

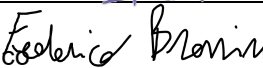

	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	REV. 0	GIUGNO 2023	PAG. 1 di 32
	ASSET MANAGEMENT - SVILUPPO ASSET E TRANSIZIONE ENERGETICA		


PIANO PER L'INCREMENTO DELLA RESILIENZA DEL SISTEMA DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA
--

REV. 0	29/06/2023	Aggiornamento del Piano della Resilienza al 31/12/2022	
REDAZIONE E AGGIORNAMENTO	Resp. Sviluppo Asset	DATA 29/06/2023	FIRMA Mattioli Sandro 
VERIFICA DI CONFORMITÀ	Resp. Asset Management	DATA 29/06/2023	FIRMA Pollini Riccardo 
APPROVAZIONE	Amministratore Delegato	DATA 29/06/2023	FIRMA Bronzini Federico 

	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	REV. 0	GIUGNO 2023	PAG. 2 di 32
	ASSET MANAGEMENT - SVILUPPO ASSET E TRANSIZIONE ENERGETICA		

I N D I C E

1.	OGGETTO E SCOPO.....	3
2.	DOCUMENTI DI RIFERIMENTO	3
3.	METODOLOGIA SEGUITA.....	4
3.1.	CALCOLO DEGLI INDICI DI RISCHIO E DI RESILIENZA.....	5
3.2.	DEFINIZIONE DELLA PRIORITÀ DEGLI INTERVENTI	6
3.3.	CALCOLO DEGLI IMPATTI ATTESI	6
3.4.	CALCOLO DEL BENEFICIO ATTESO	6
3.5.	CALCOLO DEL COSTO ATTESO	8
3.6.	ANALISI ECONOMICA DEGLI INTERVENTI	9
4.	VALUTAZIONE DELLA RESILIENZA DELLE LINEE	9
4.1.	CARICHI MECCANICI DI RIFERIMENTO.....	9
4.2.	CARATTERISTICHE DELLE LINEE ELETTRICHE	10
4.3.	CARICO LIMITE DOVUTO ALLA PRESENZA COMBINATA DI VENTO E GHIACCIO O NEVE	10
5.	PERIMETRO DEL PIANO	10
6.	DESCRIZIONE DEGLI INTERVENTI	13
6.1.	TIPOLOGIA DI INTERVENTI	13
6.2.	RIEPILOGO DEGLI INTERVENTI.....	14
6.3.	PIANIFICAZIONE DEGLI INTERVENTI.....	31
6.4.	STATO DI AVANZAMENTO DEGLI INTERVENTI	32

	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	REV. 0	GIUGNO 2023	PAG. 3 di 32
	ASSET MANAGEMENT - SVILUPPO ASSET E TRANSIZIONE ENERGETICA		

1. OGGETTO E SCOPO


Oggetto del presente documento è la descrizione del Piano Resilienza del sistema elettrico di INRETE Distribuzione Energia S.p.A. (nel seguito INRETE), predisposto secondo le Linee Guide allegate alla DIEU n. 2 del 7 marzo 2017, alla successiva deliberazione di ARERA n. 668/2018/R/EEL del 18 dicembre 2018 e alle indicazioni di riordino degli interventi richiesti da ARERA a seguito della prima pubblicazione del Piano di Resilienza.

Il Piano Resilienza è stato inoltre integrato secondo le indicazioni contenute nella Nota del Ministero dello Sviluppo Economico del 30 novembre 2017, relativa agli indirizzi per la prevenzione e gestione di eventi meteo avversi.

2. DOCUMENTI DI RIFERIMENTO

Per l'elaborazione del Piano Resilienza Lavoro si è fatto riferimento ai documenti indicati di seguito.

- Deliberazione n. 534/2019/R/EEL del 17 dicembre 2019 “Interventi di incremento della resilienza delle reti di distribuzione dell'energia elettrica eleggibili a premi e/o penalità, relativi ai piani 2019-2021”
- Deliberazione n. 668/2018/R/EEL del 18 dicembre 2018 “Incentivazione economica degli interventi di incremento della resilienza delle reti di distribuzione dell'energia elettrica”
- DIEU n. 2/2017 del 7 marzo 2017 “Linee guida per la presentazione dei Piani di lavoro per l'incremento della resilienza del sistema elettrico”;
- Deliberazione 654/2015/R/Eel “Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023”;
- Deliberazione 646/2015/R/Eel “Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023”;
- Norma CEI EN 50341-1:2012-12 (classificazione italiana CEI 11-4) “Linee elettriche aeree con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata Parte 1: Prescrizioni generali - Specifiche comuni”;
- Norma CEI EN 50341-2-13:2017-01 “Linee elettriche aeree con tensione superiore a 1 kV in c.a. Parte 2-13: Aspetti Normativi Nazionali (NNA) per l'Italia (basati sulla EN 50341-1:2012)”;
- Documento RSE “Banca dati meteorologica e metodologia per il calcolo del carico di neve su conduttori di linee elettriche aeree” del 14/11/2016;
- D.M. 14 Gennaio 2008 “Norme tecniche per le costruzioni”;
- Nota del Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) del 30 novembre 2017 “Indirizzi per la prevenzione e gestione di eventi meteo avversi”;
- Richiesta di raggruppamento degli interventi di ARERA del 08/07/2019;

	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	REV. 0	GIUGNO 2023	PAG. 4 di 32
	ASSET MANAGEMENT - SVILUPPO ASSET E TRANSIZIONE ENERGETICA		

- Deliberazione n. 536/2021/R/eel del 30 novembre 2021 “Interventi di incremento della resilienza delle reti di distribuzione dell'energia elettrica eleggibili a premio e/o penalità, relativi ai piani 2021-2023”.

3. METODOLOGIA SEGUITA

L'allegato A della DIEU n. 2/2017 del 7 marzo 2017 e la Deliberazione n. 668/2018/R/EEL individuano i contenuti del Piano Resilienza, precisando che questo deve contenere un elenco degli interventi con indicazione di:

- Descrizione e perimetro dell'intervento;
- Area geografica di intervento;
- Fattore critico che motiva l'intervento;
- Calendario di inizio dell'intervento;
- Tempi previsti di realizzazione;
- Impatti attesi su indici di rischio e di resilienza;
- Benefici attesi;
- Costi attesi.

Il medesimo allegato A declina il procedimento da seguire per il calcolo degli indici di resilienza e degli impatti attesi, del beneficio atteso e del calcolo del costo atteso per ciascun intervento al fine di delineare gli interventi costituenti il Piano.


Si precisa che per l'elaborazione del Piano Resilienza è stato tenuto conto solo degli eventi di formazione di manicotti di ghiaccio e neve per una prima valutazione teorica dei tratti su cui intervenire.

Nel seguito saranno descritti, per ciascuno di questi aspetti, i parametri utilizzati per il calcolo.

