrato delle Connessioni Attive;
- d) i risultati (costi, benefici e gli impatti sull'utenza) attesi con il complesso degli interventi di sviluppo e potenziamento di cui alla lettera c), distintamente almeno per provincia e per fattore critico;
- e) l'illustrazione di eventuali altre attività, ulteriori rispetto agli interventi di sviluppo e potenziamento di cui alla lettera c), mirate al miglioramento della resilienza (ad esempio, installazione di nuovi dispositivi di prevenzione e mitigazione, nuovi sistemi di protezione e automazione, etc.).

2. Interventi di sviluppo e potenziamento per l'incremento della resilienza

Il territorio servito da ARE è una delle realtà maggiormente colpite dalla tempesta Vaia del 26-30 ottobre 2018 caratterizzata da abbondanti precipitazioni ma soprattutto da venti di eccezionalmente forti che hanno raso al suolo vaste aree boschive provocando danni ingenti alla rete elettrica dovuti principalmente a cedimenti strutturali di sostegni e conduttori provocati dalla caduta piante. Per contro, nelle zone dove le linee risultavano già interrate non si sono riscontrate problematiche correlate all'evento descritto.

A seguito dei danni causati dalla tempesta, ARE ha avviato una serie di interventi sulla rete, finalizzati a risolvere le criticità esistenti e migliorarne nel complesso la resilienza a fronte di calamità naturali.

In questo contesto, il Piano presentato da ARE propone una serie di interventi di sviluppo e potenziamento per incrementare la tenuta alle sollecitazioni del sistema elettrico, perseguendo al contempo il pieno rispetto del patrimonio ambientale e la valorizzazione del territorio.

Tali interventi, avviati nel 2018 a seguito dei danni della tempesta Vaia, sono stati selezionati secondo i criteri definiti dal TIQE art. 79bis comma 1 e art. 79septies comma 2:

- a) la data di effettivo inizio dell'intervento non è antecedente al 2018;
- b) la data prevista di completamento dell'intervento è compresa tra il 2019 e il 2024;
- c) il TR (Tempo di ritorno) ante-intervento è inferiore a 50 anni.

Il presente documento si riferisce esclusivamente all'intervento:

- Intervento ARE 2018 02 – CANALE-GOBBERA-LOZEN: Linee MT da Ronco Fosse a Passo Brocon, nella Valle del Lozen, negli abitati di Zortea, Valline e Mureri e presso la Centrale di San Silvestro (Figura 1)

L'intervento prevede l'interramento della linea aerea esistente, danneggiata in più punti a seguito della tempesta Vaia, in 3 lotti – 1) Ronco Fosse-Ronco Chiesa, 2) Ronco Chiesa-Loc. Piancavalli, 3) Loc. Piancavalli – Passo Brocon. Questa nuova linea interrata permetterà, in caso di necessità, di usufruire di un collegamento stabile da e per il Tesino/Valsugana. La linea aerea verrà successivamente smantellata. Vengono inoltre interrate varie linee aeree MT in occasione del rifacimento fognature e della posa della condotta forzata a servizio della nuova Centralina Lozen. Si prevede inoltre il collegamento MT Passo Gobbera – Prati Solan.

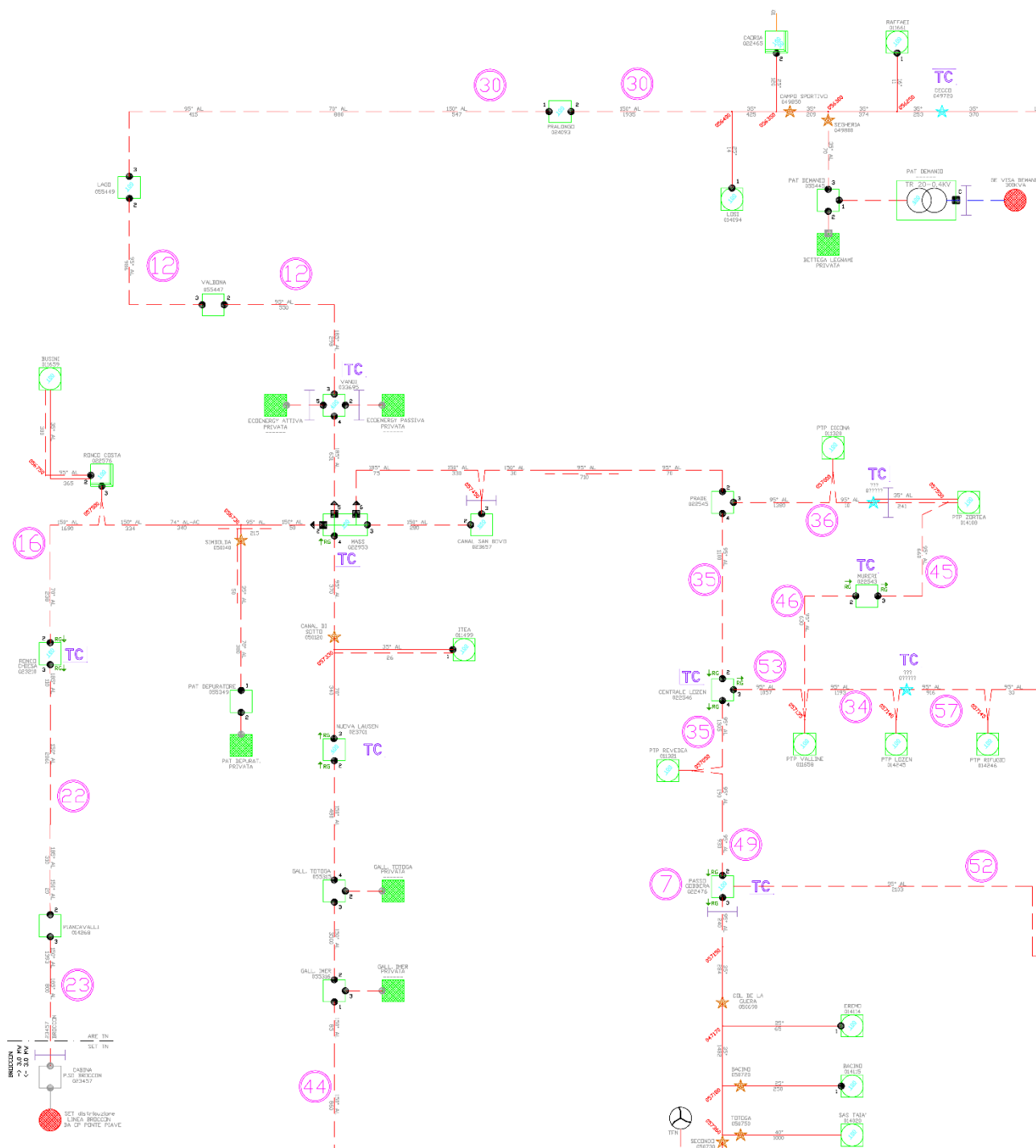


Figura 1. Unifilare dell'intervento ARE 2018 02 – CANALE-GOBBERA.

La Tabella 1 e la Tabella 2 riportano descrizione e caratteristiche puntuali degli interventi previsti.

 Azienda Reti Elettriche S.r.l.	Piano di resilienza 2021-2023 Intervento ARE_02_2018 Azienda Reti Elettriche S.r.l.	V5 giugno 2024
---	--	-------------------

Codice Univoco	Codice linea/e di distribuzione	N. schema	Descrizione Intervento
ARE_2018_02	CANALE - GOBBERA	12	Interramento linea MT Terrapieno - Canal
		30	Interramento linea MT Terrapieno - Caoria
		16	Interramento linea MT Ronco Costa - Ronco Chiesa
		22	Interramento linea MT Ronco Chiesa - Piancavalli
		23	Interramento linea MT Piancavalli - Brocon
		44	Interramento linee MT Canale da CP S.Silvestro a cabina Galleria Imer
		49	Interramento linea MT Gobbera - Revedea
		45	Interramento linea MT Zortea - Mureri
		46	Interramento linea MT Mureri - Valline
		35	Realizzazione Linea MT Cabina Prade - Cabina Centrale Lozen - PTP Revedea
		53	Realizzazione linea MT Centrale Lozen - PTP Valline
		36	Realizzazione linea MT Prade - Zortea
		52	Interramento linea MT Passo Gobbera - Solan
		34	Interramento linea MT PTP Valline - PTP Lozen
		57	Interramento linea MT PTP Lozen - PTP Rifugio

Tabella 1. Descrizione degli interventi di sviluppo e potenziamento.

Codice Univoco	Codice linea/e di distribuzione	Principale fattore critico di rischio	Tipologia Intervento prevalente	Ambito prevalente	N° clienti BT domestici	N° clienti BT non domestici	N° clienti MT	Km Intervento MT	Semestre inizio	Semestre fine
ARE_02_2018	CANALE - GOBBERA	Caduta piante	Sost. cond. nudi con cavo interrato	808B	1956	320	6	24,344	1° 2018	2° 2023

Tabella 2. Caratteristiche degli interventi correttivi.

Nel prosieguo del documento, dapprima è presentata la metodologia adottata ai fini del calcolo degli indicatori di resilienza (Capitolo 3). Successivamente, tale approccio è impiegato per valutare i punti di debolezza della rete e quantificare i benefici sugli indicatori conseguenti alla realizzazione degli interventi di sviluppo e potenziamento proposti (Capitolo 4). Come già introdotto, i fattori critici presi in esame sono la formazione di ghiaccio e neve e la caduta di alberi fuori fascia sulle linee elettriche aeree, dove il secondo dei due ha storicamente manifestato un'incidenza preponderante sull'accadimento di guasti sul territorio servito da ARE. Sulla base degli indicatori così calcolati nelle condizioni di rete antecedenti (2018) e posteriori alla realizzazione degli interventi (vedi Tabella 2), sono infine elaborate le analisi costi-benefici richieste dall'ARERA a corredo del Piano (Capitolo 5). In ultimo sono presentate le ulteriori azioni intraprese da ARE mirate al miglioramento della resilienza della rete (Capitolo 6).

3. Metodologia di analisi della resilienza del sistema elettrico

La metodologia adottata per valutare gli indicatori di resilienza rispetto ai fattori critici in esame è stata sviluppata in conformità alle Linee Guida di cui alla Det. DIEU n. 2/2017, che definiscono i principali elementi metodologici per l'individuazione e la valutazione di interventi per l'incremento della resilienza. Le prescrizioni fornite sono state integrate, ove necessario, con indicazioni condivise nei Tavoli di Lavoro attivati da ARERA sul tema e/o sulla base delle evidenze di esercizio della rete reale.

Nel dettaglio, la metodologia proposta mira ad individuare, per ogni Cabina Secondaria (CS) del sistema di distribuzione ARE, un indice di rischio di disalimentazione degli utenti sottesi per ciascuna causa (indice IR_{CS}), definito come:

$$IR_{CS} = \frac{N_{UD}}{T_{R\ CS}}$$

Dove:

- $T_{R\ CS}$ è il tempo di ritorno dell'evento considerato;
- N_{UD} è l'entità del danno, individuata come il numero di utenti in bassa tensione disalimentati.

Tale valutazione è sviluppata per ciascuna Cabina Secondaria e per ogni fattore critico (manicotti di ghiaccio/neve e caduta alberi). Gli indicatori così ottenuti per singolo fenomeno sono poi combinati, sempre a livello di CS, in indici di resilienza complessivi.

In particolare, il tempo di ritorno della Cabina Secondaria ($T_{R\ CS}$) è calcolato come combinazione dei tempi di ritorno dei singoli fattori di rischio (reciproco della somma dei tassi di interruzione) secondo l'equazione:

$$T_{R\ CS} = \frac{1}{\frac{1}{T_{R\ CS\ manicotti}} + \frac{1}{T_{R\ CS\ piante}}}$$

L'Indice di Rischio della Cabina Secondaria (IR_{CS}) è calcolato invece come somma degli indici di rischio per manicotti e caduta alberi fuori fascia:

$$IR_{CS} = \frac{N_{UD}}{T_{R\ CS\ manicotti}} + \frac{N_{UD}}{T_{R\ CS\ piante}}$$

Gli indici così ottenuti, eventualmente aggregati per linea MT e semisbarra di Cabina Primaria, consentono di individuare l'esistenza di problematiche sul sistema elettrico associate alla resilienza ($T_R < 50$ anni) e conseguentemente di prioritizzare gli interventi correttivi da introdurre in rete.

Con riferimento alle analisi svolte, il rischio di disalimentazione per guasti sulla rete Terna è assunto trascurabile, allo scopo di evidenziare le sole problematiche che emergono, e che come tali possono trovare soluzione, unicamente all'interno della rete di distribuzione. A riguardo, si rammenta che la rete di alta tensione è oggetto, ai sensi dell'art. 37 del TIQ.TRA, di analoghe valutazioni da parte di Terna. Per quanto appena detto, nel prosieguo dello studio, l'affidabilità di esercizio di ciascuna CS verrà valutata rispetto ai possibili percorsi di alimentazione verso le CP San Silvestro e Castelpietra (punti di confine con la rete Terna).

 Azienda Reti Elettriche S.r.l.	Piano di resilienza 2021-2023 Intervento ARE_02_2018 Azienda Reti Elettriche S.r.l.	V5 giugno 2024
---	--	-------------------

3.1. Fattore critico formazione di manicotti di ghiaccio e neve

La metodologia impiegata per la valutazione degli indici di resilienza rispetto al fenomeno di formazione dei manicotti di ghiaccio e neve è stata sviluppata seguendo le indicazioni all'Appendice 2 della Det. DIEU n. 2/2017.

Nel dettaglio, conformemente alle indicazioni delle Linee Guida, per il calcolo degli indici di rischio si è applicato il procedimento seguente.

- A. Ad ogni tratta di linea aerea in conduttore nudo del sistema elettrico, sulla base della tipologia del conduttore e della quota di installazione, è attribuito un valore atteso a 50 anni del carico risultante dall'accrescimento atteso del manicotto di ghiaccio e neve con spinta del vento sul conduttore.
- B. Per ognuna delle suddette tratte, in accordo all'equazione del cambiamento di stato della catenaria, è ricavato il tiro corrispondente all'evento di formazione del manicotto di ghiaccio e neve con tempo di ritorno 50 anni.
- C. Il tiro corrispondente all'evento di formazione del manicotto di ghiaccio e neve con tempo di ritorno 50 anni e il carico di rottura del conduttore sono impiegati, secondo le indicazioni della norma CEI EN 50341-1, per determinare il tempo di ritorno dell'evento di rottura.
- D. Per ogni Cabina Secondaria, sono individuati tutti i possibili percorsi di alimentazione verso un qualsiasi punto di alimentazione AT, assumendo i punti di sezionamento chiusi.
- E. Per ogni percorso di alimentazione è individuata la relativa tratta critica, ovvero la tratta con tempo di ritorno dell'evento di rottura minore.
- F. Tra tutti i percorsi di alimentazione è considerato quello avente il tempo di ritorno superiore, assumendo che, in tutti gli eventi meteorologici meno gravi di quelli che causano l'interruzione di tale percorso, almeno la direttrice di alimentazione in oggetto verso la CS sia sempre attiva. Il valore così ottenuto è il tempo di ritorno della Cabina Secondaria (parametro TR-cs di cui all'Appendice 2 della Det. DIEU n. 2/2017).
- G. L'indice di rischio di disalimentazione della Cabina Secondaria è calcolato come numero di utenti BT sottesi alla cabina diviso il tempo di ritorno (parametro IR_{CS}).

Sulla base della sequenza di operazioni di cui sopra, la prima fase della procedura di valutazione della resilienza (**punto A**) ha mirato a valutare il valore atteso a 50 anni del carico risultante del manicotto di ghiaccio e neve con spinta del vento sul conduttore (espresso in kg/m) per le linee aeree. Nel dettaglio, il carico risultante è stato ottenuto applicando la procedura descritta nella norma CEI 50341-2-13 e nelle Norme Tecniche per le Costruzioni (NTC, ed. 2018), come combinazione di due fattori: il peso del manicotto di ghiaccio e neve, e la forza agente sul conduttore per l'effetto del vento.

Lo spessore del manicotto di ghiaccio e neve con tempo di ritorno 50 anni è calcolato secondo le seguenti espressioni (par. IT.2 EN 50341-2-13), dove con a_s è intesa la quota s.l.m. Per altitudini superiori a 1500 m, a_s è posta pari a 1500 m.

Per il manicotto di ghiaccio:

$$\text{Ice density } \rho_i = 900 \text{ kg/m}^3$$

$$S_k = 0 \text{ mm} \quad \text{for } a_s \leq 600 \text{ m}$$

$$S_k = 18 + 16 (a_s - 600)/1000 \text{ mm} \quad \text{for } a_s > 600 \text{ m}$$

Per la neve:

Snow density $\rho_i = 500 \text{ kg/m}^3$

$S_k = 24 \text{ mm}$ for $a_s \leq 600 \text{ m}$

$S_k = 24 + 20 (a_s - 600)/1000 \text{ mm}$ for $a_s > 600 \text{ m}$.

Noto lo spessore di accrescimento del manicotto per ghiaccio e neve, e il relativo peso specifico (dato dalla norma), è quindi possibile calcolare la forza peso agente su un tratto unitario di conduttore con tempo di ritorno 50 anni.

In merito all'effetto della velocità del vento sulle linee, si procede seguendo la procedura prevista dalle norme, dove la pressione del vento Q_w è data dall'espressione (par. IT.7 norma EN 50341-2-13):

$$Q_w = q_b \cdot C_e \cdot G_c \cdot C_x \cdot A$$

Dove:

- q_b è la pressione cinetica di riferimento;
- C_e il coefficiente di esposizione;
- G_c è il fattore strutturale, definito al par. 4.4.1.2 della norma EN 50341-1 (vedi Tabella 4);
- C_x è coefficiente di resistenza aerodinamica, dipendente dalla forma dell'elemento considerato (pari a 1 per conduttori aerei, secondo quanto indicato nella EN 50341-2-13);
- A è l'area dell'elemento (conduttore e relativo manicotto di ghiaccio/neve) proiettato su un piano perpendicolare alla direzione del vento.

Nell'equazione precedente, la pressione cinetica di riferimento q_b (in N/m^2) è data dall'espressione:

$$q_b = \frac{1}{2} \rho v_b^2$$

Dove:

- v_b è la velocità di riferimento del vento (in m/s);
- ρ è la densità dell'aria assunta convenzionalmente costante e pari a $1,25 \text{ kg/m}^3$.