Il Piano Resilienza già predisposto secondo la metodologia sopra descritta, presentato all'Autorità nel giugno 2017 e successivamente integrato per tenere conto delle indicazioni della Nota del MiSE del 30 novembre 2017, è stato rivisitato in funzione delle ultime indicazioni ARERA fornite nella deliberazione 668/2018/R/EEL, affinando gli interventi e individuando alcune nuove porzioni di linee sulle quali intervenire, e riordinato a seguito di specifica richiesta di quest'ultima con comunicazione del 08/07/2019.

Per l'elaborazione del Piano Resilienza è inoltre stata eseguita un'analisi dei disservizi verificatesi in occasione dei principali eventi critici occorsi negli anni precedenti il piano, in particolare le nevicate del febbraio 2015, novembre 2017 e maggio 2019. Gli interventi risolutivi delle criticità emerse conseguenti sono stati inseriti nel piano, in ottemperanza agli indirizzi contenuti nella Nota del Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) del 30 novembre 2017.

Gli interventi previsti dal Piano sono descritti al successivo paragrafo 6.2.

 INRETE <small>DISTRIBUZIONE ENERGIA</small>	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	REV. 0	GIUGNO 2023	PAG. 5 di 32
	ASSET MANAGEMENT - SVILUPPO ASSET E TRANSIZIONE ENERGETICA		

3.1. CALCOLO DEGLI INDICI DI RISCHIO E DI RESILIENZA

Il calcolo degli indici di rischio e di resilienza è stato effettuato per singola cabina secondaria, facendo riferimento ai carichi per manicotto di ghiaccio e neve e per il vento determinati secondo le indicazioni delle Norme CEI EN 50341-1 e CEI EN 50341-2-13.

Per ciascuna tipologia di carichi, dette Norme richiedono di determinare il carico per manicotto di ghiaccio e neve e per il vento in funzione dell'altitudine e di diversi parametri funzione dell'orografia della località e delle caratteristiche geometriche della linea.

Allo scopo di semplificare il procedimento sono stati fissati tali parametri e il calcolo dei carichi è stato ricondotto al comune anziché alla singola linea o cabina secondaria.

I parametri utilizzati sono quindi i seguenti:


Parametro	Valore
Altitudine a [m]	Maggiore tra altitudine del capoluogo del Comune e altitudine del punto del reticolo MESAN nel comune utilizzata da RSE
Coefficiente di esposizione C_e [num. puro] Categoria di esposizione del sito II $K_r=0,19$ $z_0 = 0,05$ $z = 10$	2,35
Fattore dinamico G_x coincidente con fattore di campata G_c [num. puro] Altezza dei conduttori di 10 m e campate di lunghezza fino a 100 m	0,70
Coefficiente di topografia C_x [num. puro]	1

Tabella 1: parametri utilizzati per il calcolo dei carichi per manicotto di ghiaccio e neve e per il vento secondo le Norme CEI EN 50341-1 e CEI EN 50341-2-13.

Si precisa che è stata considerata l'altitudine maggiore tra l'altezza del capoluogo e l'altezza del punto del reticolo meteorologico MESAN considerato da RSE per la predisposizione della banca dati a favore della sicurezza.

Per il calcolo del tempo di ritorno sono invece state fatte le seguenti considerazioni:

- Il tempo di ritorno è valutato considerando chiusi gli interruttori e organi di manovra di tutte le vie di possibile contro alimentazione MT e considerando la piena disponibilità delle cabine primarie, pertanto nei casi di cabine secondarie che è possibile alimentare da più feeder si è considerato il tempo di ritorno maggiore (corrispondente cioè alla linea che ha la maggior probabilità di restare in servizio);
- Per le cabine secondarie alimentate da almeno 1 feeder interrato il tempo di ritorno è considerato infinito poiché non è possibile una disalimentazione causata dalla presenza di manicotti di ghiaccio o neve;
- Si considera che, se i carichi di riferimento calcolati secondo le Norme CEI EN

	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	REV. 0	GIUGNO 2023	PAG. 6 di 32
	ASSET MANAGEMENT - SVILUPPO ASSET E TRANSIZIONE ENERGETICA		

50341 sono tali da provocare la rottura di linee con una determinata sezione di conduttore in un Comune, tutte le linee di quella sezione in quel Comune siano indisponibili.

- Viceversa, se una linea di una determinata sezione è ubicata sul territorio di più di un Comune è considerata indisponibile solo dove il carico di riferimento calcolato secondo le Norme CEI EN 50341 ne determina il collasso.

Una volta determinato il tempo di ritorno per ciascuna cabina secondaria TRCs, non avendo a oggi il valore TRcp per le Cabine Primarie di interesse alimentate dalla Rete di Trasmissione Nazionale, **il tempo di ritorno equivalente TRCs-eq necessario ai fini della predisposizione del Piano è stato considerato, a favore della sicurezza, il TRCs.** Ne consegue che il valore dell'indice di rischio della cabina secondaria calcolato è:

$$IRIcs-eq = NUD / TRCs-eq = NUD / TRCs$$

3.2. DEFINIZIONE DELLA PRIORITÀ DEGLI INTERVENTI

Per definire la priorità degli interventi sono stati eseguiti i seguenti passi:

1. Gli indici di rischio IRIcs-eq di ciascuna cabina secondaria sono stati ordinati in modo decrescente.
2. È stata definita una soglia di indice di rischio (IRIcs-eq) al fine di intervenire sul 10% delle cabine secondarie.
3. Sono stati individuati i tratti di rete soggetti a guasti durante gli ultimi eventi nevosi e aggregati in cluster per individuare le aree attualmente meno resilienti su cui intervenire.
4. È stata fatta una sintesi dei punti 2 e 3 per individuare concretamente i tratti di rete più critici su cui intervenire, usando come driver primario le evidenze dei guasti registrati.


3.3. CALCOLO DEGLI IMPATTI ATTESI

L'impatto atteso, cioè il miglioramento dell'indice di rischio, è la differenza tra l'indice di rischio in condizioni post-intervento e l'indice di rischio nella situazione pre-intervento, con riferimento a ciascuna cabina secondaria.

Sia l'indice di rischio pre-intervento sia quello post-intervento sono stati determinati con le modalità esposte ai punti precedenti.

3.4. CALCOLO DEL BENEFICIO ATTESO

Il calcolo del beneficio atteso, effettuato a partire dalla differenza degli indici di rischio post-intervento e pre-intervento, ha preso in considerazione le seguenti categorie di costo:

	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	REV. 0	GIUGNO 2023	PAG. 7 di 32
	ASSET MANAGEMENT - SVILUPPO ASSET E TRANSIZIONE ENERGETICA		

- B1. minori costi per la riduzione delle interruzioni legate alla scarsa resilienza della rete ottenibile grazie all'intervento pianificato, utilizzando i valori di 12 €/kWh non fornito per gli utenti domestici e 54 €/kWh non fornito per gli utenti non domestici e un'ipotesi di durata delle interruzioni costante, convenzionalmente pari a 16;
- B2. minori costi per gli interventi in emergenza in occasione delle interruzioni legate alla scarsa resilienza della rete (minori costi la cui fruizione ha tempi di rientro prolungati);
- B3. minori costi per la riduzione di interruzioni ordinarie ottenibile grazie all'intervento allo studio, utilizzando i valori di 12 €/kWh non fornito per gli utenti domestici e 54 €/kWh non fornito per gli utenti non domestici;
- 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.

I minori costi di cui al punto 1 sono stati calcolati con riferimento alla potenza erogata media per l'ambito territoriale Modena 225B a bassa concentrazione nel periodo 2015-2019, rispettivamente pari a 0,185 kW per i clienti domestici e a 1,28 kW per i clienti non domestici e pari alla media della potenza assorbita nell'anno 2018 per i clienti non domestici MT.


I minori costi indicati al punto 2 sono stati valutati con riferimento ai costi sostenuti per il ripristino della funzionalità della rete a seguito dell'evento nevoso verificatosi nel febbraio del 2015 nell'ambito dei comuni compresi nel perimetro del progetto, rapportandoli alla lunghezza totale della rete MT aerea in conduttori nudi negli stessi comuni.

La stima dei minori costi è stata pertanto effettuata moltiplicando il costo di ripristino per unità di lunghezza della rete MT per la lunghezza dei conduttori aerei nudi sostituiti nell'ambito di ciascun intervento.

Il costo totale sostenuto per gli interventi di riparazione nel corso della nevicata del febbraio 2015 ammonta a 148.000 euro distribuiti su circa 700 km di linee in conduttore nudo, pertanto l'incidenza ammonta a 211 Euro/km: tale valore moltiplicato per la lunghezza di linea sostituita e per la frequenza con cui accade la disalimentazione (inverso del Tempo di ritorno di Cabina Secondaria TRCs) costituisce il secondo beneficio.

Per quanto riguarda i minori costi previsti a punto 3 è stata eseguita un'analisi statistica dell'andamento del numero di interruzioni senza preavviso lunghe e senza preavviso brevi per utenti BT dovute ad altre cause (ovvero non a cause di forza maggiore o cause esterne).

L'analisi ha confermato che all'aumentare della percentuale di rete in cavo il numero delle interruzioni diminuisce e, poiché la percentuale di rete MT realizzata in cavo interrato o aereo al termine dell'esecuzione degli interventi nell'ambito 225B a bassa concentrazione sarà simile alla stessa percentuale nell'ambito 225M a media concentrazione, per stimare in via cautelativa i minori costi per la riduzione di interruzioni ordinarie si sono assunti come parametri il delta tra i valori medi di riferimento per il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e senza preavviso brevi per utenti BT dovute ad altre cause e la loro durata tra i due ambiti citati. Tali valori sono rispettivamente 3,410 e 44,1 minuti per

	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	REV. 0	GIUGNO 2023	PAG. 8 di 32
	ASSET MANAGEMENT - SVILUPPO ASSET E TRANSIZIONE ENERGETICA		

l'ambito 225M, 5,768 e 68,63 minuti per l'ambito 225B da cui ne consegue che per determinare i minori costi per la riduzione di interruzioni ordinarie si è considerata una riduzione di 2,358 nel numero di interruzioni e di 24,53 minuti nella durata.

Tale valutazione è stata estesa anche ai clienti non domestici MT essendo sottesi alla medesima rete di distribuzione.

I minori costi del punto 4 non sono stati valutati in quanto, oltre ad essere di difficile stima, si ritengono di entità trascurabile in quanto buona parte delle attività necessaria all'individuazione dei guasti viene effettuata tramite telecontrollo.

In ultimo, quali minori costi previsti al punto 5, sono stati considerati sia il risparmio di ore uomo ai fini dell'ispezione delle linee, valutato in base all'incidenza dell'impiego di personale necessario per ispezionare le linee in conduttori nudi normalizzato per unità di lunghezza rispetto allo stesso parametro relativo alle linee in cavo pari a 300 €/km e 250 €/km rispettivamente, sia i minori costi legati alla riduzione dei corridoi ecologici e quindi alle minori potature da eseguire valutate in 1.200 €/km.

3.5. CALCOLO DEL COSTO ATTESO

Il costo atteso comprende:


1. Il costo di investimento per la realizzazione dell'intervento, inclusi costi compensativi esogeni alle infrastrutture dedicate ai servizi di distribuzione, costi per l'eventuale demolizione di infrastrutture preesistenti;
2. I costi di esercizio e di manutenzione durante la vita economica dell'intervento

La valutazione preliminare del costo degli interventi è stata effettuata considerando la costruzione a nuovo dei tratti di linea interessati (ovvero senza considerare il possibile riutilizzo di sostegni esistenti), inoltre il costo della demolizione delle linee esistenti è stato considerato pari al 30% del costo di costruzione a nuovo.

Il costo di costruzione utilizzato è quello pubblicato nelle "Modalità e condizioni contrattuali per l'erogazione del servizio di connessione (MCC) del 02/05/2017" di 63,34 k€/km maggiorato del 26,5% per tenere conto di spese tecniche e spese generali e pari quindi a 80,125 k€/km.

Si precisa che, ove necessario a garantire il servizio di distribuzione di Energia Elettrica e arrecare il minor disagio agli utenti, agli importi sopra indicati è stato aggiunto il costo relativo all'installazione e utilizzo di gruppi elettrogeni.

Per quanto riguarda l'esercizio delle linee in cavo elicordato, sono stati presi in considerazione i costi derivanti dalla potatura periodica nella misura di 1.800 €/km di lunghezza della linea MT in cavo aereo, da effettuarsi ogni 3 anni, e i costi di ispezione nella misura di 250 €/km di lunghezza della linea MT in cavo aereo da effettuarsi annualmente: tali valori sono stati già stati considerati in detrazione nella valutazione dei benefici, pertanto non verranno ulteriormente conteggiati nella valutazione dei costi di esercizio.

	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	REV. 0	GIUGNO 2023	PAG. 9 di 32
	ASSET MANAGEMENT - SVILUPPO ASSET E TRANSIZIONE ENERGETICA		

3.6. ANALISI ECONOMICA DEGLI INTERVENTI

L'analisi economica dei singoli interventi proposti è stata effettuata in conformità alle ipotesi previste dalla DIEU n.2/2017, ovvero:

- tasso di sconto 4% reale;
- vita economica 25 anni di esercizio;
- nessun valore residuale.

4. VALUTAZIONE DELLA RESILIENZA DELLE LINEE

La valutazione si è basata su quanto indicato nelle Norme CEI EN 50341-1 e CEI EN 50341-2-13 nonché sulle NTC in esse richiamate: nei paragrafi successivi sono riportati in sintesi i parametri fisici utilizzati per i calcoli.

4.1. CARICHI MECCANICI DI RIFERIMENTO

Il piano è stato predisposto facendo riferimento ai carichi per presenza combinata di vento e ghiaccio o neve calcolati secondo quanto previsto nelle Norme CEI EN 50341-1 e CEI EN 50341-2-13, i cui valori sono riportati di seguito, anziché i carichi ottenibili dal documento RSE "Banca dati meteorologica e metodologia per il calcolo del carico di neve su conduttori di linee elettriche aeree" del 14/11/2016.