La velocità di riferimento v_b , ovvero il valore caratteristico della velocità del vento a 10 m dal suolo su un terreno di categoria di esposizione II (vedi Tab. 3.3.II), mediata su 10 minuti e riferita ad un periodo di ritorno di 50 anni è determinata come:

$$V_b = V_{b,0} \cdot C_a$$

Dove:

- $V_{b,0}$ è la velocità base di riferimento al livello del mare, assegnata nella Tabella 3 (Tab. 3.3.I NTC) in funzione della zona in cui sorge la linea;
- C_a è il coefficiente di altitudine fornito dalla relazione:

$$c_a = 1 \quad \text{per } a_s \leq a_0$$

$$c_a = 1 + k_s \left(\frac{a_s}{a_0} - 1 \right) \quad \text{per } a_0 < a_s \leq 1500 \text{ m}$$

I parametri utili al calcolo del coefficiente di altitudine si ricavano dalla seguente Tabella 3 (Tab. 3.3.I. delle NTC).

Tab. 3.3.I - Valori dei parametri $v_{b,0}$, a_0 , k_s

Zona	Descrizione	$v_{b,0}$ [m/s]	a_0 [m]	k_s
1	Valle d'Aosta, Piemonte, Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia (con l'eccezione della provincia di Trieste)	25	1000	0,40
2	Emilia Romagna	25	750	0,45
3	Toscana, Marche, Umbria, Lazio, Abruzzo, Molise, Puglia, Campania, Basilicata, Calabria (esclusa la provincia di Reggio Calabria)	27	500	0,37
4	Sicilia e provincia di Reggio Calabria	28	500	0,36
5	Sardegna (zona a oriente della retta congiungente Capo Teulada con l'Isola di Maddalena)	28	750	0,40
6	Sardegna (zona a occidente della retta congiungente Capo Teulada con l'Isola di Maddalena)	28	500	0,36
7	Liguria	28	1000	0,54
8	Provincia di Trieste	30	1500	0,50
9	Isole (con l'eccezione di Sicilia e Sardegna) e mare aperto	31	500	0,32

Tabella 3. Valore dei parametri $v_{b,0}$, a_0 , k_s

(Fonte: Tab. 3.3.I. Norme Tecniche per le Costruzioni ed. 2018)

Il coefficiente di esposizione C_e nell'espressione della pressione del vento Q_w dipende dall'altezza z sul suolo della linea, dalla topografia del terreno, e dalla categoria di esposizione del sito. In assenza di analisi specifiche che tengano in conto la direzione di provenienza del vento e l'effettiva scabrezza e topografia del terreno che circonda la costruzione, le NTC prevedono che esso possa essere definito attraverso le formule:

$$c_e(z) = k_r^2 c_t \ln(z/z_0) [7 + c_t \ln(z/z_0)] \quad \text{per } z \geq z_{\min}$$

$$c_e(z) = c_e(z_{\min}) \quad \text{per } z < z_{\min}$$

Dove:

- k_r , z_0 , $z_{\min}$ sono assegnati in accordo alla Tabella 4 (costruita a partire dalla Tab. 3.3.II delle NTC e dalle indicazioni al par. 4.4.1.2 della norma EN 50341-1) in funzione della categoria di esposizione del sito;
- c_t è il coefficiente di topografia (preso di valore unitario, come da indicazioni delle NTC).

Ai fini delle equazioni precedente, nello studio si è assunta un'altezza media delle linee dal suolo di 10 m.

Assumendo una classe di rugosità del terreno pari a "C" (terreno con presenza di ostacoli diffusi), si applicano le categorie di esposizione III per quote inferiori ai 500 m e IV per quote superiori (Figura 2), i cui parametri sono riportati alla Tabella 4.

Categoria di esposizione del sito	k_r	Z_0 [m]	Z_{min} [m]	G_c
III	0.20	0.10	5	0.55
IV	0.22	0.30	8	0.47

Tabella 4. Parametri per la definizione dei coefficienti di esposizione e resistenza aerodinamica.

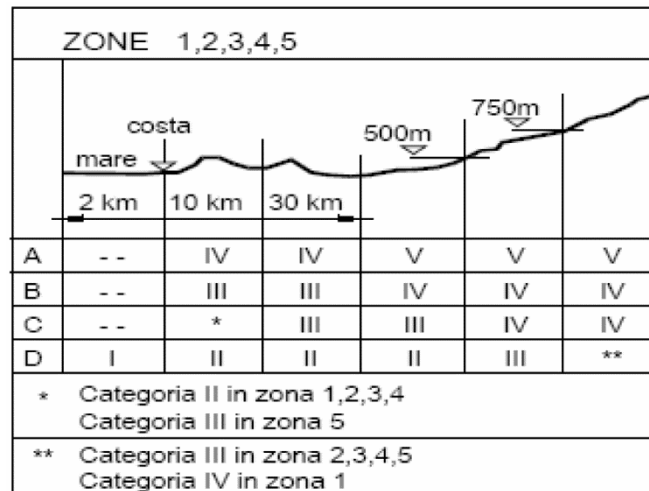


Figura 2. Definizione delle categorie di esposizione
(Fig. 3.3.2 - Norme Tecniche per le Costruzioni ed. 2018)

Noto il carico dovuto al peso del manicotto di ghiaccio e neve (perpendicolare al terreno), e l'azione del vento sul conduttore (trasversale), le due forze sono infine combinate a dare il carico risultante su una tratta unitaria di conduttore.

Il tiro corrispondente all'evento di formazione del manicotto di ghiaccio e neve con tempo di ritorno 50 anni (**punto B** della procedura) è quindi stato ricavato attraverso l'equazione del cambiamento di stato della catenaria (dove l'incognita è rappresentata dal parametro T'_M):

$$\frac{1}{24} \left[\left(\frac{p'a}{T'_M} \right)^2 - \left(\frac{pa}{T_M} \right)^2 \right] - \frac{1}{ES} (T'_M - T_M) - \alpha(\theta' - \theta) = 0$$

nella quale:

T'_M = tiro medio incognito nella condizione finale o derivata (kg)

T_M = tiro medio noto nella condizione iniziale o base (kg)

P' = carico risultante per unità di lunghezza nella condizione finale (kg/m)

P = carico risultante per unità di lunghezza nella condizione iniziale (kg/m)

E = modulo di elasticità (kg/mm²)

S = sezione del conduttore (mm²)

a = lunghezza della campata (m)

α = coefficiente di dilatazione termica lineare (1/°C)

θ' = temperatura nella condizione finale (°C)

θ = temperatura nella condizione iniziale (°C)

Per i parametri costruttivi e di posa delle linee richiesti dall'equazione si sono adottati i valori ottenuti mediante datasheet e dati di letteratura riportati alla Tabella 5 successiva. Per ipotesi si è assunta per le campate delle linee una lunghezza convenzionale compresa, a seconda dei casi, tra 80 e 200 m e una temperatura di posa di 15°C. Per la tesatura dei conduttori si sono applicate le prescrizioni della Zona B prevista dalla norma Legge 28 giugno 1986, n. 339. La temperatura finale in presenza di manicotto è stata assunta pari a -2°C.

Tipologia di conduttore	Sezione [mm ²]	Carico di rottura [kg]	Modulo di elasticità [kg/mm ²]	Massa teorica [kg/m]	Coefficiente di dilatazione [1/°C]	Tiro [kg]
Rame	16	635	13000	0.1414	16.8·10 ⁶	55.0
	25	1028	10000	0.2283	17·10 ⁶	86.0
	35	1426	10000	0.3166	17·10 ⁶	140.0
	40	1629	10000	0.3618	17·10 ⁶	160.0
	50	2036	10000	0.4523	17·10 ⁶	261.4
	70	2734	10000	0.6258	17·10 ⁶	366.0
Alluminio	150	2441	7100	0.4070	24·10 ⁶	304.3
Alluminio-acciaio	74	2362	7700	0.2601	18.9·10 ⁶	233.3
	105	3350	7700	0.3613	18.9·10 ⁶	331.1
	150	4787	7700	0.5162	18.9·10 ⁶	473.0

Tabella 5. Parametri tecnici e di posa delle tipologie di conduttori considerati.

Il tempo di ritorno dell'evento di rottura sulla singola tratta di conduttore aereo (**punto C**) è stato quindi ricavato applicando la metodologia di cui all'Allegato B e all'Allegato D della norma CEI EN 50341-1, assumendo un numero di anni di osservazione del fenomeno pari a 29 (osservazioni relative al periodo 1985-2013) e un coefficiente di variazione (parametro v_i) pari a 0,7 (Tabella B.3 della norma).

Successivamente, il sistema di distribuzione è stato oggetto di una analisi topologica (**punto D**), atta ad individuare per ogni Cabina Secondaria ogni possibile percorso di alimentazione verso una qualsiasi interfaccia AT. Per tale finalità, si sono assunti tutti i punti di sezionamento sulla rete MT chiusi, ovvero la rete è stata modellizzata all'interno del software di calcolo come un sistema magliato.

In via precauzionale, non si sono considerati i punti interconnessione con aziende di distribuzione confinanti, ciò in ragione della non perfetta conoscenza di tali infrastrutture di rete (es. tempi di ritorno in caso di eventi meteorologici estremi) e delle relative pratiche di esercizio in essere.

Per ogni percorso di alimentazione individuato dall'algoritmo, si è quindi selezionata la tratta critica (**punto E**), ovvero la tratta avente maggiore probabilità di rottura del conduttore: il tempo di ritorno di tale tratta è assunto quale tempo di ritorno della tratta complessiva (ovvero, in caso di evento meteorologico rilevante, si presuppone che la tratta critica sia l'elemento che pregiudichi per primo il funzionamento dell'intero percorso di alimentazione della CS).

Il tempo di ritorno di una data CS (parametro T_{RCS}) è preso pari al tempo di ritorno del percorso che, tra tutti quelli disponibili, risulta superiore (**punto F**). Tale percorso, avendo la maggiore resilienza rispetto ai fenomeni meteorologici considerati, è infatti quello che più di ogni altro assicura la continuità del servizio degli utenti BT sottesi alla CS. Al tempo di ritorno così ottenuto è quindi applicata (**punto G**) l'espressione di calcolo dell'indice di rischio di disalimentazione della Cabina Secondaria (IR_{CS}).

3.2. Fattore critico caduta alberi fuori fascia

L'approccio all'analisi del fattore critico "caduta alberi fuori fascia" sulle linee elettriche è stato sviluppato coerentemente alle indicazioni fornite nella Det. DIEU n. 2/2017. In assenza di indicazioni specifiche, si è cercato inoltre, ove possibile, di adottare modalità di valutazione del fenomeno omogenee a quelle impiegate dalle altre aziende distributrici sul territorio nazionale aventi problematiche similari.

In analogia a quanto effettuato per i manicotti di ghiaccio e neve, anche per la caduta alberi fuori fascia la procedura mira a calcolare degli indici di rischio per la singola Cabina Secondaria, dapprima valutando il rischio di guasto sulla singola tratta di linea, e successivamente componendo i tassi di guasto tramite analisi topologica a livello di percorso di alimentazione verso le Cabine Primarie. In particolare:

- A. In funzione delle condizioni di posa (lunghezza, quota, posa in area boschiva), ad ogni tratta di linea aerea in conduttore nudo del sistema elettrico è attribuito un tempo di ritorno dell'evento di rottura, definito sulla base di analisi storiche degli eventi di guasto che hanno interessato la rete rispetto al fenomeno in esame.
- B. Per ogni Cabina Secondaria, sono individuati tutti i possibili percorsi di alimentazione verso un qualsiasi punto di alimentazione AT, assumendo i punti di sezionamento chiusi.
- C. Per ogni percorso di alimentazione è individuato il tempo di ritorno totale dell'evento di guasto, ottenuto come composizione dei tempi di ritorno delle singole tratte.
- D. Tra tutti i percorsi di alimentazione possibili di una CS è considerato quello avente il tempo di ritorno superiore (migliore affidabilità).
- E. L'indice di rischio di disalimentazione della Cabina Secondaria è calcolato come numero di utenti BT sottesi alla cabina diviso il tempo di ritorno (parametro IR_{CS}).

Il rischio di guasto per caduta alberi fuori fascia per ciascuna tratta di linea elettrica aerea è definito (**punto A**) conformemente ai tempi di ritorno chilometrici (T_{R_km}) resi disponibili sui Tavoli di Lavoro dedicati alla resilienza dalle altre aziende di distribuzione che hanno manifestato problematiche in relazione al medesimo fattore critico (Tabella 6).

Fascia altimetrica	Tempo di ritorno [anni · km]
$h < 350$ m	91,43
$350 \leq h < 650$ m	91,43
$650 \leq h < 1300$ m	12,03
$h \geq 1300$ m	44,80

Tabella 6. Tempo di ritorno chilometrico in condizioni di emergenza per caduta alberi.

Noto il parametro T_{R_km} e la percorrenza all'interno di aree boschive (L_{ab}), ad ogni linea aerea MT in conduttori nudi è stato quindi attribuito un tempo di ritorno T_R definito come:

$$T_R = \frac{T_{R_km}}{L_{ab}}$$

 Azienda Reti Elettriche S.r.l.	Piano di resilienza 2021-2023 Intervento ARE_02_2018 Azienda Reti Elettriche S.r.l.	V5 giugno 2024
---	--	-------------------

In seguito (**punto B**), si è svolta una analisi della rete MT, del tutto analoga per ipotesi e modalità di svolgimento a quanto effettuato al punto D dello studio dei manicotti di ghiaccio e neve. Anche in questo caso lo studio ha mirato ad individuare, a partire da ciascuna Cabina Secondaria, ogni possibile percorso di alimentazione verso l'interfaccia AT in assetto di rete magliata.

Per ciascun percorso di alimentazione individuato si è quindi proceduto (**punto C**) a calcolarne il tempo di ritorno complessivo:

$$T_{R\text{ percorso}} = \frac{1}{\sum_i \frac{1}{T_{R,i}}}$$

Dove $T_{R,i}$ è il tempo di ritorno della i-esima tratta in serie lungo il percorso.

Tra tutti i percorsi disponibili per alimentare una data CS è preso quello con tempo di ritorno superiore (**punto D**), assumendo che, essendo questo il percorso con affidabilità maggiore, durante un evento meteorologico estremo l'alimentazione della Cabina Secondaria sia garantita fintanto che il percorso in esame risulta operativo. Analogamente a quanto impostato per i manicotti di ghiaccio e neve, anche in questo caso il tempo di ritorno così ottenuto è il tempo di ritorno della CS.

 Azienda Reti Elettriche S.r.l.	Piano di resilienza 2021-2023 Intervento ARE_02_2018 Azienda Reti Elettriche S.r.l.	V5 giugno 2024
---	--	-------------------

4. Valutazione degli indici di resilienza del sistema elettrico

Anche se il presente documento si riferisce alla porzione di rete della Valle del Vanoi, le analisi sviluppate e presentate nel seguito riguardano la valutazione della resilienza del complessivo sistema elettrico MT di ARE e, in particolare, mirano a quantificare il rischio di disalimentazione di ciascuna Cabina Secondaria a seguito di guasti dovuti alla formazione di manicotti di neve e ghiaccio, piuttosto che alla caduta di alberi fuori fascia, sulle linee elettriche aeree.

Nel seguito, si rappresentano due scenari di rete che costituiscono il punto di partenza per le successive analisi costi-benefici:

- scenario ante-intervento, risalente al 2018, in cui è analizzata la rete elettrica nell'assetto antecedente alla realizzazione degli interventi di sviluppo e potenziamento proposti nel Piano;
- scenario post-intervento, collocabile nel futuro orientativamente a fine 2023, nel quale si assumono in campo la totalità degli interventi a Piano.

Nel verso di meglio evidenziare i fattori alla base degli indici di rischio presentati nel seguito del Piano, si porta all'attenzione il fatto che il territorio servito da ARE presenta caratteristiche di forte peculiarità, in ragione dell'ambito interamente montano in cui si sviluppa (Figura 3). La rete si estende principalmente lungo la Valle di Primiero (o Valle del Cismon), la Valle del Vanoi e la Valle del Mis ed alimenta i diversi centri urbani della zona, tutti caratterizzati da una spiccata connotazione turistica.

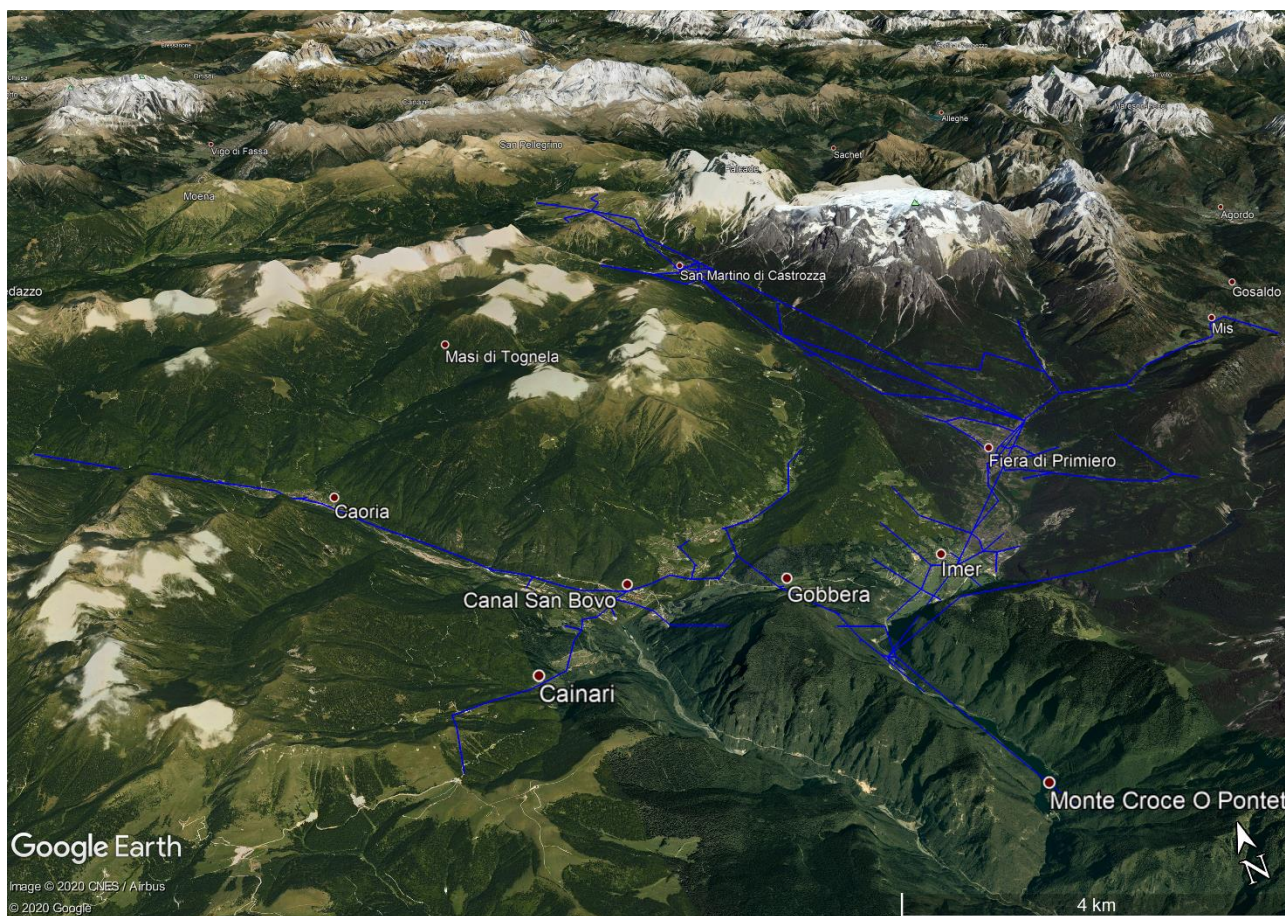


Figura 3. Rappresentazione cartografica della rete MT Azienda Reti Elettriche – anno 2018.

Conseguentemente, a causa dei vincoli paesaggistici e correlati all'orografia del territorio, il grado di magliatura della rete lungo le vallate risulta spesso molto limitato. Infine, proprio in ragione del diffuso turismo sul territorio, anche a quote relativamente elevate (1500-2000 m slm) si incontrano agglomerati urbani di dimensioni non trascurabili (parte alta di San Martino di Castrozza e Passo Rolle) facenti parte del Comune di primiero San Martino di Castrozza che, contando più di 5.000 abitanti, è interessato da un ambito territoriale di Media Concentrazione (808M).

Il sistema elettrico in media tensione nell'assetto ante-intervento (2018) è mostrato nella successiva Figura 4, con indicazione delle tipologie di linea elettrica installate (conduttore nudo, cavo aereo o cavo interrato). A conferma di quanto detto sopra, l'impiego di cavo è limitato essenzialmente alla rete lungo la Valle Primiero e la Valle del Mis. Lungo le valli periferiche, viceversa, le dorsali di alimentazione sono state storicamente realizzate all'interno delle aree boschive con linee aeree in conduttore nudo. Come si potrà evincere dalle analisi che seguono, ciò ha un notevole impatto sull'affidabilità dell'alimentazione di località quali ad esempio Canal San Bovo e San Martino di Castrozza, che, pur avendo all'interno della cerchia urbana una rete realizzata in cavo, sono alimentati in antenna su dorsali in cavo nudo.

Gli interventi messi a Piano da ARE mirano a risolvere in primis tali criticità strutturali della rete (Figura 5), prevedendo l'interramento delle dorsali aeree verso le CS più densamente popolate. Inoltre, si è cercato di risolvere altre situazioni che, pur impattando su un numero più ridotto di utenti, sulla base della storia passata risultavano essere particolarmente soggette a guasti prolungati.

Il profilo altimetrico della rete è strettamente correlato alla realtà su cui questa si sviluppa (Figura 6). A partire dalla CP San Silvestro, posta ad una quota di circa 550 m slm nel comune di Imer, la rete si eleva ai 2000 m del Passo Rolle. San Martino di Castrozza è il principale centro urbano sopra i 1000 m (1487 m slm).

Nelle figure citate la scala colorimetrica è impiegata per rappresentare il numero di utenti BT sotteso alle varie Cabine Secondarie. Nel sistema elettrico ARE sono presenti 166 cabine MT/BT a cui risulta sotteso almeno un utente alimentato in bassa tensione. Di queste, le CS aventi un numero di utenti superiore a 200 e 300 sono rispettivamente 19 (13,01%) e 8 (5,48% del totale). Le Cabine Secondarie più popolate si trovano nei principali centri abitati: Fiera di Primiero, Mezzano, San Martino di Castrozza e Canal San Bovo.

Nel seguito si riportano gli esiti delle valutazioni effettuate sugli indici di resilienza (tempi di ritorno e indici di rischio) della rete MT negli scenari ante e post-intervento. Dapprima sono presentati i risultati per singolo fattore critico, successivamente, gli stessi sono combinati a dare degli indici di rischio di resilienza globali della rete elettrica.

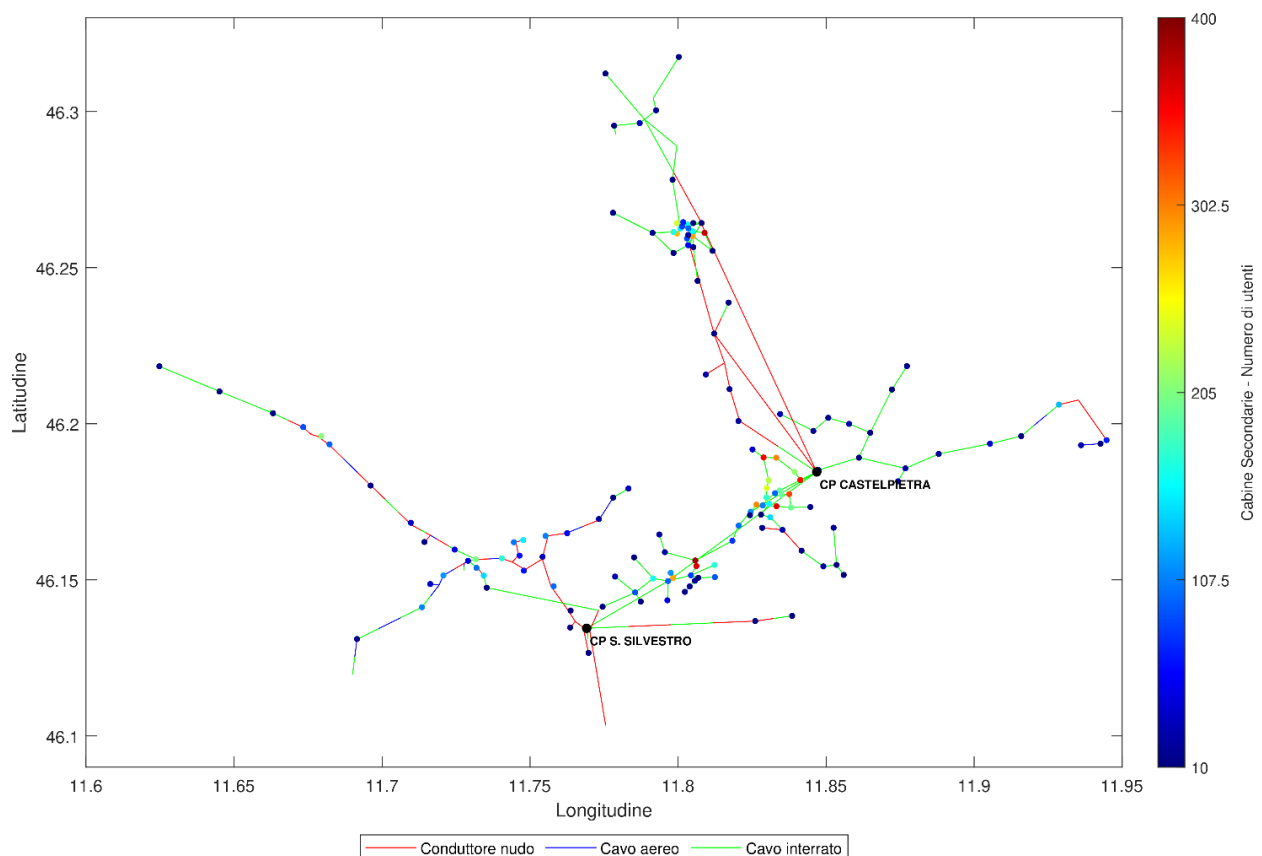


Figura 4. Numero di utenti per cabina secondaria e tipologie di conduttore – Scenario ante-intervento.

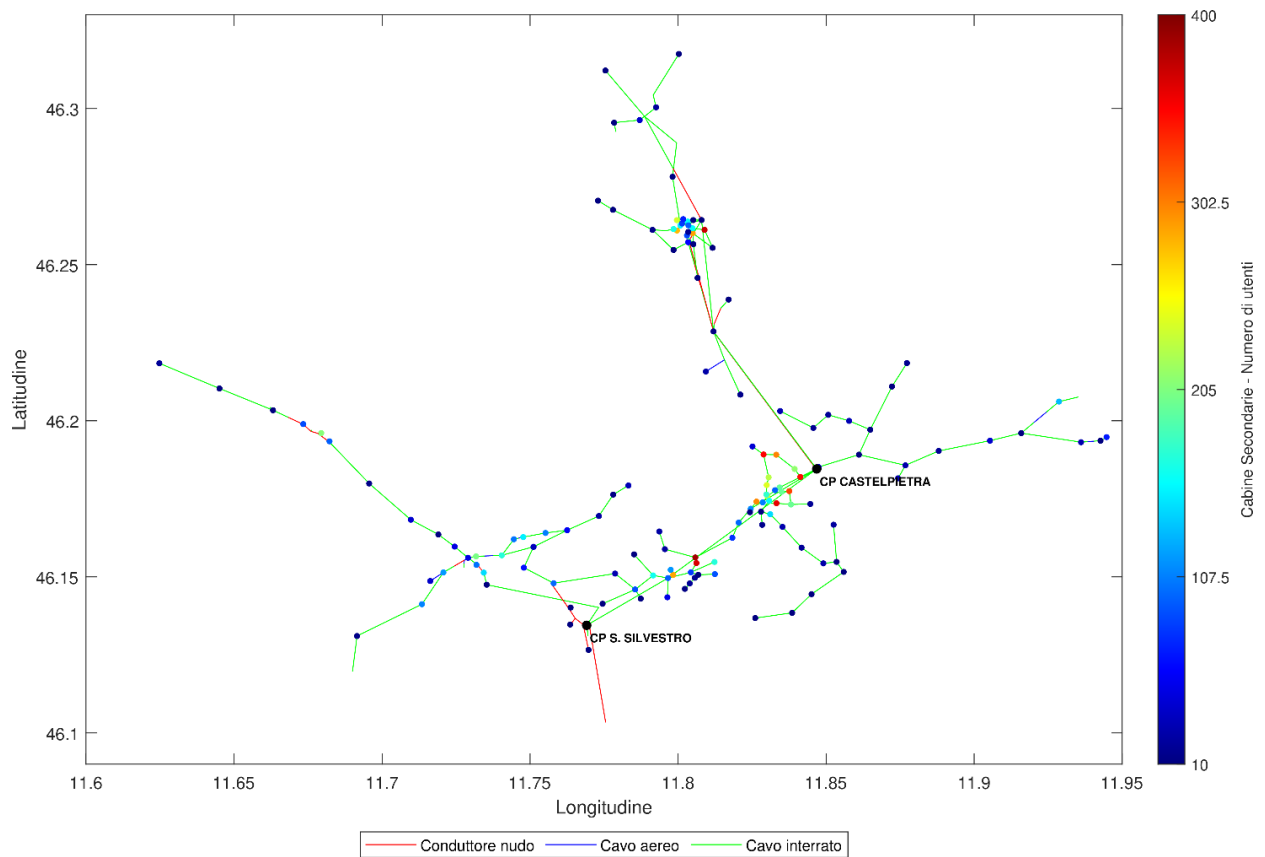


Figura 5. Numero di utenti per cabina secondaria e tipologie di conduttore – Scenario post-intervento.

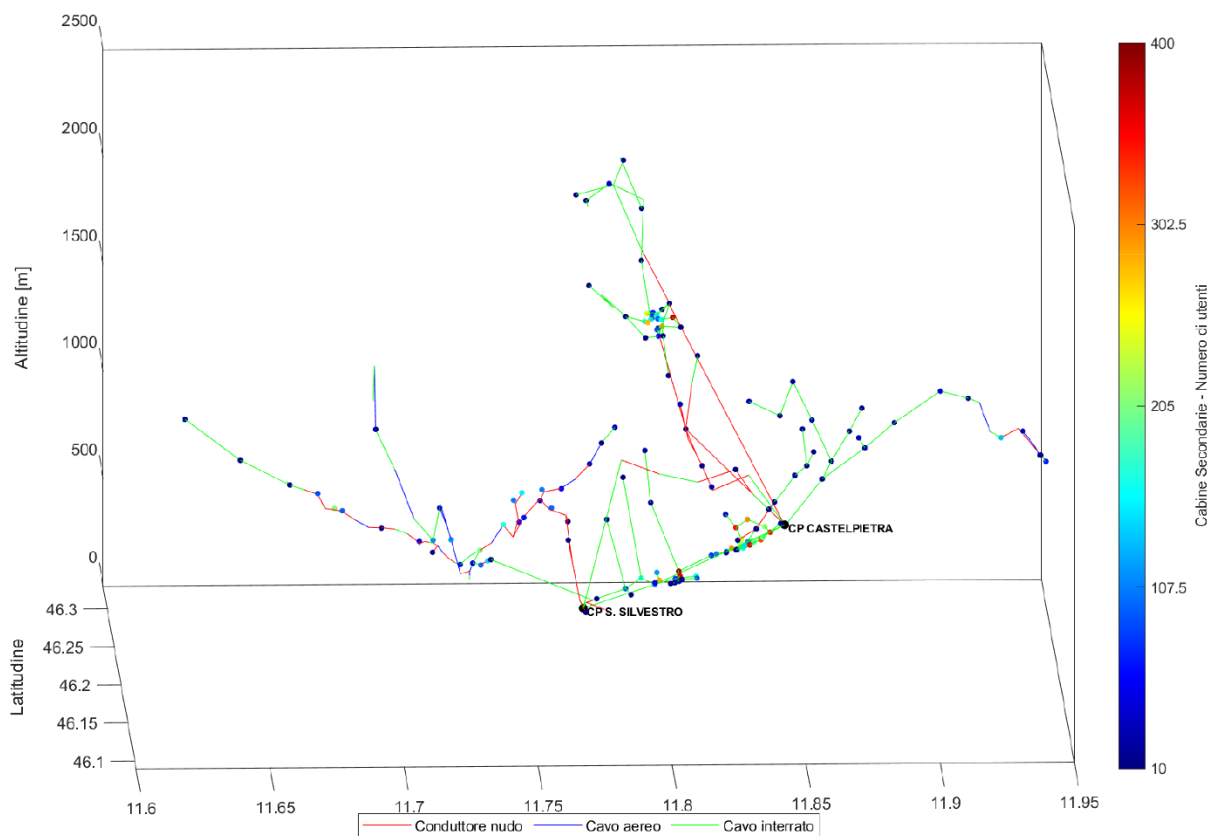


Figura 6. Profilo altimetrico della rete – anno 2018.

4.1. Fattore critico formazione di manicotti di ghiaccio e neve

Si valutano in prima istanza gli indicatori di resilienza correlati al fenomeno di formazione dei manicotti di ghiaccio e neve. Nella Figura 7 è riportata la distribuzione delle tratte di linea in conduttore nudo, negli scenari ante e post-intervento, in funzione del tempo di ritorno calcolato per il fattore critico in esame. Ai tempi di ritorno inferiori corrisponde la peggiore affidabilità. L'analisi è impostata secondo quanto riportato alla sezione 3.1 del documento.

Ad avere effetto sul tempo di ritorno sono le caratteristiche meccaniche del conduttore (in primis, la sezione) e la quota di posa della linea: a linee di sezione (resistenza meccanica) maggiore posate a quote inferiori corrispondono tempi di ritorno superiori (minore probabilità di rottura a pari condizioni esterne).

Nella figura relativa allo scenario ante-intervento (sinistra) compaiono meno tratte in conduttore nudo aereo rispetto allo scenario post-intervento (destra) proprio in ragione dei lavori di interrimento di linee prospettati nel Piano.

Nello scenario ante-intervento 25 tratte (circa il 34% del totale) hanno tempo di ritorno inferiore a 50 anni, ad indicare possibili problematiche rispetto alla formazione di manicotti di ghiaccio/neve. Nello scenario post-intervento le tratte in conduttore nudo sono ridotte di circa il 66% (passando da 73 a 25); delle rimanenti, solo 3 presentano un tempo di ritorno inferiore ai 50 anni.

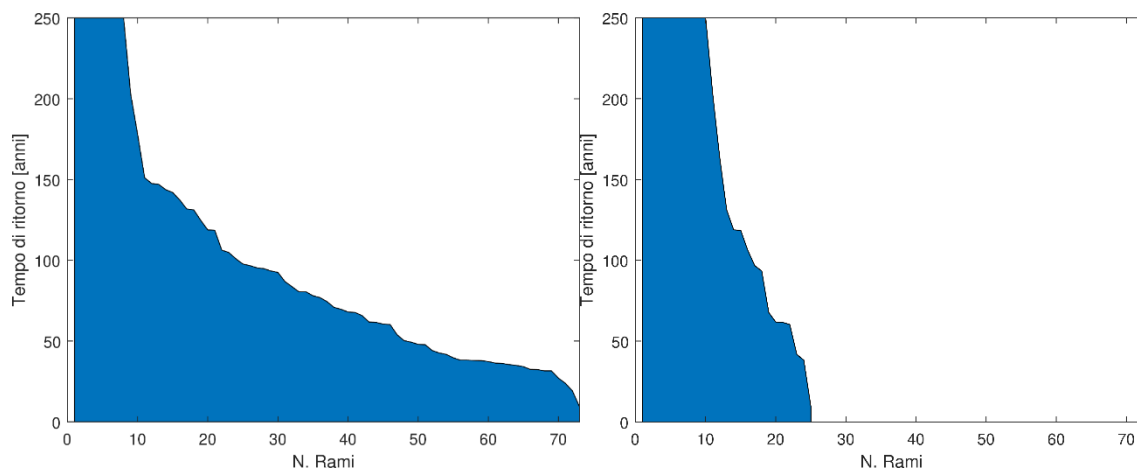


Figura 7. Distribuzione dei tempi di ritorno delle tratte di linea in conduttore nudo per i manicotti di ghiaccio e neve ante (sinistra) e post (destra) intervento.