Si ritiene, infatti, che allo stato attuale le norme CEI EN 50341-1 e CEI EN 50341-2-13 siano da preferire in quanto costituiscono il recepimento nazionale dalla normativa europea elaborata in sede di CENELEC, inoltre la legislazione nazionale vigente considera le norme emesse dal Comitato Elettrotecnico Italiano rappresentative della regola dell'arte.

I parametri utilizzati per i calcoli sono pertanto quelli riportati nella tabella 4.7/IT.1 della succitata norma, di cui è riportato uno stralcio:

Condizioni di verifica		Temperature [°C]	Vento	Ghiaccio/neve
a)	Every Day Stress	15	0	0
d)	Presenza combinata di vento e ghiaccio o neve	-2	0,6 V _b	S _k

Tabella 2: Tabella 4.7/IT.1 della Norma CEI EN 50341-2-13.

4.2. CARATTERISTICHE DELLE LINEE ELETTRICHE

Per i calcoli sono state utilizzate le grandezze di riferimento riportate nella tabella seguente:

TIPOLOGIA	CU16	CU25	CU35	CU70	AA150
Diametro mm	5,1	6,42	7,56	10,7	15,85
Sezione mm²	15,89	25,18	34,91	68,34	148,5
Peso conduttore kg/m	0,1414	0,228	0,317	0,626	0,516
Carico di rottura a trazione kg	574	1.028	1.426	2.734	4.787
Carico di rottura a trazione / γ kg	459	822	1.141	2.187	3.830
Campata media L₀ m	50	75	100	100	100
Tiro orizzontale EDS %	6,1%	8,4%	9,8%	13,4%	9,3%
Tiro orizzontale EDS kg	35	86	140	366	445
Modulo elastico E kg/mm²	12.996	9.997	9.997	9.997	7.656
Coef. di dilatazione α 1/K	1,68E-05	1,70E-05	1,70E-05	1,70E-05	1,89E-05

Tabella 3: caratteristiche di riferimento delle linee elettriche.

4.3. CARICO LIMITE DOVUTO ALLA PRESENZA COMBINATA DI VENTO E GHIACCIO O NEVE


Allo scopo di limitare la quantità di calcoli necessari l'analisi del problema è stata semplificata individuando il carico dovuto alla presenza combinata di vento e ghiaccio o neve superato il quale l'equazione fondamentale di progetto per ciascuna tipologia di conduttori non è più soddisfatta.

In questo modo per ciascun Comune servito è stato possibile confrontare il valore di carico dovuto alla presenza combinata di vento e ghiaccio o neve determinato secondo quanto prescritto dalle Norme CEI EN 50341-1 e CEI EN 50341-2-13 con il valore limite e stabilire:

- Se ciascuna sezione di conduttore è idonea o meno a soddisfare l'equazione fondamentale di progetto in ogni Comune servito;
- Il tempo di ritorno della sollecitazione in base al rapporto tra il carico limite e il carico neve determinato con le Norme CEI EN 50341-1 e CEI EN 50341-2-13 per ciascuna sezione di conduttore e ciascun Comune servito.

5. PERIMETRO DEL PIANO

L'analisi effettuata sui carichi determinati dai manicotti di ghiaccio o neve e dal vento secondo quanto previsto dalla Norma CEI EN 50341-1 ha consentito di individuare le tipologie di conduttori per le quali l'equazione fondamentale di progetto della suddetta

	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	REV. 0	GIUGNO 2023	PAG. 11 di 32
	ASSET MANAGEMENT - SVILUPPO ASSET E TRANSIZIONE ENERGETICA		

norma non è soddisfatta e i Comuni serviti da INRETE nei quali ciò avviene.


I Comuni in questione sono ristretti all'Appennino Modenese (ambito territoriale Modena 225B a bassa concentrazione) e, considerando l'area nella sua interezza, il perimetro del Piano comprende pertanto i seguenti Comuni:

1. Fanano
2. Fiumalbo
3. Guiglia *
4. Lama Mocogno
5. Montecreto
6. Montese
7. Pavullo Nel Frignano *
8. Pievepelago
9. Polinago
10. Riolunato
11. Sestola
12. Zocca

(*) Comuni nei quali l'analisi dei carichi determinati dai manicotti di ghiaccio o neve e dal vento secondo quanto previsto dalla Norma CEI EN 50341 non ha evidenziato criticità.

Dal punto di vista della rete di distribuzione l'analisi è stata effettuata sulle porzioni delle linee di MT che ricadono nei comuni sopra citati di seguito riportate.

1. HR_MO_019_005_GOLD
2. HR_MO_019_006_CAPOLU
3. HR_MO_019_007_GAIATO
4. HR_MO_019_008_VERICA
5. HR_MO_019_009_ANTONI
6. HR_MO_019_010_LAME
7. HR_MO_019_011_MABAL
8. HR_MO_019_012_MICENO
9. HR_MO_019_013_COGOR
10. HR_MO_019_014_MATTA
11. HR_MO_019_015_CAMPA
12. HR_MO_019_016_MARANO
13. HR_MO_019_017_MONTES
14. HR_MO_019_018_TARP
15. HR_MO_027_003_FIUMAL
16. HR_MO_027_004_IMBRAN
17. HR_MO_027_005_PELAGO
18. HR_MO_027_006_RIOLUN
19. HR_MO_027_008_STRETT
20. HR_MO_027_009_CAPISA

 INRETE <small>DISTRIBUZIONE ENERGIA</small>	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	REV. 0	GIUGNO 2023	PAG. 12 di 32
	ASSET MANAGEMENT - SVILUPPO ASSET E TRANSIZIONE ENERGETICA		

21. HR_MO_027_030_SA-1030
22. HR_MO_032_002_SESTOL
23. HR_MO_032_003_SANMI
24. HR_MO_032_004_PAVUL
25. HR_MO_032_005_POLINA
26. HR_MO_032_006_RASO
27. HR_MO_033_002_ZOCCA 2
28. HR_MO_033_010_APPEN
29. HR_MO_033_011_CASONA 2
30. HR_MO_033_012_MARART

Il perimetro del Piano comprende 846 cabine secondarie di trasformazione che alimentano utenti BT domestici e non domestici.

Si è quindi proceduto alla determinazione del Tempo di ritorno di Cabina Secondaria TRcs, del numero di utenti bt totali disalimentati (NUD) necessari per il calcolo dell'indice di rischio equivalente di Cabina Secondaria IRlcs-eq per ciascuna delle 846 cabine di trasformazione.


Le linee MT che sono state analizzate allo scopo di definire gli interventi idonei a risolvere le criticità individuate sono elencate in Tabella 4.