La Figura 8 riporta la distribuzione dei tempi di ritorno delle Cabine Secondarie, saturando per leggibilità i tempi di ritorno più elevati a 250 anni. Nello scenario ante-intervento, circa l'85% delle CS presentano tempi di ritorno superiori a 50 anni: nella maggior parte dei casi si tratta di cabine alimentate da linee in cavo (nel grafico sono quelle coi tempi di 250 anni), talvolta sono CS sottese a linee aeree di sezione elevata. Tale percentuale cresce nello scenario post-intervento a quasi il 99%, come conseguenza dell'ampia cavizzazione, confermando l'efficacia degli investimenti introdotti in rete nel sanare la problematica.

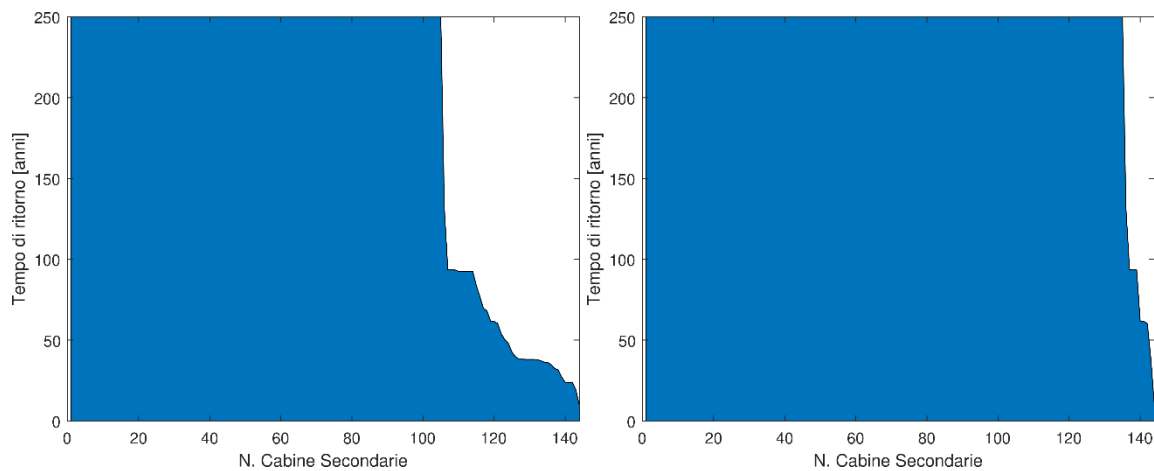


Figura 8. Distribuzione dei tempi di ritorno delle Cabine Secondarie per i manicotti di ghiaccio e neve ante (sinistra) e post (destra) intervento (per maggiore leggibilità del grafico, i tempi di ritorno sono stati saturati a 250 anni).

La Figura 9 e la Figura 10 mostrano le linee elettriche e le CS distribuite sul territorio colorate in funzione dei propri tempi di ritorno, rispettivamente per gli scenari ante e post intervento. Nel primo caso, si osserva che le CS che presentano i tempi di ritorno inferiori sono localizzate nelle vallate secondarie (valle del Lozen, Val Noana) oppure in località minori (Sagron). In alcuni casi, lo scarso tempo di ritorno è dovuto alla ridotta sezione delle derivazioni aeree dalla dorsale principale.

Si noti nuovamente come gli interventi proposti vadano a risolvere le principali criticità presenti storicamente sulla rete: l'intervento sui feeder CANALE – GOBBERA (ARE_02_2018) rimuove le problematiche nell'area di Canal San Bovo e nella valle del Lozen.

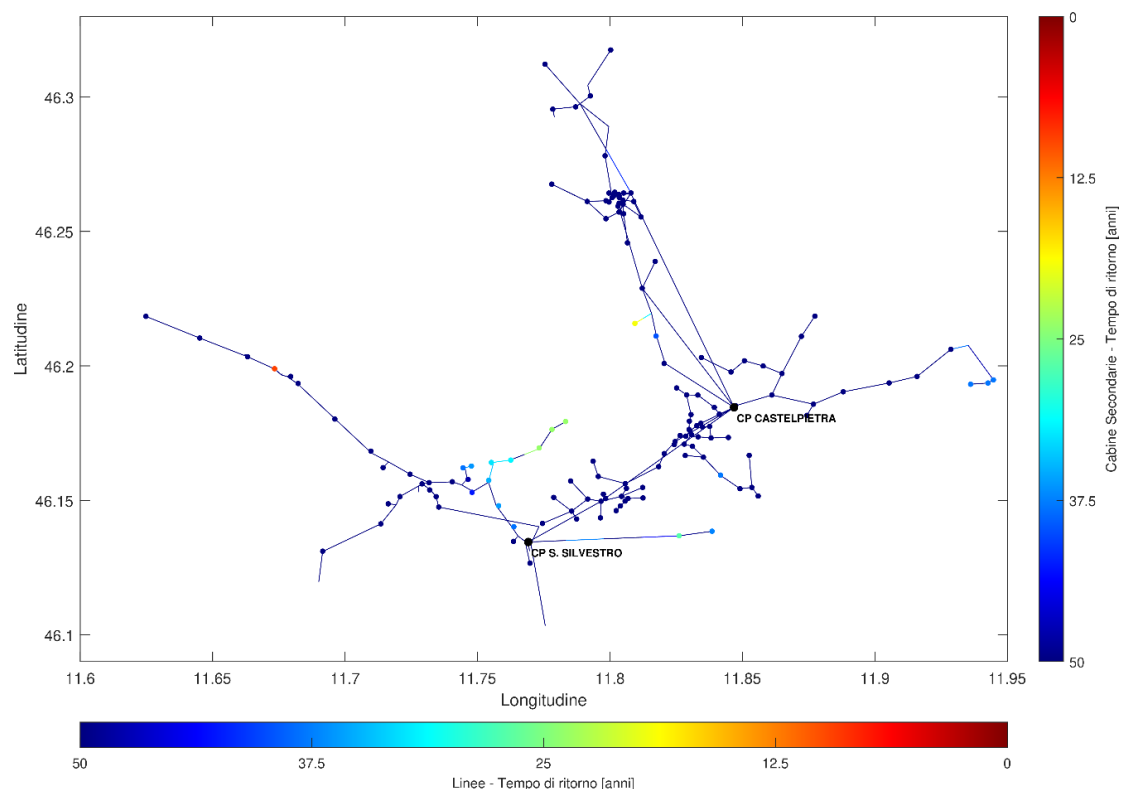


Figura 9. Tempi di ritorno delle linee elettriche e delle Cabine Secondarie per i manicotti di ghiaccio e neve – Scenario ante-intervento.

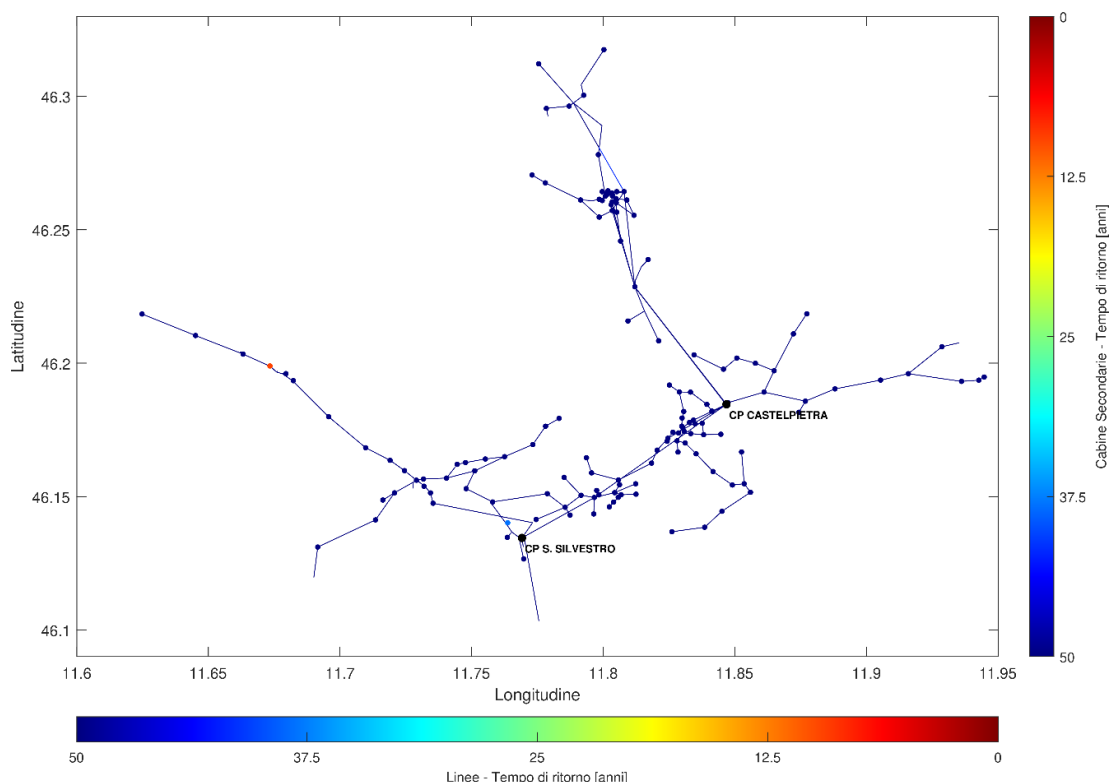


Figura 10. Tempi di ritorno delle linee elettriche e delle Cabine Secondarie per i manicotti di ghiaccio e neve – Scenario post-intervento.

In Figura 11 si riporta infine la distribuzione degli indici di rischio di Cabina Secondaria (IR_{CS}), ordinando le CS dall'indice di rischio più alto, a sinistra, a quello più basso, a destra, mentre le Figura 12 e Figura 13 mostrano, con scala colorimetrica, gli indici di rischio sul territorio negli scenari ante e post-intervento. Essendo il parametro IR_{CS} definito come rapporto tra il numero di utenti e i tempi di ritorno individuati, le aree maggiormente critiche sono quelle densamente popolate ma raggiunte da linee elettriche con affidabilità relativamente modesta. In generale, quindi, aree apparentemente critiche in relazione ai tempi di ritorno delle CS, ma con scarso numero di utenti, non ricadono tra le aree di intervento prioritarie; viceversa, aree apparentemente meglio servite potrebbero manifestare priorità di intervento elevati in ragione del numero consistente di utenti BT sottesi.

L'entità degli indici di rischio calcolati mette in luce come l'incidenza del fenomeno di formazione dei manicotti di ghiaccio e neve già prima dell'introduzione degli interventi fosse piuttosto modesta (fatto che risulterà ancor più evidente una volta rapportati gli indici IR_{CS} dei manicotti con gli analoghi indicatori ottenuti per il fenomeno della caduta alberi fuori fascia). Ciò è dovuto alle caratteristiche delle dorsali aeree che alimentano le località principali (es. San Martino di Castrozza), che proprio a causa del carico rilevante che si trovano ad alimentare, sono state realizzate con conduttore di sezione elevata (doppia terna 150 mmq) in grado quindi di sostenere la maggior parte delle sollecitazioni introdotte dall'eventuale accumulo di ghiaccio e neve. Dove sulla rete è impiegato conduttore di sezione minore e quindi la probabilità di rottura aumenta, il numero di utenti alimentati è pure minore (es. valle del Lozen, Val Noana, Sagron); questo contribuisce a mantenere gli indici di rischio a valori modesti.

A seguito degli interventi oggetto del Piano, permangono alcune situazioni di rischio, ma comunque molto limitate e gestibili in futuro attraverso interventi puntuali.

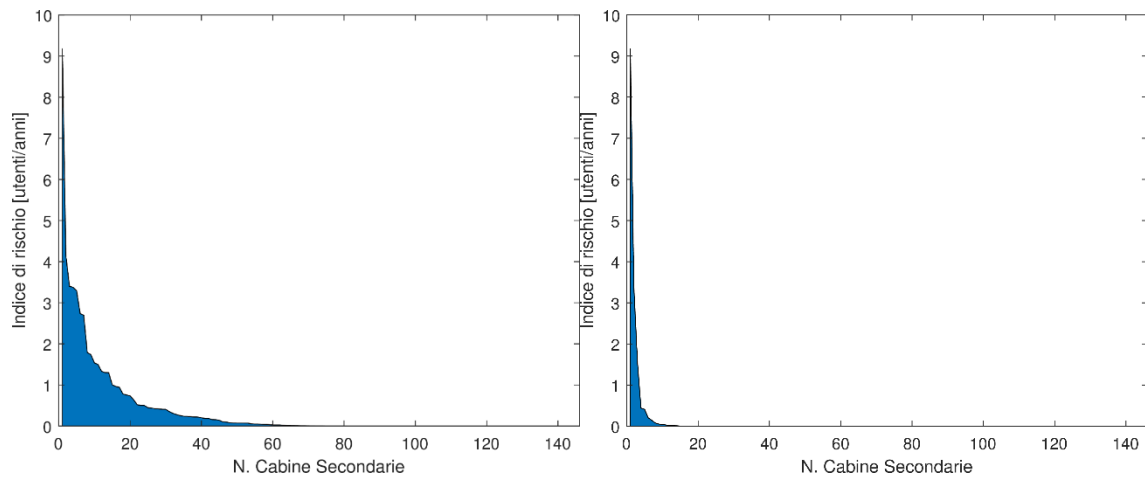


Figura 11. Distribuzione degli indici di rischio delle Cabine Secondarie per i manicotti di ghiaccio e neve ante (sinistra) e post (destra) intervento.

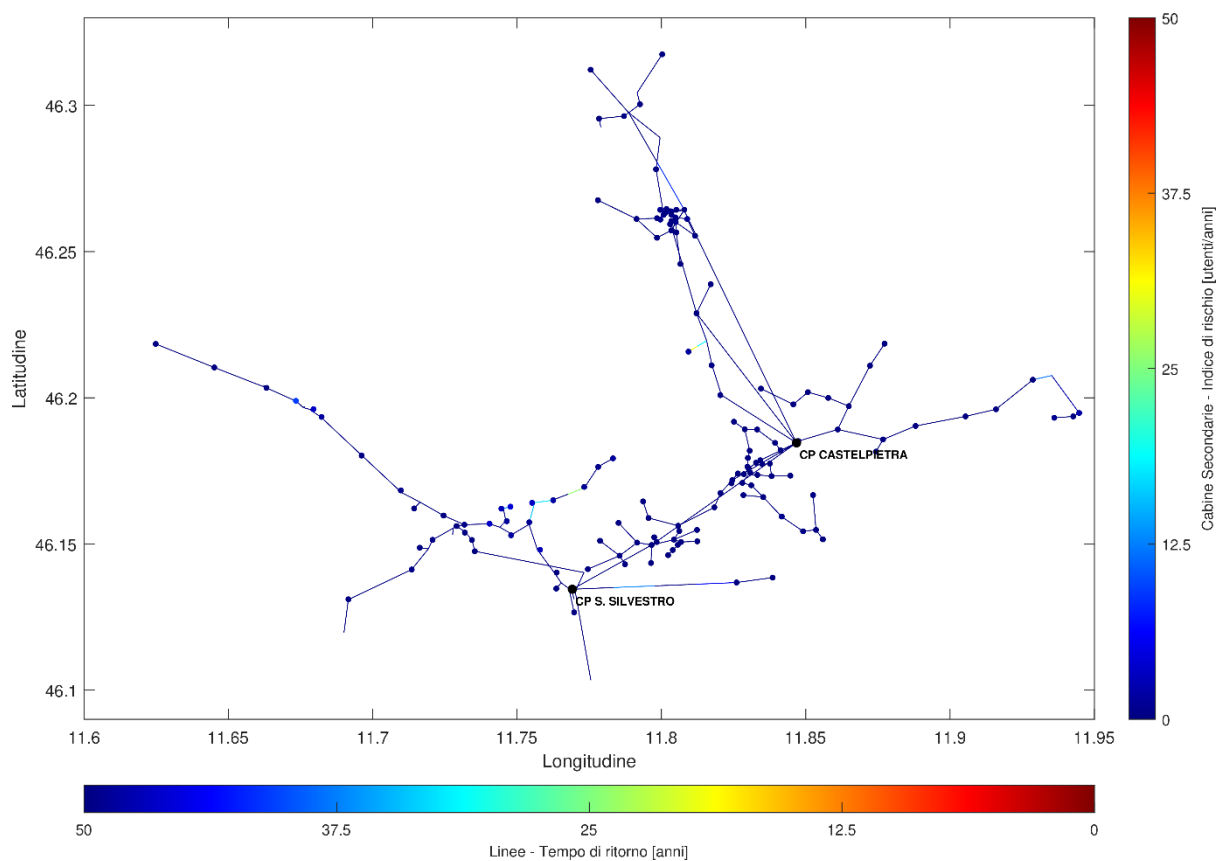


Figura 12. Indici di rischio delle Cabine Secondarie per i manicotti di ghiaccio e neve – Scenario ante-intervento.

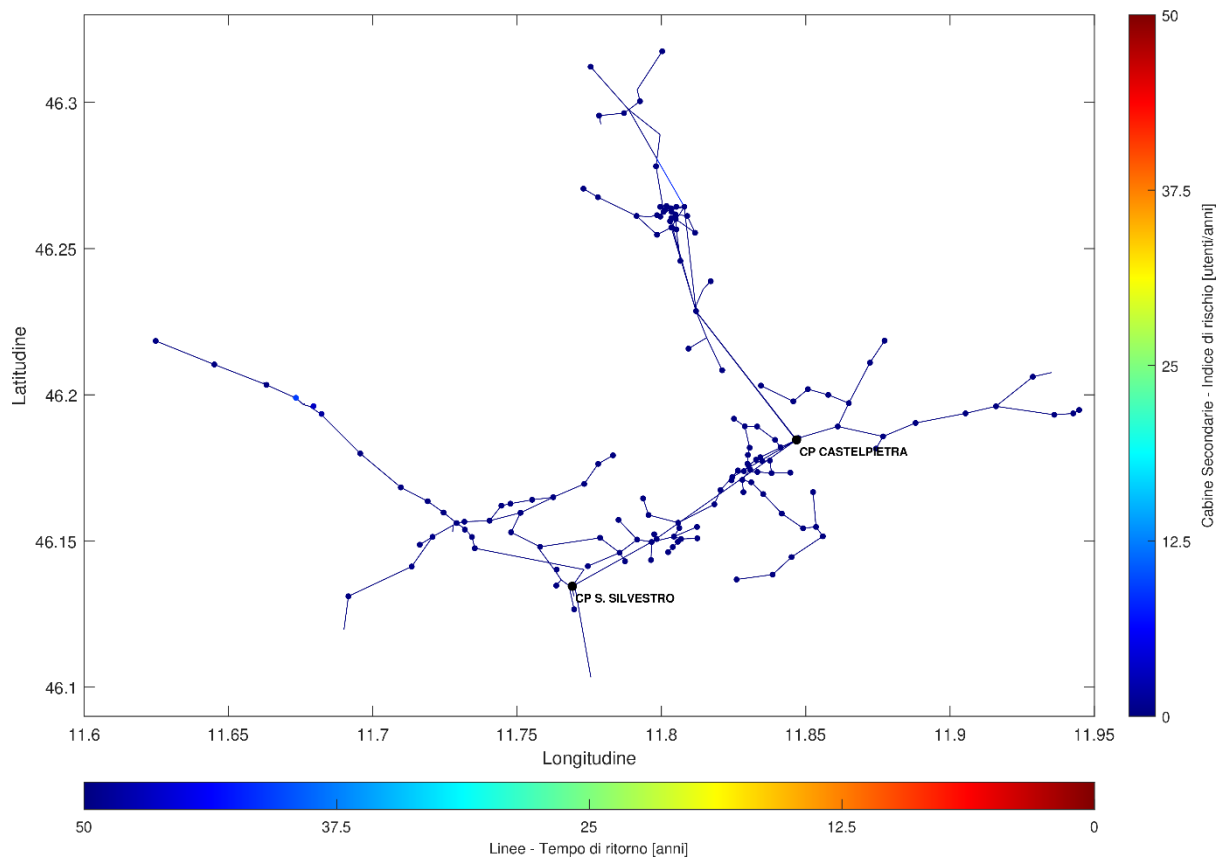


Figura 13. Indici di rischio delle Cabine Secondarie per i manicotti di ghiaccio e neve – Scenario post-intervento.

4.2. Fattore critico caduta alberi fuori fascia

Al fine di valutare il rischio associato al fattore critico caduta alberi fuori fascia, si è stimato che tutte le linee in conduttore nudo della rete MT abbiano una percorrenza del 95% della propria lunghezza in area boschiva. Tale assunzione è ritenuta coerente, se non conservativa, rispetto alla realtà del territorio servito da ARE caratterizzato da zone boschive molto estese ed in espansione a causa dell'abbandono dell'agricoltura di montagna.

In funzione della lunghezza e dell'altitudine di posa, seguendo la procedura di cui al punto A della sezione 3.2, ad ogni tratta si è proceduto ad assegnare un tempo di ritorno dell'evento di guasto correlato al fenomeno della caduta alberi.

Con approccio analogo a quello adottato per i manicotti di ghiaccio e neve, in Figura 14 è riportata la distribuzione delle tratte di linea MT in conduttore nudo ordinate rispetto al tempo di ritorno per il fattore critico. Per una migliore leggibilità del grafico, i tempi sono saturati al valore massimo di 250 anni. Nello scenario ante-intervento, delle 73 tratte di linea in conduttore nudo della rete ARE, il 53% circa presenta un tempo di ritorno inferiore ai 50 anni. In conseguenza dell'introduzione degli interventi correttivi proposti, le tratte in conduttore nudo sono ridotte in numero, come già citato, di circa il 66%, di queste il 52% (17% del numero originario di tratte) mostra tempi di ritorno inferiori ai 50 anni.

Si precisa che quanto in Figura 14 non risulta direttamente confrontabile all'omologa grandezza ricavata per i manicotti (Figura 7). Infatti, i tempi di ritorno per caduta piante della singola tratta, in accordo al metodo impiegato e condiviso sui Tavoli di Lavoro, dipendono dall'estensione in area boschiva della tratta medesima (maggiore è la lunghezza del percorso soggetta a vegetazione, maggiore è la probabilità di guasto). Viceversa, per i manicotti di ghiaccio e neve, i tempi di ritorno della tratta dipendono solo dalle condizioni di posa e dalla tipologia di conduttore, in quanto si assume la probabilità dell'evento di rottura della linea indipendente dalla lunghezza delle tratte (ipotesi di grande nevicata o gelicidio che impatti in modo omogeneo su tutte le linee, per cui se si rompe una linea, si assume che lo stesso accadrà per tutte le linee di pari o inferiori caratteristiche di resilienza). Dunque, in sintesi, per i manicotti di ghiaccio e neve il tempo di ritorno della singola tratta è un indice potenziale dei tempi di ritorno delle CS sottese, viceversa per la caduta piante per avere indicazioni sull'affidabilità di alimentazione delle CS è sempre necessario conoscere la lunghezza complessiva delle tratte in aree boschive a monte.

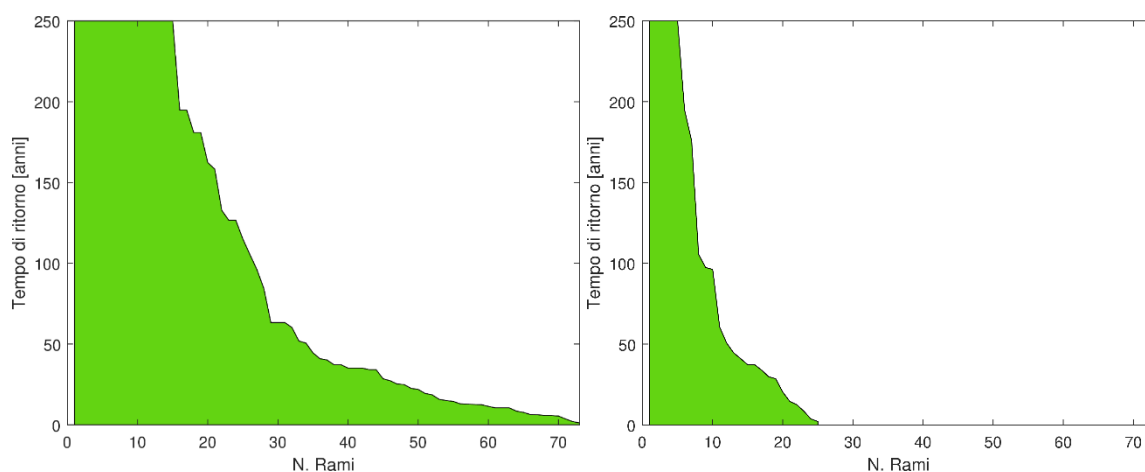


Figura 14. Distribuzione dei tempi di ritorno delle tratte di linea in conduttore nudo per caduta alberi fuori fascia ante (sinistra) e post (destra) intervento (per maggiore leggibilità del grafico, i tempi di ritorno sono stati saturati a 500 anni).

La distribuzione dei tempi di ritorno delle Cabine Secondarie, in Figura 15, conferma come nello scenario ante-intervento per oltre la metà delle CS (54%) vi sia un rischio concreto (tempo di ritorno inferiore a 50 anni) di interruzioni prolungate correlato alla caduta di alberi fuori fascia. Gli interventi correttivi proposti consentono di ridurre il numero di CS affette da problemi all'8% circa del totale.

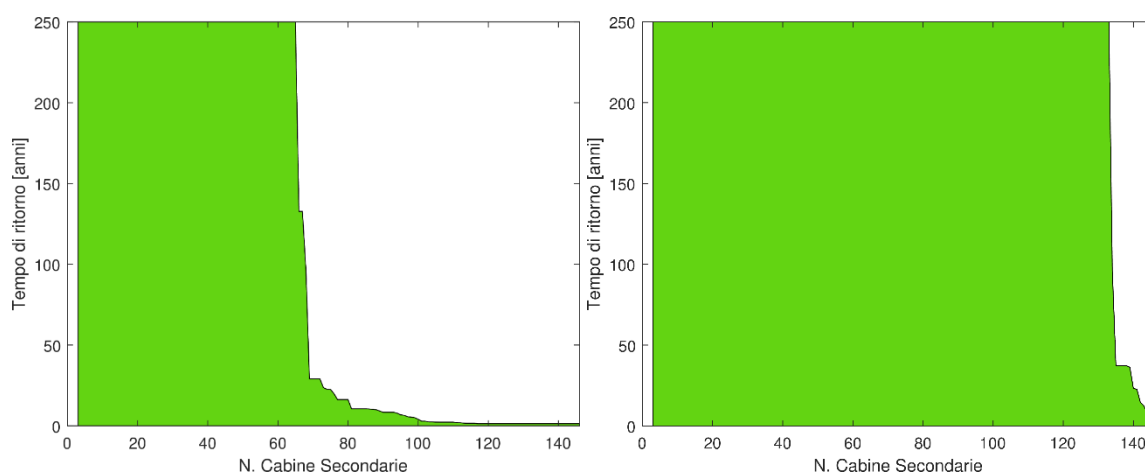


Figura 15. Distribuzione dei tempi di ritorno delle Cabine Secondarie per caduta alberi fuori fascia ante (sinistra) e post (destra) intervento (per maggiore leggibilità del grafico, i tempi di ritorno sono stati saturati a 250 anni).

Le linee elettriche e le CS della rete sono mostrati in Figura 16 e Figura 17 colorate in funzione dei propri tempi di ritorno. Si noti che la scala dei tempi in questo caso è stata impostata a 25 anni (rispetto ai 50 anni dei grafici precedenti del Piano). Lo scenario ante-intervento (Figura 16) evidenzia chiaramente criticità diffuse in relazione al fenomeno: escludendo i centri urbani principali nella bassa Valle di Primiero, Valle del Mis e nella bassa Valle del Vanoi, la restante parte di rete presenta piuttosto frequentemente tempi di ritorno ridotti (anche inferiori ai 5 anni). Il caso più evidente in tal senso è rappresentato dal centro abitato di San Martino di Castrozza, alimentato in antenna mediante oltre 10 km di linee aeree all'interno di aree boschive.

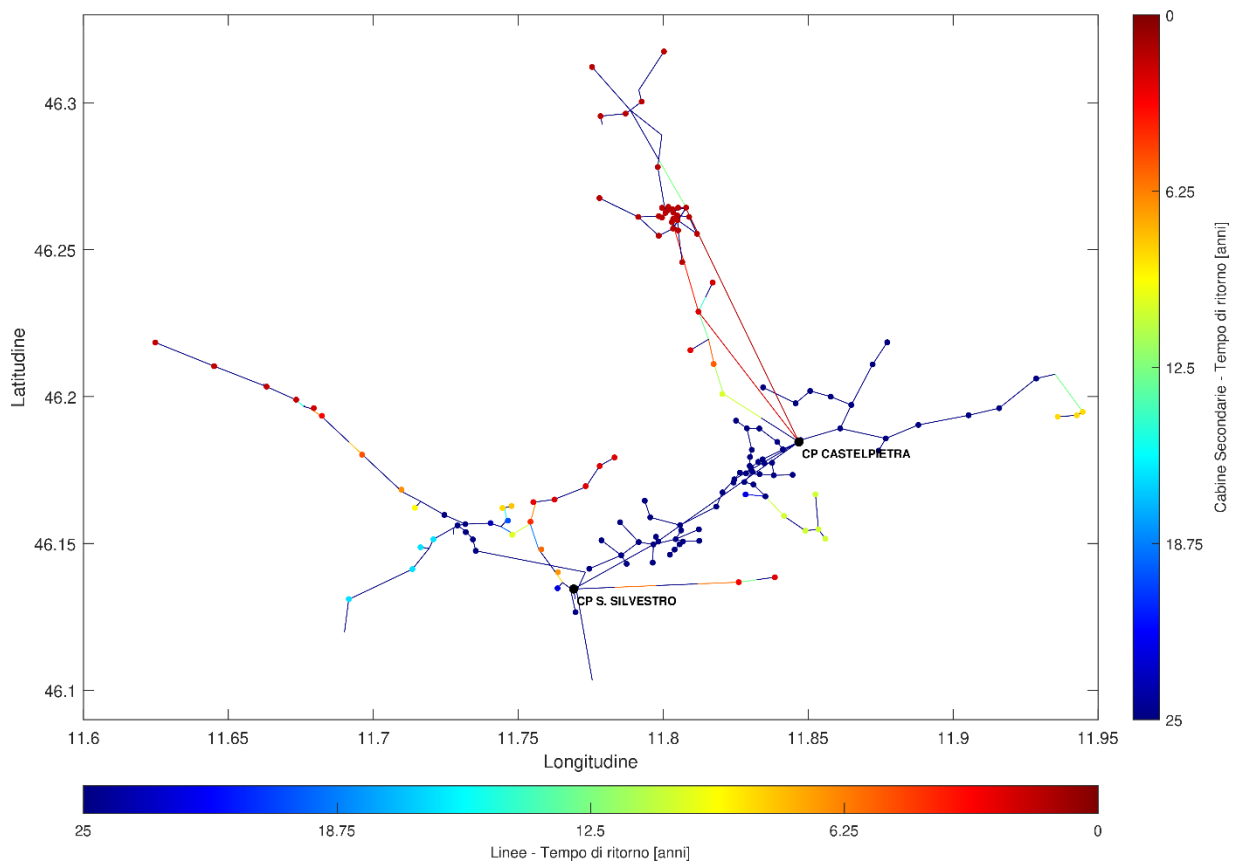


Figura 16. Tempi di ritorno delle linee elettriche e delle Cabine Secondarie per caduta alberi fuori fascia – Scenario ante-intervento.

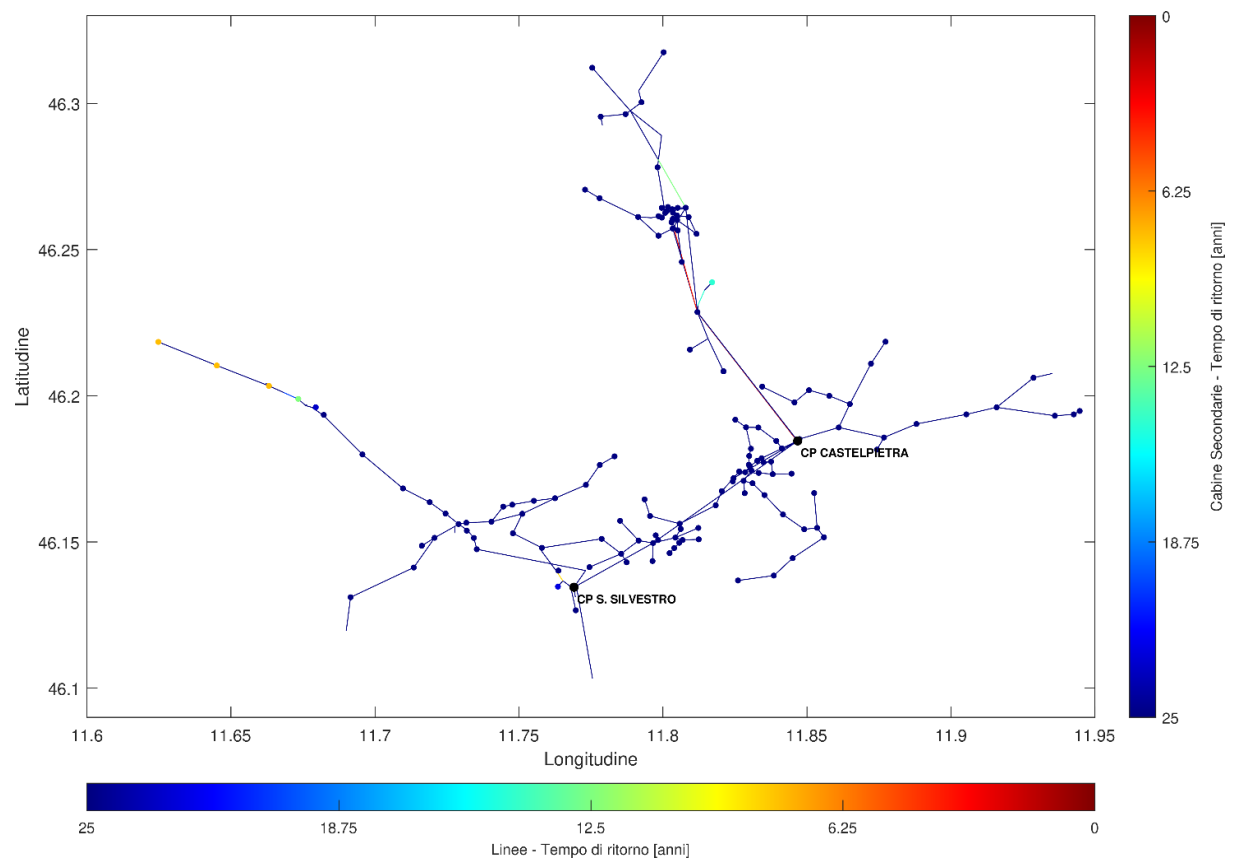


Figura 17. Tempi di ritorno delle linee elettriche e delle Cabine Secondarie per caduta alberi fuori fascia – Scenario post-intervento.

Si analizzano infine gli indici di rischio delle Cabine Secondarie per caduta piante fuori fascia, calcolati come rapporto tra il numero degli utenti BT sottesi e i tempi di ritorno dell'evento interruttivo. In Figura 18 sono rappresentate le CS alle quali è connesso almeno un utente BT, ordinate in funzione dell'indice di rischio (si porta all'attenzione il fatto che, per leggibilità, i due grafici hanno scala delle ordinate diversa). La Figura 19 e Figura 20 raffigurano invece le CS sul territorio colorate in funzione dell'indice di rischio. Le problematiche più evidenti si hanno per San Martino di Castrozza, in ragione dei tempi di ritorno ridotti esposti precedentemente e del numero relativamente alto di utenze BT alimentate. Altre aree dove le analisi portano alla luce possibili criticità, seppur coinvolgendo un numero più ridotto di utenti, sono quelle alimentate in antenna già citate in precedenza: la valle del Lozen, la Valle del Vanoi, la Val Noana e Sagron.

Nello scenario post-intervento tali problematiche sono risolte pressoché completamente: si passa da un indice di rischio cumulato sulla rete complessiva (calcolato come somma degli IR_{CS} di tutte le CS) pari a 2114 utenti/anni nello scenario ante-intervento, ad un indice di 28 utenti/anni (-98,7%).