Linea MT	Lunghezza complessiva linea [km]	Lunghezza complessiva intervento [km]	Totale Cabine Secondarie intervento*	Totale Utenti Disalimentati intervento**
HR_MO_033_010_APPEN	50,13	1,733	2	73
HR_MO_033_002_ZOCCA 2	71,83	2,305	8	152
HR_MO_019_016_MARANO	36,74	0,775	0	0
HR_MO_019_010_LAME	74,84	7,308	6	145
HR_MO_019_017_MONTES	60,81	6,953	10 (1)	355 (1)
HR_MO_019_007_GAIATO	76,07	4,001	10	372 (1)
HR_MO_019_014_MATTA	44,01	2,807	2	115
HR_MO_019_013_COGOR	57,49	5,651	11	263
HR_MO_032_006_RASO	63,10	3,837	11 (1)	324 (2)
HR_MO_032_002_SESTOL	38,89	0,185	1	224
HR_MO_027_005_PELAGO	8,12	3,291	14 (1)	1716 (3)
HR_MO_027_004_IMBRAN	22,35	10,273	16 (1)	1108 (2)
HR_MO_027_003_FIUMAL	30,75	12,588	34 (4)	3142 (4)
HR_MO_027_006_RIOLUN	34,03	6,547	11 (1)	925 (1)
HR_MO_027_008_STRETT	17,30	1,251	1	49
Totale	649,72	69,505	135 (9)	8963 (14)

Tabella 4: riepilogo linee MT analizzate.

* = di cui (n) cabine di sola consegna utenti non domestici MT

** = di cui (n) utenti non domestici MT

	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	REV. 0	GIUGNO 2023	PAG. 13 di 32
	ASSET MANAGEMENT - SVILUPPO ASSET E TRANSIZIONE ENERGETICA		

6. DESCRIZIONE DEGLI INTERVENTI

Nei paragrafi seguenti sono riportati gli interventi individuati sulla base delle indicazioni delle Linee Guida riprese al paragrafo 3.2 DEFINIZIONE DELLA PRIORITÀ DEGLI INTERVENTI del presente documento.

Si precisa che tutte le informazioni puntuali relative a detti interventi sono riportate nelle schede riepilogative allegate al presente Piano quale parte integrante.

Si precisa altresì che la presente revisione del Piano riporta gli interventi aggregati per linea di distribuzione così come richiesto da ARERA con comunicazione del 07/08/2019.

Al fine di garantire la continuità delle informazioni tra il presente piano e quelli precedenti, ma evidenziare allo stesso tempo gli interventi rientranti nella Deliberazione n. 536/2021/R/eel del 30 novembre 2021 "Interventi di incremento della resilienza delle reti di distribuzione dell'energia elettrica eleggibili a premio e/o penalità, relativi ai piani 2021-2023", gli stessi sono stati ripartiti in differenti tabelle riassuntive.

6.1. TIPOLOGIA DI INTERVENTI

Il livello progettuale degli interventi descritti di seguito è assimilabile al progetto di fattibilità tecnica ed economica come definito dal D.lgs 50/2016 (Codice dei Contratti Pubblici).

In esito di eventuali prescrizioni impartite dagli Enti Autorizzanti durante l'iter approvativo e del completamento della progettazione esecutiva potranno essere possibili varianti alla soluzione qui rappresentata, come ad esempio variazioni del tracciato o realizzazioni di porzioni di linee interrato anziché aeree, fermo restando l'obiettivo di risoluzione della criticità individuata.


La tipologia d'intervento adottata per la risoluzione delle criticità individuate consiste nella sostituzione dei tratti di conduttori aerei le cui sezioni risultano non idonee a sopportare i carichi combinati di manicotto di ghiaccio o neve e vento, con cavi aerei elicordati di sezione opportuna, in prima approssimazione sullo stesso tracciato delle linee esistenti.

In genere la dorsale principale sarà realizzata in cavo elicordato ARE4H5EXY 12/20 kV 3x(1x150), i tratti di dorsale terminale o diramazioni rilevanti dalla dorsale principale in cavo elicordato ARE4H5EXY 12/20 kV 3x(1x95) e le diramazioni di alimentazione a singole cabine secondarie in cavo elicordato ARE4H5EXY 12/20 kV 3x(1x50).

La tipologia di cavo utilizzato potrà essere modificata a seguito di sviluppi tecnologici e per adeguamento normativo che dovessero verificarsi nel corso degli anni in cui si sviluppa il Piano.

Qualora in passato siano già stati realizzati interventi parziali di sostituzione di conduttori aerei con cavi elicordati, la sezione dei nuovi cavi sarà scelta quanto più possibile corrispondente alle sezioni già installate; inoltre, qualora per interventi specifici le condizioni favoriscano la realizzazione di tratti interrati, verrà adottata quest'ultima soluzione realizzativa.

Per la determinazione degli interventi per ciascuna cabina secondaria oggetto dell'analisi sono stati considerati tutti i possibili percorsi di alimentazione e, individuato quello più resiliente, lungo di esso si è previsto di sostituire tutti i tratti di conduttori aerei di sezione non idonei a sopportare le sollecitazioni meccaniche con cavi aerei.

 INRETE <small>DISTRIBUZIONE ENERGIA</small>	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	REV. 0	GIUGNO 2023	PAG. 14 di 32
	ASSET MANAGEMENT - SVILUPPO ASSET E TRANSIZIONE ENERGETICA		

Questo approccio consente di identificare degli interventi maggiormente efficienti dal punto di vista del miglioramento delle caratteristiche della rete MT.

Come ulteriori benefici degli interventi individuati si hanno inoltre:

- Il miglioramento dell'effettiva controalimentabilità, in quanto l'intervento si sviluppa maggiormente lungo la dorsale (o la sua controalimentante) e ciò consente quindi l'alimentazione delle cabine in entra-esce da entrambe le parti e la possibilità di alimentare le altre linee nei punti di interconnessione;
- L'aumento del numero di cabine secondarie di cui si migliora l'indice di rischio IRlcs come conseguenza indiretta degli interventi di installazione di cavi aerei.


6.2. RIEPILOGO DEGLI INTERVENTI

Di seguito sono riportate le tabelle riepilogative degli interventi del Piano, con l'indicazione delle lunghezze in m dei cavi elicordati da installare, la loro valorizzazione economica e la pianificazione temporale aggregata secondo le indicazioni fornite da ARERA con comunicazione del 07/08/2019.

Nel caso di interventi già conclusi viene riportato il consuntivo dei costi e l'effettiva lunghezza della rete realizzata.

Linea	Nome intervento	Lunghezza [km]	Costo [€]	Semestre avvio intervento	Semestre conclusione intervento
HR_MO_019_007_GAIATO	GAIATO	4,001	472.008,37	1_2019	2_2024
HR_MO_019_014_MATTA	MATTA	2,807	344.341,50	1_2019	1_2024
HR_MO_019_013_COGOR	COGOR	5,651	778.690,13	1_2021	2_2024
HR_MO_032_005_RASO	RASO	3,837	375.415,16	2_2019	2_2022
HR_MO_027_005_PELAGO	PELAGO	3,291	539.418,99	1_2021	2_2024
HR_MO_027_004_IMBRAN	IMBRAN	10,273	1.335.409,33	2_2019	2_2024
HR_MO_027_003_FIUMAL	FIUMAL	12,588	2.130.964,98	1_2019	2_2024
HR_MO_027_006_RIOLUN	RIOLUN	6,547	1.054.957,04	2_2019	1_2023
HR_MO_027_008_STRETT	STRETT_1	1,251	201.190,78	1_2021	1_2023
TOTALE		50,246	7.232.396,28		

Tabella 5: tabella riepilogativa degli interventi eleggibili ai sensi della Delibera 536/2021/R/eel.