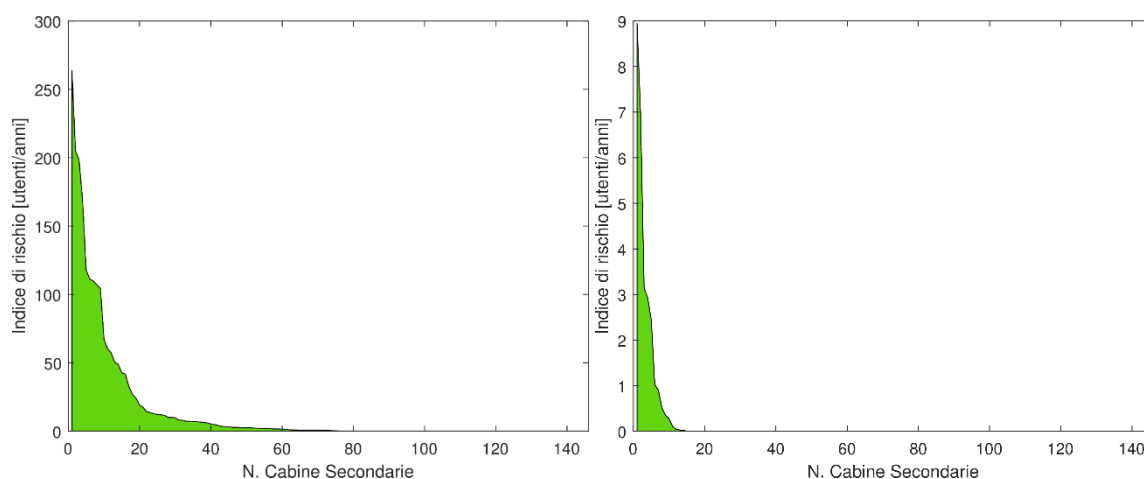


Figura 18. Distribuzione degli indici di rischio per caduta alberi fuori fascia delle Cabine Secondarie ante (sinistra) e post (destra) intervento.

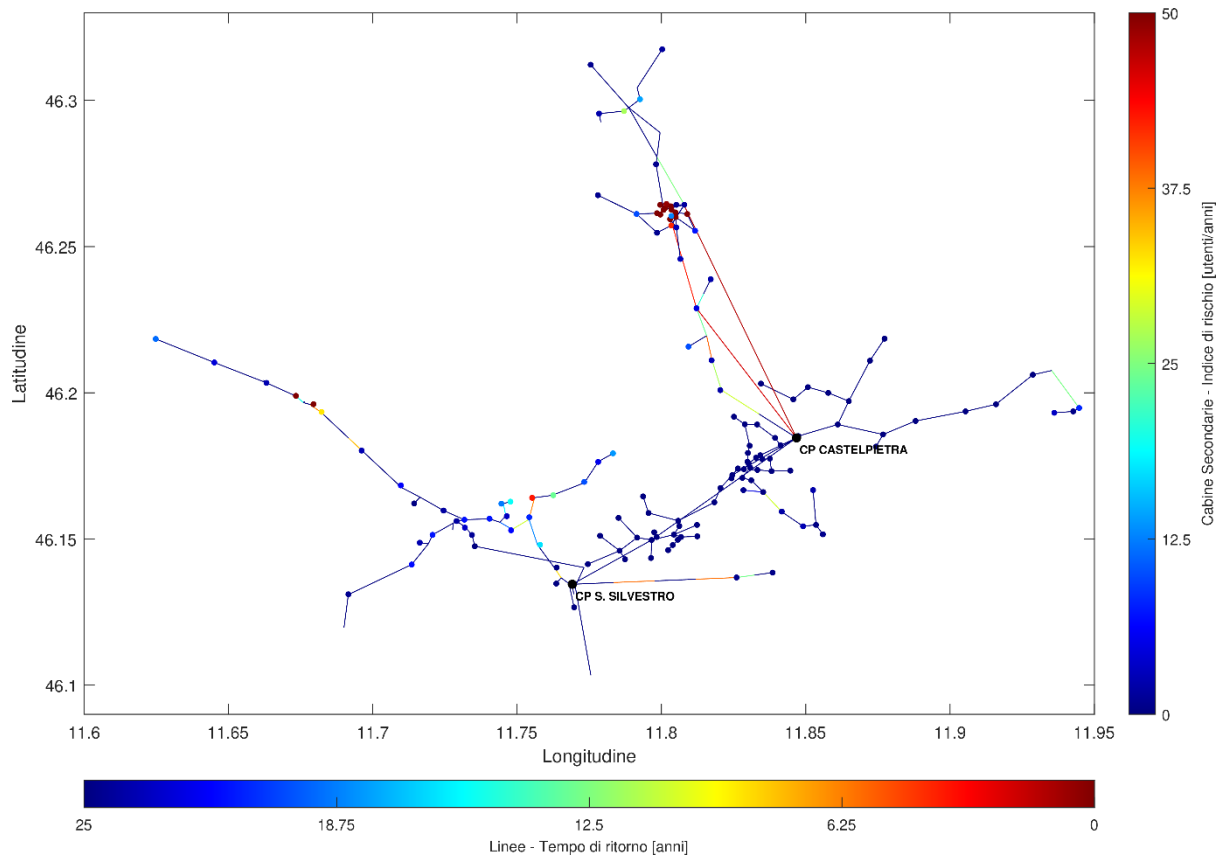


Figura 19. Indici di rischio delle Cabine Secondarie per caduta alberi fuori fascia – Scenario ante-intervento.

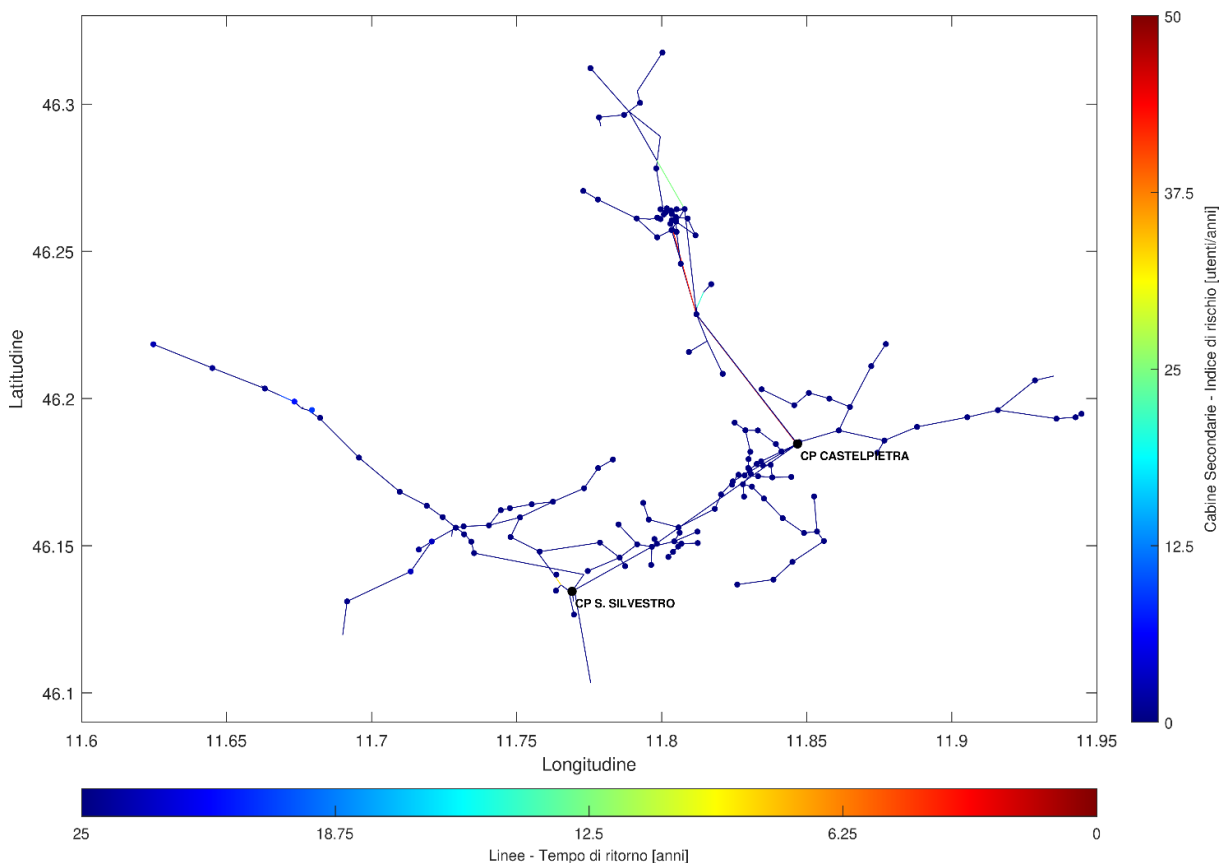


Figura 20. Indici di rischio delle Cabine Secondarie per caduta alberi fuori fascia – Scenario post-intervento.

4.3. Indici di rischio complessivi

Nella presente sezione, si illustrano gli indicatori di resilienza complessivi, tempi di ritorno e indici di rischio, valutati per le Cabine Secondarie di ARE, ottenuti come combinazione dei fattori imputabili ai manicotti di ghiaccio e neve e alla caduta alberi fuori fascia. Per il calcolo si sono impiegate le equazioni riportate alla sezione 3 del Piano.

Il tempo di ritorno combinato risulta, per ovvie ragioni, sempre inferiore al tempo calcolato per il singolo fenomeno. In Figura 21 si ha l'ordinamento delle CS in funzione del tempo di ritorno complessivo, saturando il tempo di ritorno massimo a 250 anni. Come già introdotto, per la rete ARE il fenomeno della caduta piante fuori fascia risulta preponderante in termini di impatto sulla continuità del servizio erogato agli utenti, per cui gli andamenti degli indici di resilienza rispecchiano in larga parte quelli già osservati per il suddetto rischio.

Oltre la metà delle CS comprese nella rete servita da ARE presentano tempo di ritorno inferiore a 50 anni (il 54%, come per il rischio di caduta alberi), percentuale ridotta all'8% a seguito della realizzazione degli interventi di sviluppo e potenziamento proposti a Piano. La localizzazione geografica delle CS più critiche (Figura 22 e Figura 23) conferma quanto già messo in evidenza per il singolo fattore di rischio (Figura 19 e Figura 20), confermando il centro abitato di San Martino di Castrozza e il Passo Rolle quale area più critica rispetto ai fenomeni analizzati. Risulta inoltre confermata l'efficacia degli interventi messi a Piano nel sanare le problematiche riscontrate.

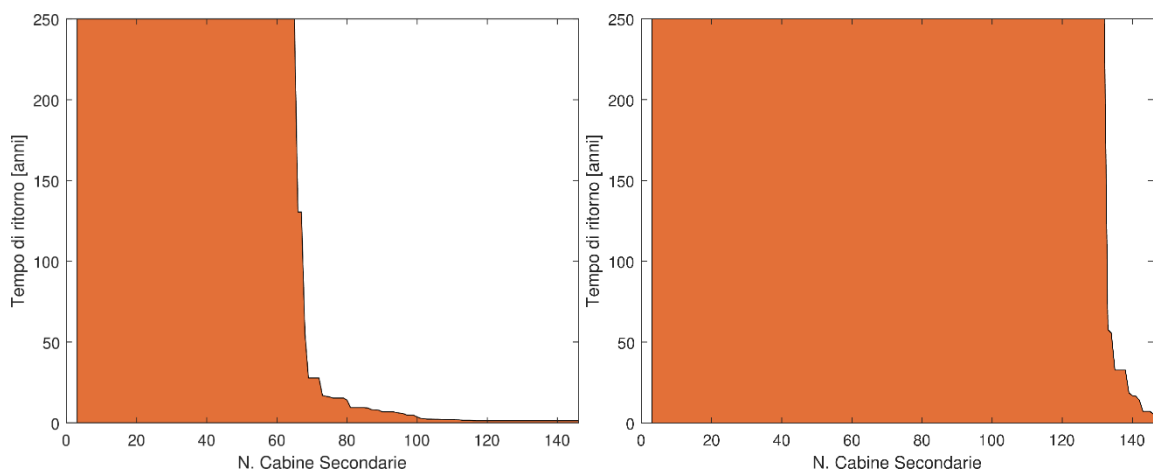


Figura 21. Distribuzione dei tempi di ritorno delle Cabine Secondarie complessivo ante (sinistra) e post (destra) intervento (per maggiore leggibilità del grafico, i tempi di ritorno sono stati saturati a 250 anni).

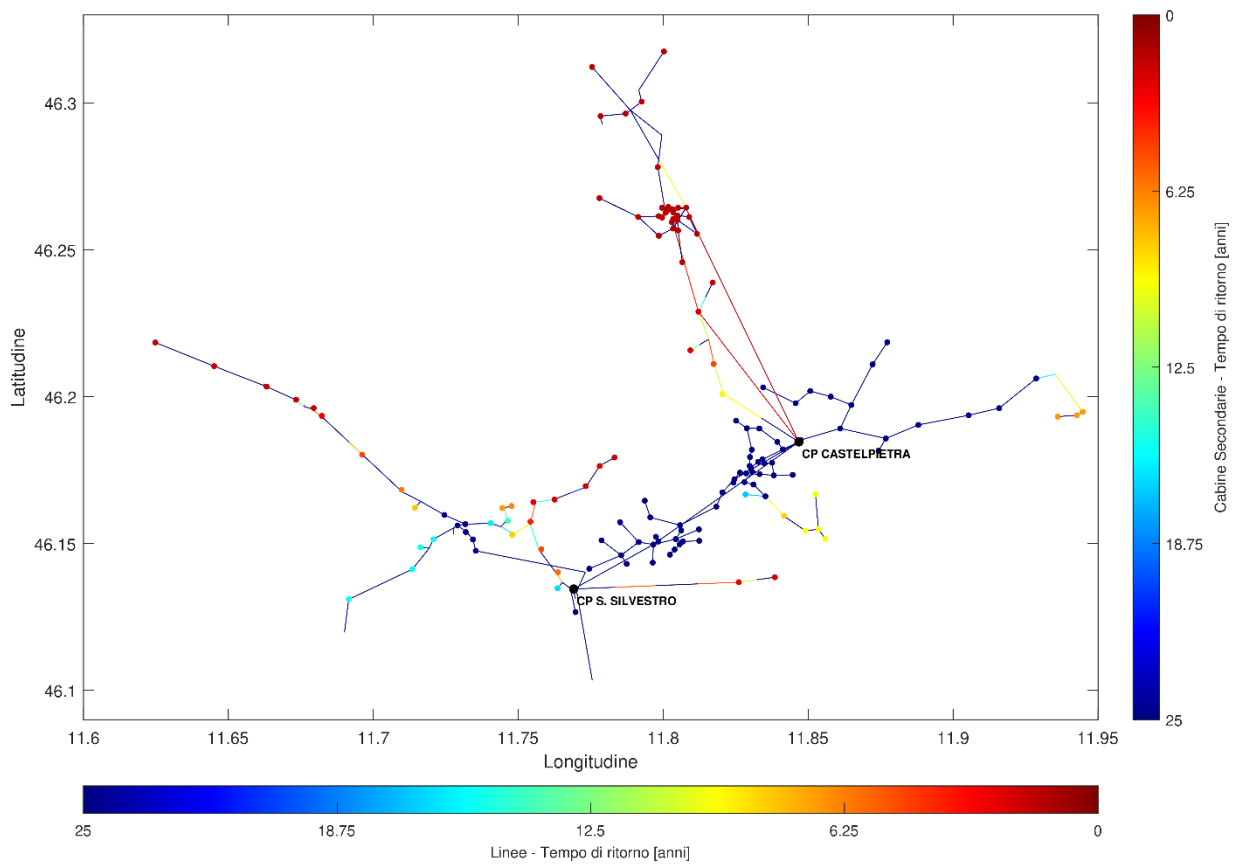


Figura 22. Tempi di ritorno complessivi delle Cabine Secondarie – Scenario ante-intervento.

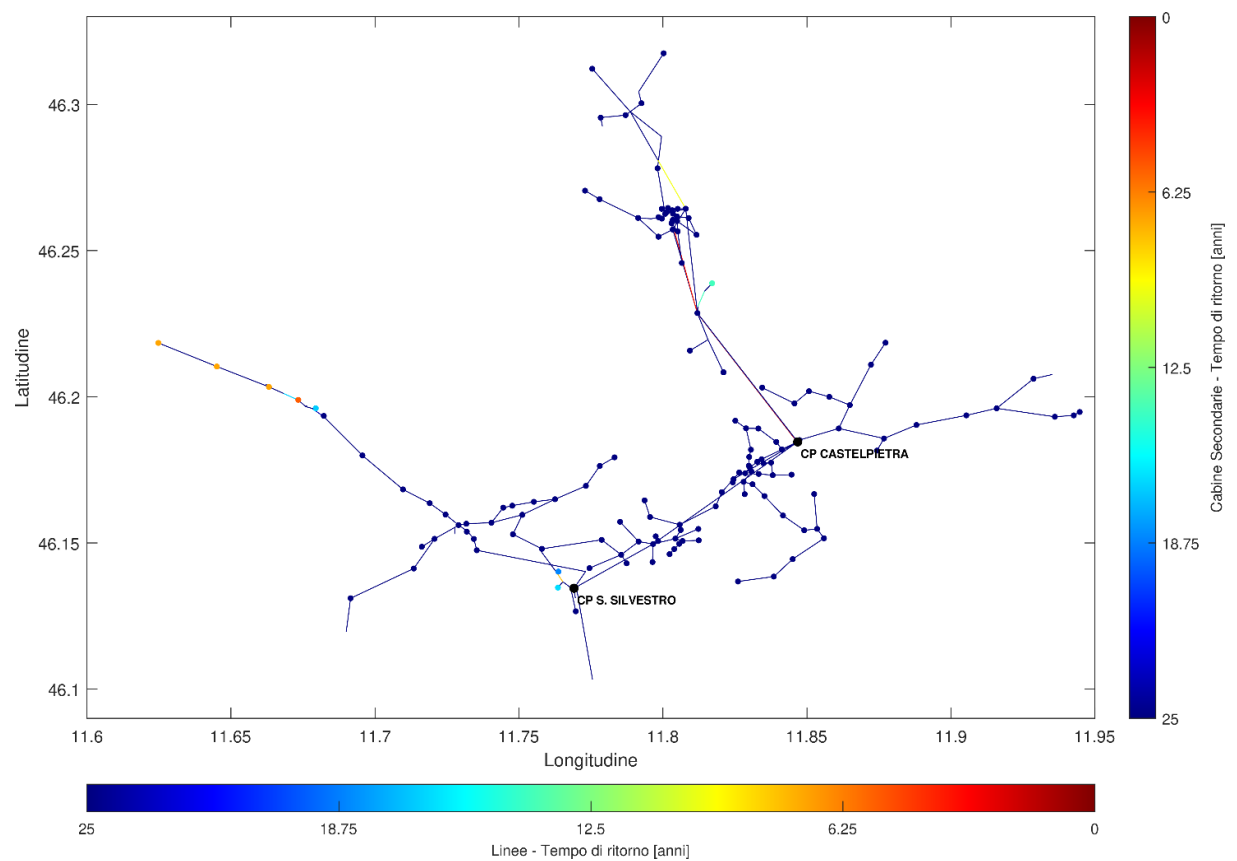


Figura 23. Tempi di ritorno complessivi delle Cabine Secondarie – Scenario post-intervento.

Si analizzano infine gli indici di rischio globali (manicotti + caduta alberi) delle Cabine Secondarie del sistema di distribuzione. La Figura 24 riporta con separata evidenza il contributo dei singoli fenomeni sugli indicatori di resilienza (contributo dei manicotti di ghiaccio/neve rappresentato in blu, quello per caduta alberi in verde). Gli indici di rischio totali sono ottenuti come somma degli indici di rischio per singolo fattore. Si porta nuovamente all'attenzione che il grafico di sinistra e destra presentano differenti scale delle ordinate, al fine di magnificare il valore degli indicatori post-intervento che risultano nei fatti molto modesti.

La dislocazione delle CS sul territorio colorate in funzione dell'indice di rischio (in rosso i casi più gravi, in blu quelli meno problematici) è mostrata in Figura 25 e Figura 26 rispettivamente negli scenari ante e post-intervento. Dai grafici emergono considerazioni in linea a quanto discusso in precedenza per la caduta alberi fuori fascia, essendo questo il contributo maggiormente impattante sulla resilienza del sistema in analisi.

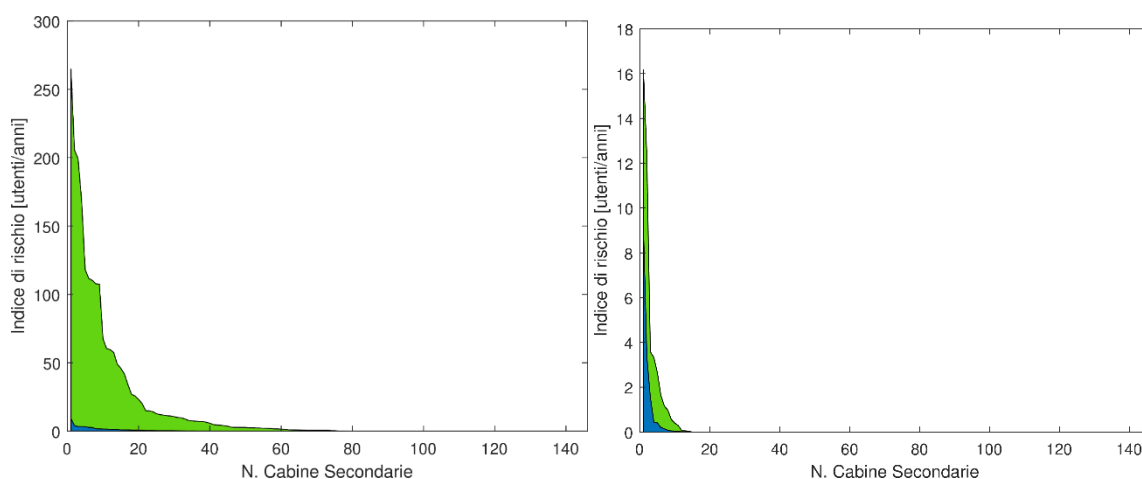


Figura 24. Distribuzione degli indici di rischio complessivi delle Cabine Secondarie ante (sinistra) e post (destra) intervento (in blu per manicotti di ghiaccio e neve; in verde per caduta alberi fuori fascia).

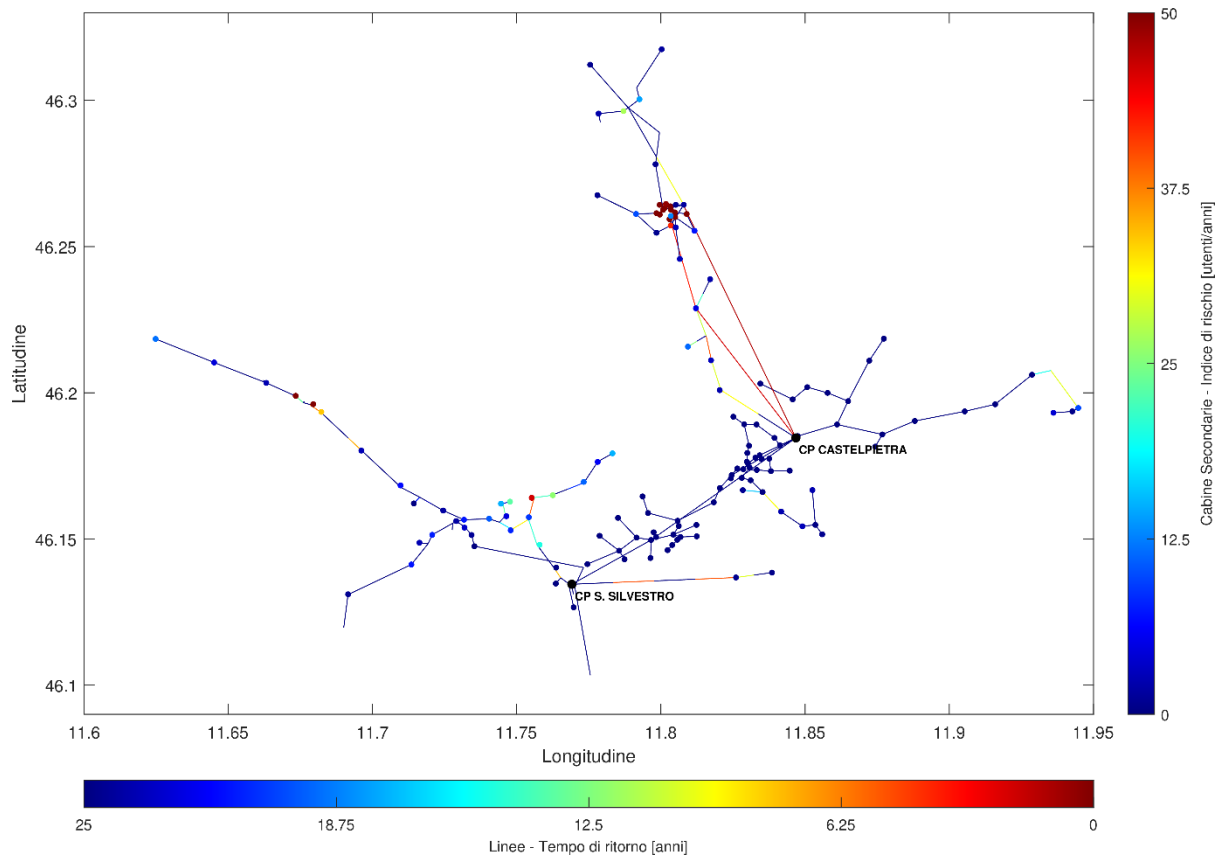


Figura 25. Indici di rischio complessivi delle Cabine Secondarie – Scenario ante-intervento.

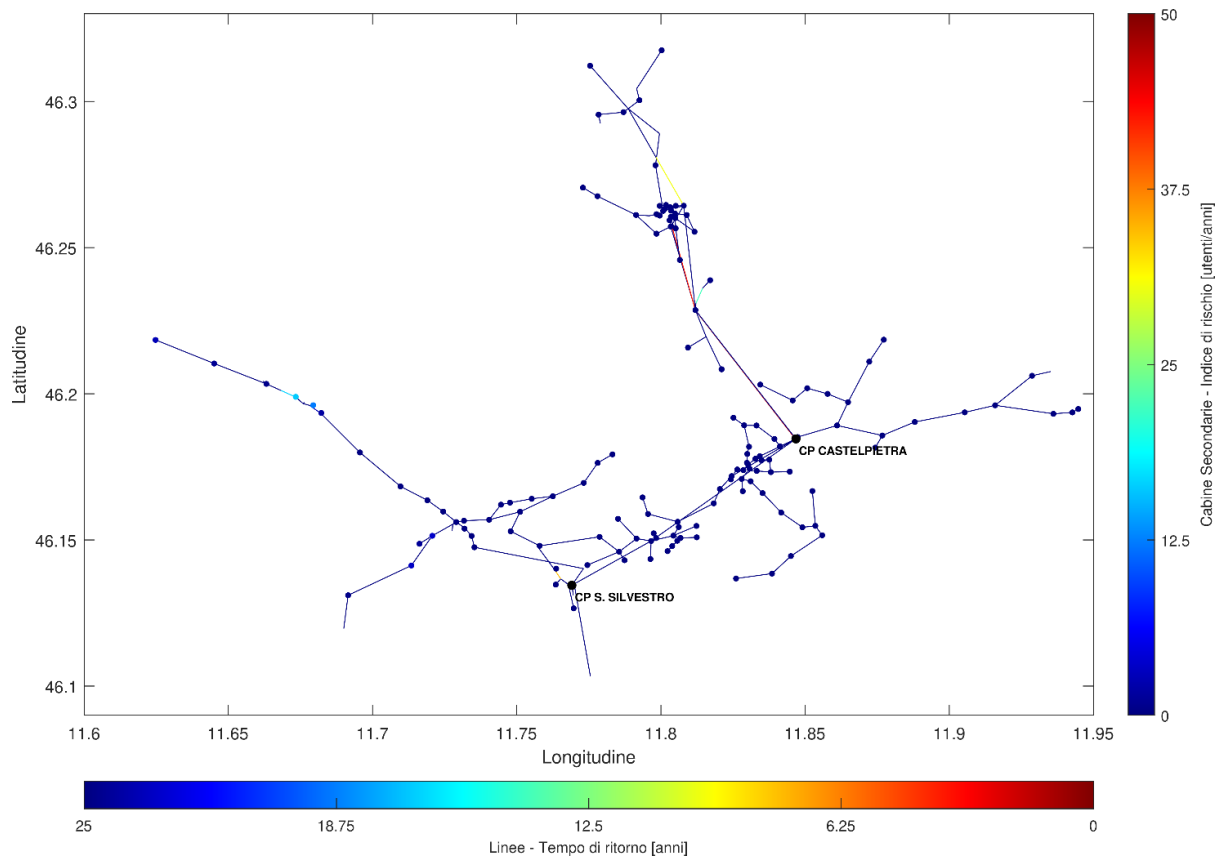


Figura 26. Indici di rischio complessivi delle Cabine Secondarie – Scenario post-intervento.

 Azienda Reti Elettriche S.r.l.	Piano di resilienza 2021-2023 Intervento ARE_02_2018 Azienda Reti Elettriche S.r.l.	V5 giugno 2024
---	--	-------------------

Per il dettaglio degli indicatori calcolati sulle singole Cabine Secondarie si rimanda all'Allegato A del piano, dove sono riportati i tempi di ritorno e gli indici di rischio di tutte le cabine della rete in cui è collegato almeno un utente BT.

La Tabella 7 e la Tabella 8 forniscono invece gli indici di rischio aggregati, rispettivamente, a livello di semisbarra e linea MT della CP San Silvestro. L'aggregazione è stata effettuata, conformemente alle linee guida dell'Autorità, sommando gli IR_{CS} delle cabine presenti nella porzione di rete considerata.

Cabina Primaria	Semisbarra	Indici di rischio cumulati Scenario ante-intervento [anni ⁻¹]			Indici di rischio cumulati Scenario post-intervento [anni ⁻¹]		
		Manicotti	Caduta alberi	Complessivo	Manicotti	Caduta alberi	Complessivo
SSILVESTRO	SSA	41,42	415,74	457,15	15,51	27,45	42,96

Tabella 7. Indici di rischio di disalimentazione delle CS cumulati per semisbarra MT.

Cabina Primaria	Semi sbarra	Linea MT	Indici di rischio cumulati Scenario ante-intervento [anni ⁻¹]			Indici di rischio cumulati Scenario post-intervento [anni ⁻¹]		
			Manicotti	Caduta alberi	Complessivo	Manicotti	Caduta alberi	Complessivo
SSILVESTRO	SSA	CANALE	41,36	415,52	456,88	15,45	27,36	42,81
SSILVESTRO	SSA	GOBBERA	0,06	0,21	0,27	0,06	0,09	0,15
SSILVESTRO	SSA	CLE VAL NOANA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabella 8. Indici di rischio di disalimentazione delle CS cumulati per linea MT.

5. Costi e benefici attesi degli interventi

Gli indicatori di resilienza valutati nello scenario precedente e successivo alla realizzazione degli interventi di sviluppo e potenziamento sono alla base della quantificazione dei benefici attesi. Questi devono essere raffrontati con gli investimenti richiesti per lo svolgimento dei lavori. L'obiettivo finale è provare la validità delle scelte effettuate da ARE mediante opportune analisi costi-benefici, che comprovino la sostenibilità ed efficacia del Piano presentato.

La Tabella 9 riporta una comparazione tra gli indicatori ante e post-intervento per l'investimento proposto. Gli indicatori di resilienza sono calcolati a partire dagli indicatori delle singole Cabine Secondarie sottese alla porzione di rete interessata che traggono effettivamente beneficio dai lavori di potenziamento (ovvero che presentano differenza tra gli indicatori ante e post-intervento non nulla)¹. Ai fini del calcolo sono impiegate le seguenti espressioni:

$$IR = \sum_{n=1}^N IR_{CS,n}$$

$$T_R = \frac{N_{UD\,TOT}}{\sum_{n=1}^N \frac{N_{UD\,CS,n}}{T_{R\,CS,n}}}$$

Codice Univoco	Codice linea/e di distribuzione	Tempo di Ritorno ante-intervento [anni]	Indice di Rischio ante-intervento [anni ⁻¹]	Tempo di Ritorno post-intervento [anni]	Indice di Rischio post-intervento [anni ⁻¹]
ARE_02_2018	CANALE - GOBBERA	4,84	457,05	51,56	42,86

Tabella 9. Indicatori di resilienza pre e post-intervento complessivi di intervento.

I benefici attesi dagli interventi sono stati definiti adottando categorie conformi a quanto riportato alla Scheda n.7 del TIQE (Tabella 10):

- B1. minori costi per la riduzione delle interruzioni legate alla scarsa resilienza della rete ottenibile grazie all'intervento allo studio;
- B2. minori costi per gli interventi in emergenza delle imprese distributrici in occasione delle interruzioni legate alla scarsa resilienza della rete;
- B3. minori costi per la riduzione di interruzioni ordinarie ottenibile grazie all'intervento allo studio;
- B4. minori costi di esercizio delle imprese distributrici in occasione di interruzioni ordinarie;
- B5. altri minori costi o altri benefici che non siano oggetto di potenziale doppio conteggio con i benefici suddetti.

Codice Univoco	Codice linea/e di distribuzione	Beneficio B1 [€/anno]	Beneficio B2 [€/anno]	Beneficio B3 [€/anno]	Beneficio B4 [€/anno]	Beneficio B5 [€/anno]
ARE_02_2018	CANALE - GOBBERA	76.102,39	0	6.080,31	0	21.486,30

¹ In tabella, i tempi di ritorno superiori ai 100000 anni sono saturati a tale valore: nella realtà, i tempi di ritorno che assumono valori così elevati sono da rileggersi in termini di probabilità di accadimento del guasto trascurabile, per cui il valore numerico assunto dall'indicatore ha scarsa rilevanza pratica.

 Azienda Reti Elettriche S.r.l.	Piano di resilienza 2021-2023 Intervento ARE_02_2018 Azienda Reti Elettriche S.r.l.	V5 giugno 2024
---	--	-------------------

Tabella 10. Benefici attesi dagli interventi.

Nel caso specifico di ARE, sono considerate le seguenti tipologie di beneficio:

- Beneficio B1
 - minori costi per riduzione delle interruzioni dovute a formazione dei manicotti di ghiaccio e neve (condizioni di emergenza)
 - minori costi per riduzione delle interruzioni dovuta a caduta alberi (emergenza)
- Beneficio B3
 - minori costi per riduzione delle interruzioni dovute a caduta alberi (condizioni ordinarie)
- Beneficio B5
 - minori costi per taglio piante

Seguendo un approccio cautelativo, si ritiene di non considerare nella valutazione i benefici B2 e B4 (minori costi per gli interventi in emergenza delle imprese distributrici in occasione delle interruzioni legate alla scarsa resilienza della rete e minori costi di esercizio delle imprese distributrici in occasione di interruzioni ordinarie). ARE si riserva di meglio approfondire la questione in future edizioni del Piano, anche sulla base degli eventuali nuovi dati di esercizio che risultassero nel frattempo disponibili.

Per il calcolo degli altri benefici si sono impiegati i parametri in Tabella 11, determinati in accordo alle disposizioni dell'ARERA (valorizzazione energia non servita, durata media convenzionale guasti in emergenza), piuttosto che ricavati sulla base delle esperienze di esercizio di ARE (durata guasti in condizioni ordinarie, energia media oraria utenti, tempi di ritorno in condizioni ordinarie).

Valorizzazione energia non servita – Condizioni di emergenza [€/kWh]	Utenti domestici		12
	Utenti non domestici		54
Valorizzazione energia non servita – Condizioni ordinarie [€/kWh]	Bassa concentrazione	Utenti domestici	10,15
		Utenti non domestici	20,30
	Media concentrazione	Utenti domestici	11,57
		Utenti non domestici	23,13
Durata convenzionale guasti [h]	Condizioni di emergenza		16
	Condizioni ordinarie		3,5
Energia media oraria utenti (per unità di potenza contrattuale) [kWh/(h·kW)]	Utenti BT domestici		0,038042
	Utenti BT non domestici		0,119251
	Utenti MT		0,129400
Tempi di ritorno chilometrici per guasti dovuti a caduta alberi in condizioni ordinarie [anni]	h < 350 m		38,55
	350 ≤ h < 650 m		26,75
	650 ≤ h < 1300 m		15,49
	h ≥ 1300 m		6,79
Costi di manutenzione per taglio piante [€/km]	-		1100

Tabella 11. Parametri adottati ai fini dei calcoli dei benefici.

In particolare, per il calcolo dell'energia prelevata dagli utenti si è fatto riferimento ai valori di energia annua misurata al contatore e di potenza contrattuale registrati nel triennio 2017-2019 sul complessivo sistema ARE (Tabella 12). A partire da questi, per ciascuna tipologia di utente (BT domestico, BT non domestico, MT) si è calcolata un'energia media annua prelevata per unità di potenza contrattuale (nota anche come numero di ore di funzionamento equivalenti annue) e infine l'energia media oraria richiesta ai

 Azienda Reti Elettriche S.r.l.	Piano di resilienza 2021-2023 Intervento ARE_02_2018 Azienda Reti Elettriche S.r.l.	V5 giugno 2024
---	--	-------------------

fini delle analisi costi-benefici.