 INRETE <small>DISTRIBUZIONE ENERGIA</small>	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	REV. 0	GIUGNO 2023	PAG. 15 di 32
	ASSET MANAGEMENT - SVILUPPO ASSET E TRANSIZIONE ENERGETICA		

Linea	Nome intervento	Lunghezza [km]	Costo [€]	Semestre avvio intervento	Semestre conclusione intervento
HR_MO_033_010_APPEN*	APPEN	1,733	235.222,79	1_2020	2_2021
HR_MO_019_010_LAME	LAME	7,308	710.728,14	2_2019	2_2022
HR_MO_019_017_MONTES	MONTES	6,953	839.768,70	1_2022	2_2024
TOTALE		15,994	1.785.719,63		

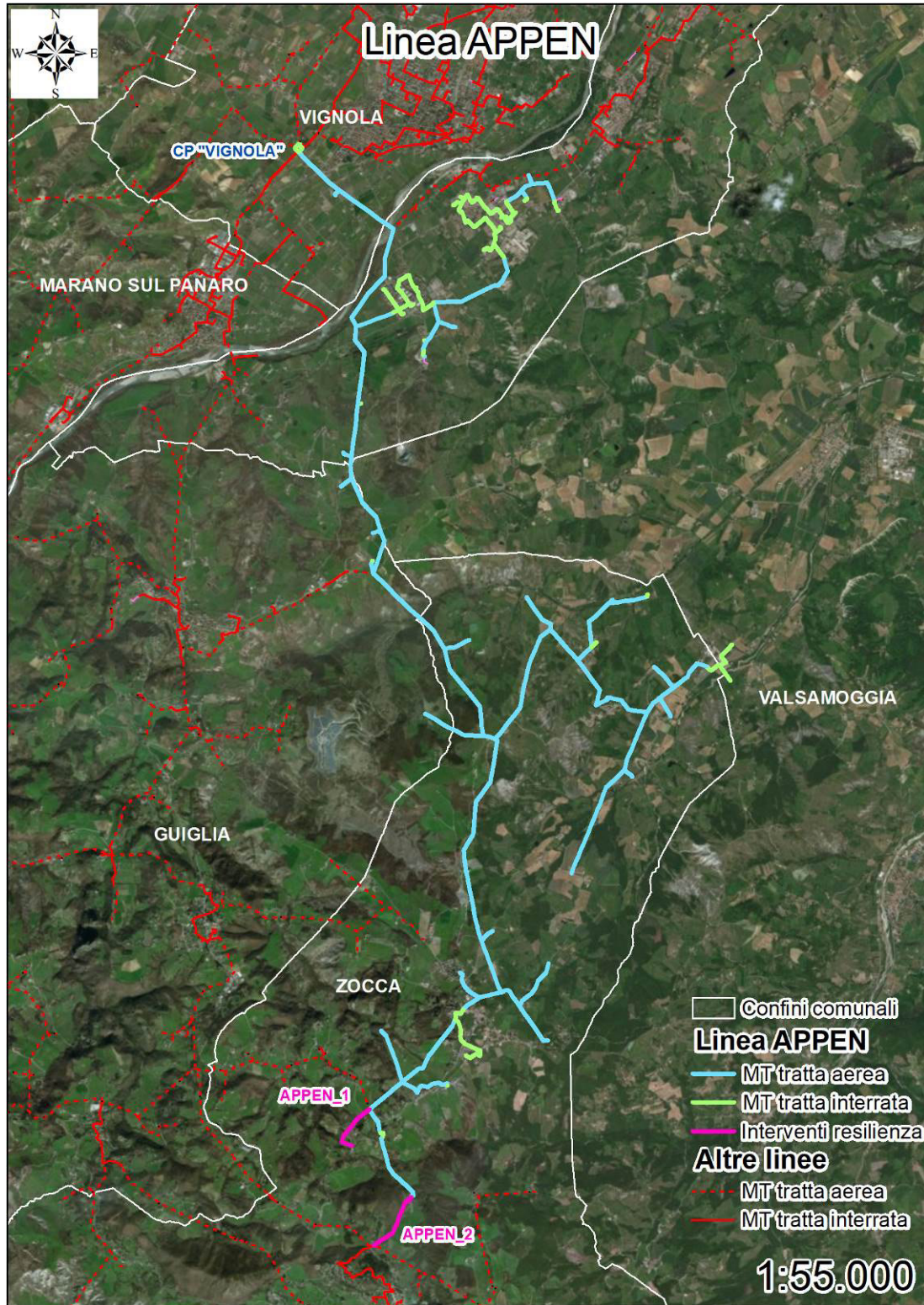
Tabella 6: tabella riepilogativa degli interventi non eleggibili come da comunicazione ARERA risultanze istruttorie per l'anno 2021.

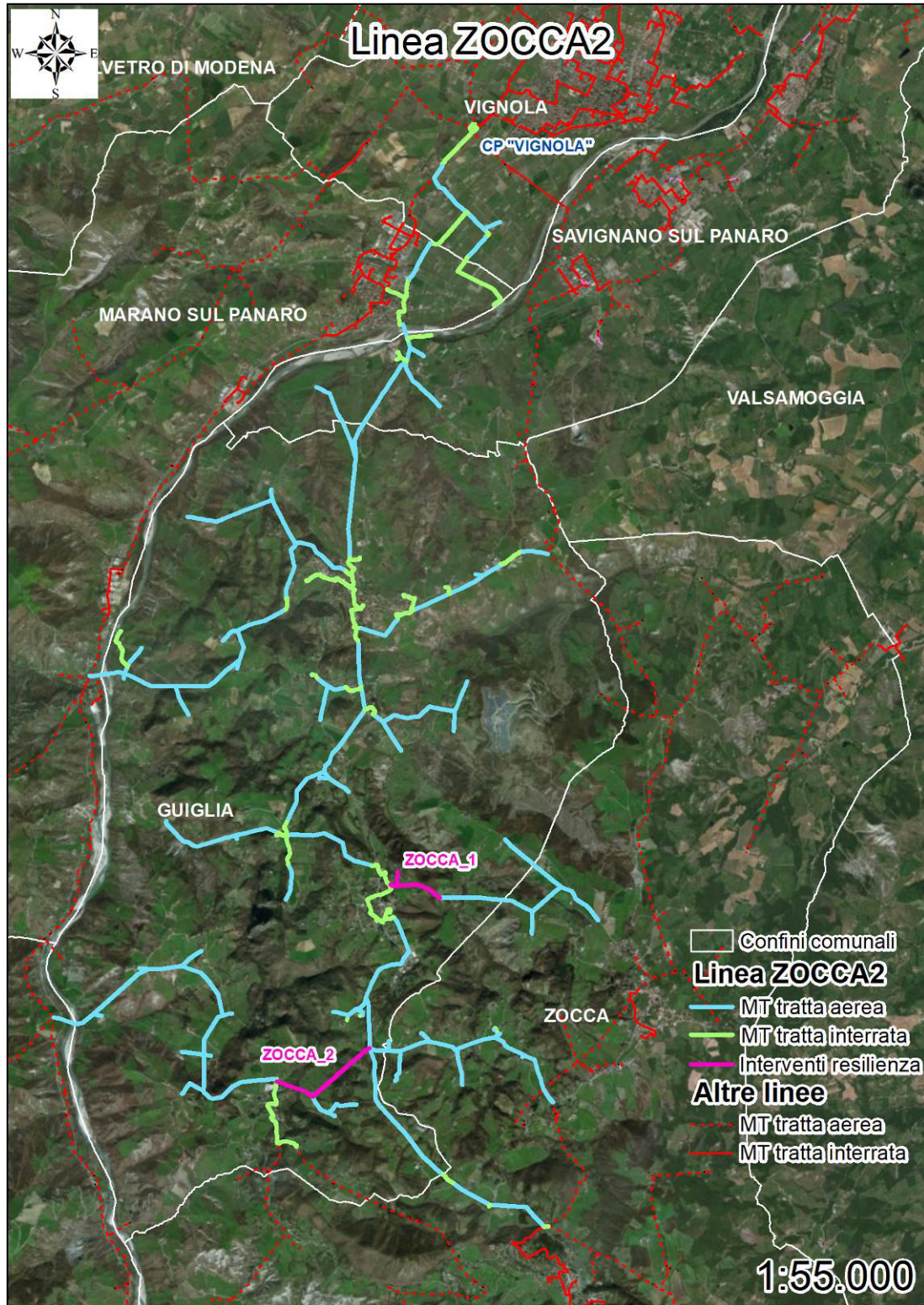
*Incremento dovuto a stipula di servitù, lavoro già concluso al 31/12/2021

Linea	Nome intervento	Lunghezza [km]	Costo [€]	Semestre avvio intervento	Semestre conclusione intervento
HR_MO_033_002_ZOCCA 2	ZOCCA2	2,305	285.369,37	1_2019	2_2020
HR_MO_019_016_MARANO	MARANO	0,775	48.267,17	2_2019	2_2020
HR_MO_032_001_SESTOL	SESTOL	0,185	21.928,92	1_2019	2_2019
TOTALE		3,265	355.565,46		

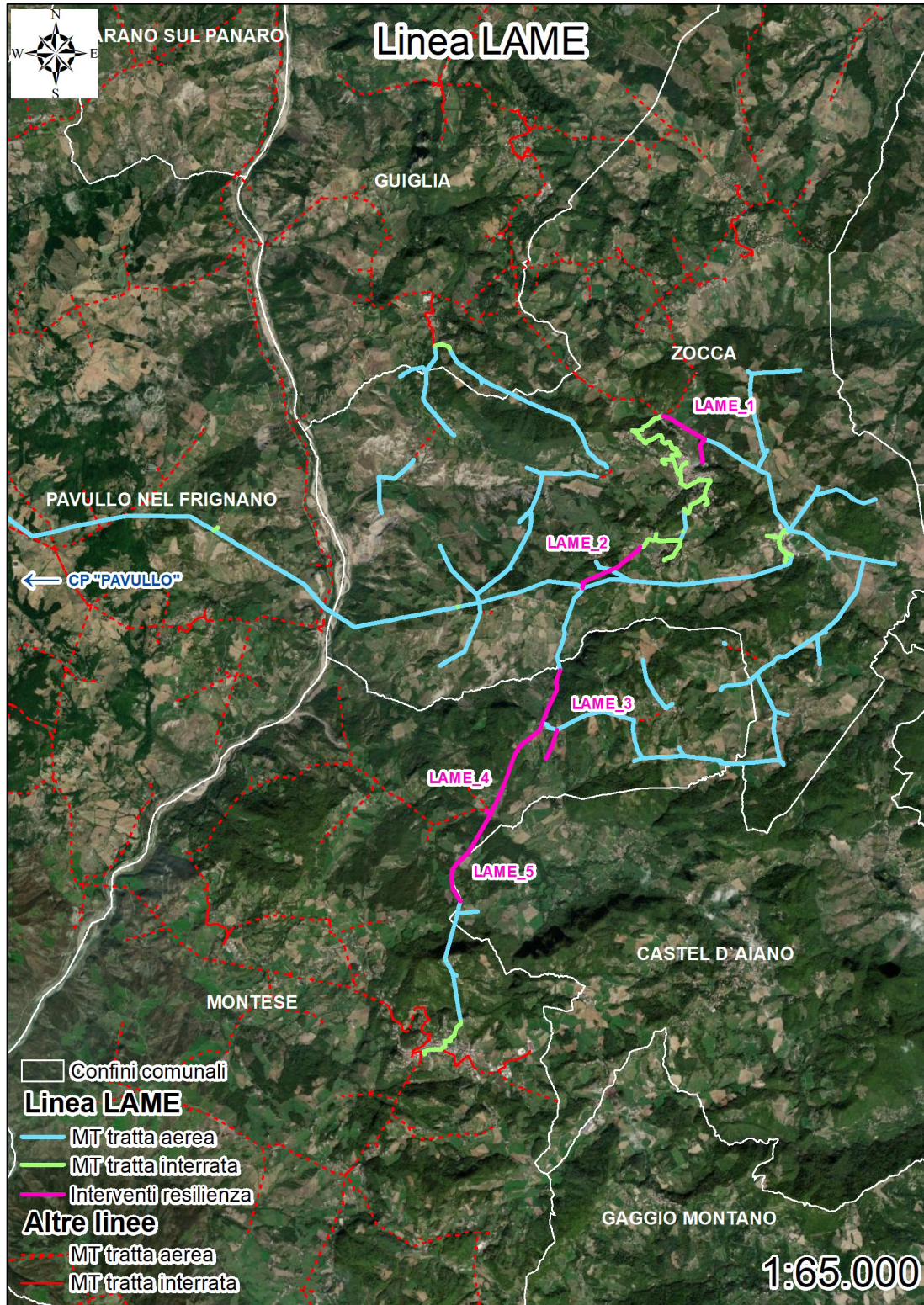
Tabella 7: tabella riepilogativa degli interventi esclusi in quanto terminati prima della finestra temporale di incentivazione.