Anno	Tipologia utente	NR POD	Potenza contrattuale [kW]	Energia prelevata [kWh]	Ore eq. annue [h]	Energia media oraria (per unità di potenza) [kWh/(h·kW)]
2017	DOM	9.894,00	31.181,00	10.424.411	334,32	0,038164
	BTA1 BTA6	1.970,00	20.742,00	21.510.882	1.037,07	0,118387
	MTA1 MTA3	24,00	9.343,00	11.602.689	1.241,86	0,141765
2018	DOM	9.862,00	31.279,00	10.480.850	335,08	0,038251
	BTA1 BTA6	1.933,00	20.524,00	21.690.046	1.056,81	0,120641
	MTA1 MTA3	24,00	10.084,00	12.012.127	1.191,21	0,135982
2019	DOM	9.869,00	31.490,00	10.402.874	330,35	0,037712
	BTA1 BTA6	1.918,00	21.044,00	21.886.417	1.040,03	0,118725
	MTA1 MTA3	24,00	11.336,00	10.968.423	967,57	0,110454
MEDIA 2017-2019	DOM	9.875,00	31.316,67	10.436.045,00	333,25	0,038042
	BTA1 BTA6	1.940,33	20.770,00	21.695.781,67	1.044,64	0,119251
	MTA1 MTA3	24,00	10.254,33	11.527.746,33	1.133,55	0,129400

Tabella 12. Calcolo dell'energia media oraria degli utenti ARE.

Per la valorizzazione dell'energia non servita in condizioni ordinarie si sono impiegati i parametri *C1d* (utenti domestici) e *C2d* (utenti non domestici) di cui alla Tabella 5a del TIQE definiti nell'ambito del meccanismo premi/penalità per la continuità del servizio, prendendone il valor medio orario sulla durata convenzionale del guasto considerata (3,5 h) per gli ambiti a media e bassa concentrazione.

Nel dettaglio, per determinare i Benefici B1 e B3 di cui alla Tabella 10, per ogni nodo della rete si è calcolata una "potenza interrotta" ($P_{INT\ CS}$) definita come rapporto tra la potenza contrattuale (P_U) totale di tutti gli utenti sottesi al nodo in oggetto di una data tipologia (BT domestico, BT non domestico, MT) e il tempo di ritorno dell'evento interruttivo che interessa il nodo per il fattore critico considerato (manicotti di ghiaccio/neve oppure caduta alberi fuori fascia):

$$P_{INT\ CS,n} = \frac{1}{T_{R\ CS,n}} \sum_{m=1}^M P_{U,m}$$

La "potenza interrotta" complessiva a livello di intervento (P_{INT}) è ottenuta come sommatoria delle potenze relative alle singole cabine beneficiarie:

$$P_{INT} = \sum_{n=1}^N P_{INT\ CS,n}$$

Il beneficio è quindi calcolato con l'espressione che segue, iterata per ciascuna tipologia di utente (BT domestico, BT non domestico, MT) e per ciascun fattore critico (manicotti di ghiaccio/neve e caduta alberi):

$$B = (P_{INT_{ANTE}} - P_{INT_{POST}}) \cdot E_h \cdot C_{ENS} \cdot D$$

Dove:

- $P_{INT_{ANTE}}$ e $P_{INT_{POST}}$ è la “potenza interrotta” aggregata per intervento calcolata rispettivamente negli scenari ante e post (Tabella 13 in condizioni di emergenza, Beneficio B1; Tabella 14 in condizioni ordinarie, Beneficio B3);
- E_h è l’energia media oraria per la tipologia di utenti considerata (Tabella 11);
- C_{ENS} è la valorizzazione oraria dell’energia non servita (Tabella 11);
- D è la durata convenzionale del guasto (Tabella 11).

Codice Univoco	Manicotti di ghiaccio e neve						Caduta alberi					
	Utenti BT domestici		Utenti BT non domestici		Utenti MT		Utenti BT domestici		Utenti BT non domestici		Utenti MT	
	Ante	Post	Ante	Post	Ante	Post	Ante	Post	Ante	Post	Ante	Post
ARE_02_2018	110,38	41,44	38,22	15,03	4,94	3,94	1103,10	73,30	434,68	29,86	247,30	33,83

Tabella 13. Potenza interrotta in condizioni di emergenza (Beneficio B1) [kW].

Codice Univoco	Caduta alberi					
	Utenti BT domestici		Utenti BT non domestici		Utenti MT	
	Ante	Post	Ante	Post	Ante	Post
ARE_02_2018	967,22	56,93	388,95	23,82	217,41	26,27

Tabella 14. Potenza interrotta in condizioni ordinarie (Beneficio B3) [kW].

Il Beneficio B5, relativo ai minori costi per tagli alberi, è invece stato valutato prendendo a riferimento i costi di manutenzione per taglio piante chilometrici in Tabella 11 e la lunghezza delle linee soggette a interramenti di cui alla Tabella 15.

Codice Univoco	Lunghezza linea sanata [km]
ARE_02_2018	24,344

Tabella 15. Lunghezza delle linee aeree soggette a interramento.

La Tabella 16 riporta infine i costi effetti e previsti nel periodo 2018/2023 e i benefici degli interventi calcolati su una vita convenzionale di 25 anni e attualizzati con un tasso di sconto del 4%, come da indicazioni del TIQE.

Codice Univoco	Codice linea/e di distribuzione	Costo effettivo 2018 [€]	Costo effettivo 2019 [€]	Costo effettivo 2020 [€]	Costo effettivo 2021 [€]	Costo effettivo 2022 [€]	Costo effettivo 2023 [€]	Costo totale effettivo attualizzato [€]	Beneficio totale effettivo attualizzato [€]
ARE_02_2018	CANALE - GOBBERA	246.815,13	345.522,40	180.045,37	610.356,53	178.260,10	452.740,38	2.293.532,55	1.684.306,36

Tabella 16. Costi e benefici dell’intervento attualizzati.

6. Ulteriori azioni intraprese da ARE mirate al miglioramento della resilienza

In aggiunta agli interventi di carattere strutturale atti ad incrementare la tenuta alle sollecitazioni del sistema elettrico a fronte di eventi meteorologici estremi, ARE ormai da diversi anni si è attivata con iniziative indirizzate ad aumentare la tempestività del ripristino del servizio di distribuzione (art. 79 TIQE). A riguardo, l'azienda ha sperimentato in passato il funzionamento in isola intenzionale sfruttando gli impianti idroelettrici a bacino presenti sul territorio (Centrale Zivertaghe e Centrale Castelpietra; Figura 27). Le esperienze di esercizio hanno confermato come tali impianti (con potenza complessiva di circa 15 MW) siano in grado di alimentare in isola la rete di distribuzione anche in mancanza della RTN, avvalorando la validità del funzionamento in isola intenzionale come strumento per incrementare la tempestività del ripristino dell'alimentazione. Tuttavia, la dimensione modesta degli impianti e la stagionalità della produzione non sono tali da garantire la stabilità dell'isola in tutte le necessarie condizioni di esercizio (ad es., nei periodi di limitata produzione idroelettrica). Ciononostante, ARE ribadisce l'interesse e l'impegno nello sperimentare e consolidare tale tipologia di soluzioni.



Figura 27. Ubicazione delle centrali Zivertaghe e Castelpietra.

Va inoltre segnalato che Terna, in fase di predisposizione del Piano di Sviluppo anche in conseguenza dei gravi disservizi di fine 2018, ha prospettato la costruzione di un elettrodotto interrato 130 kV da Predazzo alla Centrale di Castelpietra passando per il Passo Rolle e San Martino di Castrozza; l'opera che collega la Valle di Primiero con le Valli di Fiemme e Fassa intende risolvere le problematiche tipiche dei collegamenti in antenna senza possibilità di controalimentazione. Preso atto di quanto prospettato da Terna, ARE ha inoltrato immediatamente (gennaio 2019) una richiesta di connessione AT a San Martino di Castrozza (codice pratica 201900053) e si è attivata per ricercare idonei spazi ove collocare la nuova CP. Contestualmente è stata inoltrata sempre a Terna la richiesta di modifica della connessione AT di Castelpietra per la sua trasformazione in entra-esce (codice pratica 201900054).

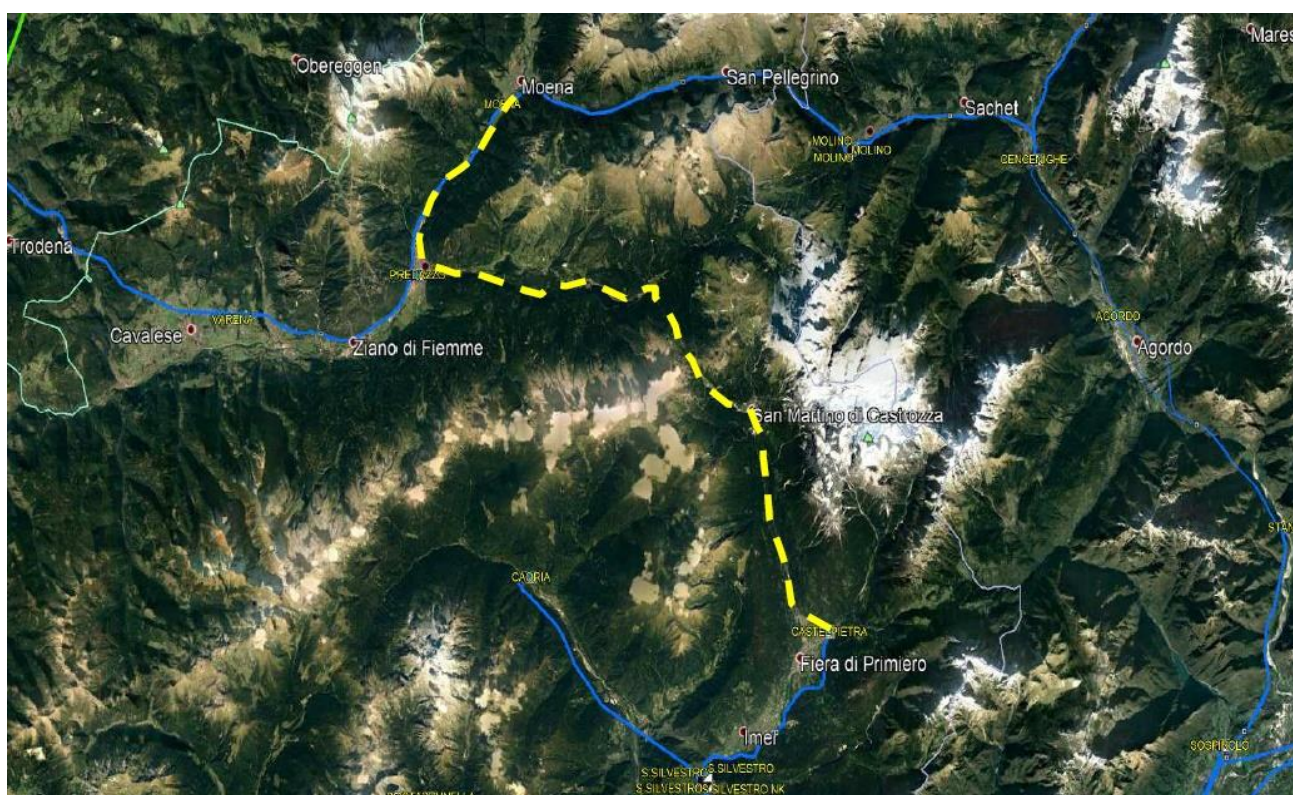


Figura 28. Nuovo collegamento RTN Moena-Predazzo-Primiero

Allegato A – Elenco delle Cabine Secondarie e relativi indicatori di resilienza

#	Codice cabina	Feeder MT	Quota [m]	Numero utenti BT	Indici di rischio cumulati Scenario ante-intervento [anni ⁻¹]						Indici di rischio cumulati Scenario post-intervento [anni ⁻¹]					
					TR manicotti [anni]	IR manicotti [anni ⁻¹]	TR alberi [anni]	IR alberi [anni ⁻¹]	TR totale [anni]	IR totale [anni ⁻¹]	TR manicotti [anni]	IR manicotti [anni ⁻¹]	TR alberi [anni]	IR alberi [anni ⁻¹]	TR totale [anni]	IR totale [anni ⁻¹]
	22465 - CAORIA	GOBBERA	830	208	61,58	3,38	1,99	104,42	1,93	107,80	61,58	3,38	23,24	8,95	16,87	12,33
	11661 - PTP RAFFAEI	GOBBERA	889	87	9,48	9,18	1,72	50,49	1,46	59,66	9,48	9,18	12,43	7,00	5,38	16,18
	22543 - MURERI	GOBBERA	1024	107	32,49	3,29	2,50	42,73	2,33	46,02	100000	0,00	100000	0,00	100000	0,00
	14094 - PTP LOSI	GOBBERA	828	95	61,81	1,54	2,92	32,49	2,79	34,03	61,81	1,54	904,51	0,11	57,85	1,64
	11658 - PTP VALLINE	GOBBERA	1024	55	31,62	1,74	2,29	24,01	2,14	25,75	100000	0,00	100000	0,00	100000	0,00
	14108 - PTP ZORTEA	GOBBERA	1015	151	36,42	4,15	7,91	19,08	6,50	23,23	100000	0,00	100000	0,00	100000	0,00
	22476 - PASSO GOBBERA	GOBBERA	996	99	36,17	2,74	5,69	17,39	4,92	20,13	100000	0,00	100000	0,00	100000	0,00
	122 - LOZEN	GOBBERA	1258	31	23,87	1,30	2,27	13,65	2,07	14,95	100000	0,00	100000	0,00	100000	0,00
	11320 - PTP CICONA	GOBBERA	983	103	38,22	2,69	8,44	12,20	6,91	14,90	100000	0,00	100000	0,00	100000	0,00
	33868 - REFAVAIE	GOBBERA	1170	19	93,39	0,20	1,64	11,56	1,61	11,77	93,39	0,20	7,76	2,45	7,17	2,65
	14245 - PTP LOZEN	GOBBERA	1123	23	23,87	0,96	2,27	10,13	2,07	11,09	100000	0,00	100000	0,00	100000	0,00
	22545 - PRADE	GOBBERA	888	171	50,29	3,40	23,65	7,23	16,09	10,63	100000	0,00	100000	0,00	100000	0,00
	22546A - CENTRALE LOZEN (EX PTP BARBINE)	GOBBERA	997	33	34,97	0,94	4,12	8,00	3,69	8,95	100000	0,00	100000	0,00	100000	0,00
	11321 - PTP REVEDEA	GOBBERA	933	64	42,68	1,50	10,05	6,37	8,13	7,87	100000	0,00	100000	0,00	100000	0,00
	22576 - RONCO COSTA	CANALE	838	117	267,83	0,44	16,33	7,16	15,39	7,60	267,83	0,44	37,24	3,14	32,70	3,58
	23657 - CANAL SAN BOVO	GOBBERA	769	203	652,71	0,31	29,08	6,98	27,84	7,29	100000	0,00	100000	0,00	100000	0,00
	23210 - RONCO CHIESA	CANALE	873	109	267,83	0,41	16,33	6,67	15,39	7,08	267,83	0,41	37,24	2,93	32,70	3,33
	11631 - LAGO	GOBBERA	772	40	76,94	0,52	6,58	6,08	6,06	6,60	100000	0,00	100000	0,00	100000	0,00
	14246 - PTP RIFUGIO	GOBBERA	1195	12	23,87	0,50	2,27	5,28	2,07	5,79	100000	0,00	100000	0,00	100000	0,00
	22546B - CENTRALE LOZEN (EX PTP BATTISTONI)	GOBBERA	895	64	48,01	1,33	19,93	3,21	14,08	4,54	100000	0,00	100000	0,00	100000	0,00
	23592 - GARDELLIN	GOBBERA	1006	7	93,39	0,07	1,64	4,26	1,61	4,34	93,39	0,07	7,76	0,90	7,17	0,98

	11499 - PTP ITEA	CANALE	710	102	652,71	0,16	29,08	3,51	27,84	3,66	100000	0,00	100000	0,00	100000	0,00
	24093 - PRALONGO	GOBBERA	792	13	69,70	0,19	5,11	2,54	4,76	2,73	100000	0,00	100000	0,00	100000	0,00
	23374 - VOLPI	GOBBERA	914	4	93,39	0,04	1,64	2,43	1,61	2,48	93,39	0,04	7,76	0,52	7,17	0,56
	11659 - PTP BUSINI	CANALE	996	38	267,83	0,14	16,33	2,33	15,39	2,47	267,83	0,14	37,24	1,02	32,70	1,16
	22953 - MASS	CANALE	712	48	652,71	0,07	29,08	1,65	27,84	1,72	100000	0,00	100000	0,00	100000	0,00
	33695 - VANOI	GOBBERA	693	48	652,71	0,07	29,08	1,65	27,84	1,72	100000	0,00	100000	0,00	100000	0,00
	23701 - NUOVA LAUSEN	CANALE	739	143	7994,56	0,02	132,75	1,08	130,58	1,10	100000	0,00	100000	0,00	100000	0,00
	14268 - PTP PIANCAVALLI	CANALE	1427	13	267,83	0,05	16,33	0,80	15,39	0,84	267,83	0,05	37,24	0,35	32,70	0,40
	14114 - PTP EREMO	GOBBERA	959	1	38,19	0,03	6,82	0,15	5,79	0,17	38,19	0,03	36,28	0,03	18,61	0,05
	55447 - GRISOTTO/VALBONA	GOBBERA	742	1	53,95	0,02	9,25	0,11	7,90	0,13	100000	0,00	100000	0,00	100000	0,00
	14115 - PTP BACINO	GOBBERA	892	1	60,29	0,02	22,65	0,04	16,47	0,06	60,29	0,02	22,65	0,04	16,47	0,06
	14020 - PTP SAS TAIA	GOBBERA	583	2	131,24	0,02	96,24	0,02	55,52	0,04	131,24	0,02	96,24	0,02	55,52	0,04
	55315 - GALLERIA TOTOGA	CANALE	758	1	7994,56	0,00	132,75	0,01	130,58	0,01	100000	0,00	100000	0,00	100000	0,00