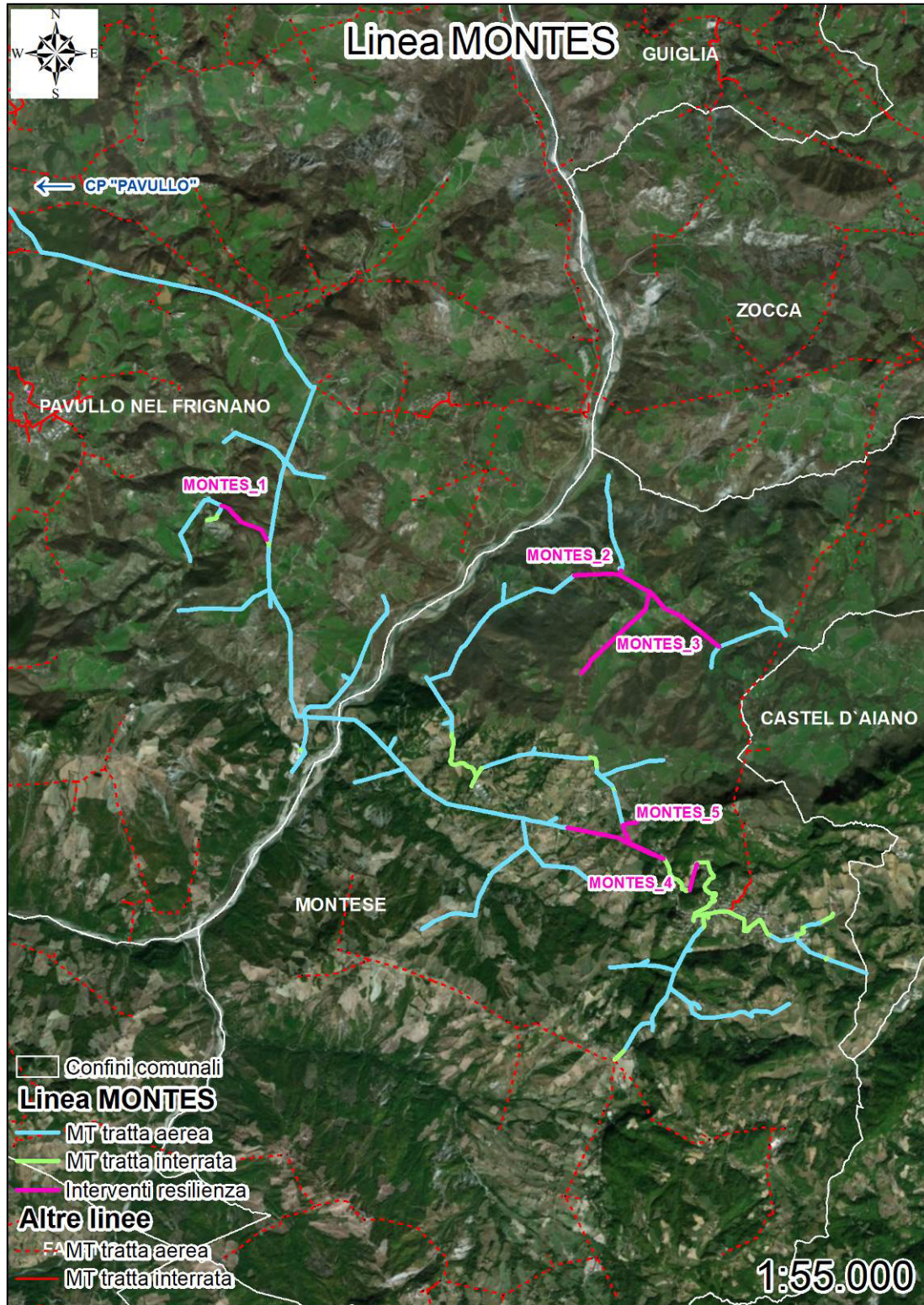
Al fine di identificare meglio il contesto in cui si opera, si riportano gli stralci planimetrici degli interventi che compongono il Piano, con evidenziate le porzioni di linea che sono idonee a restare in servizio e le porzioni che invece devono essere sostituite.

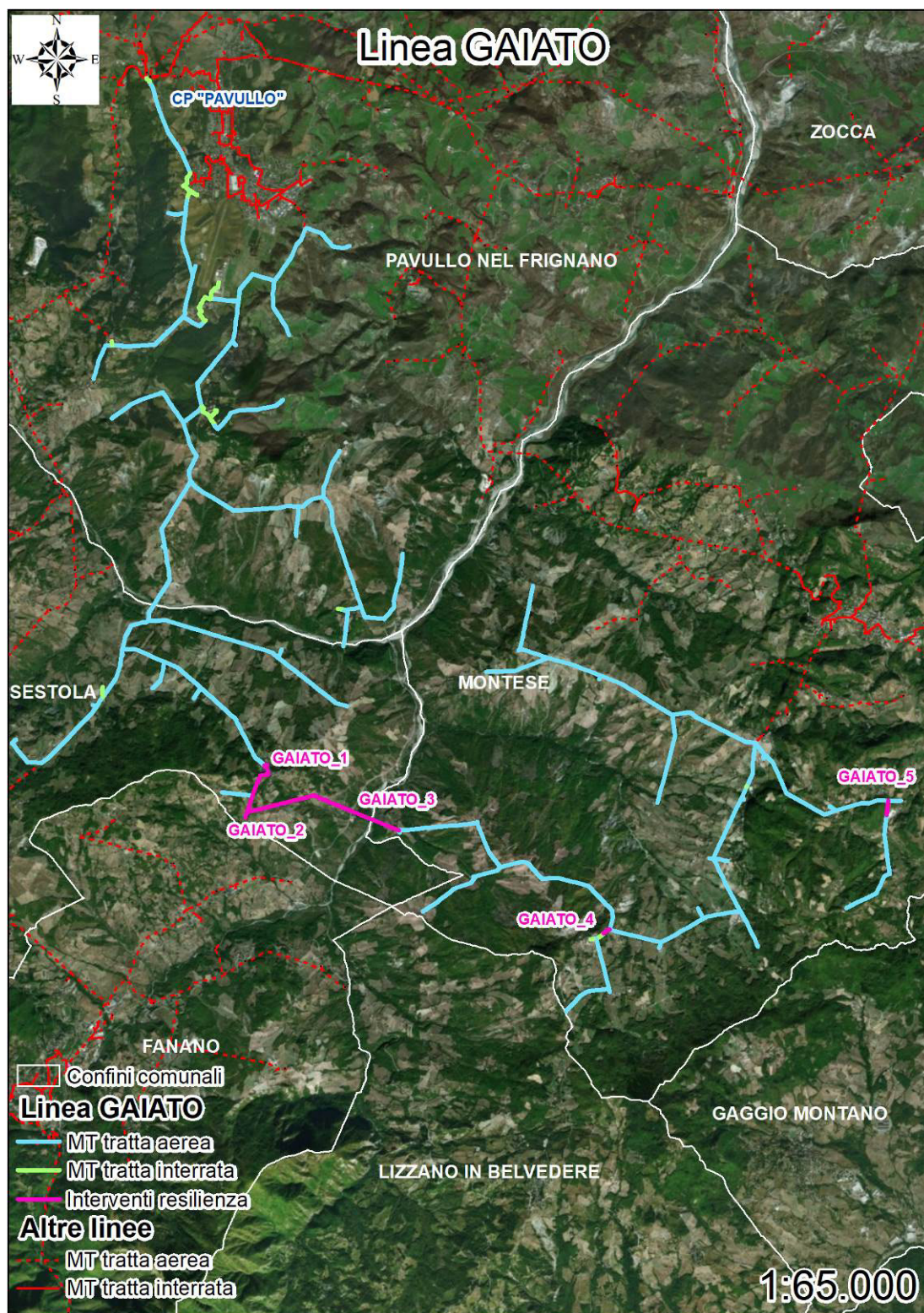


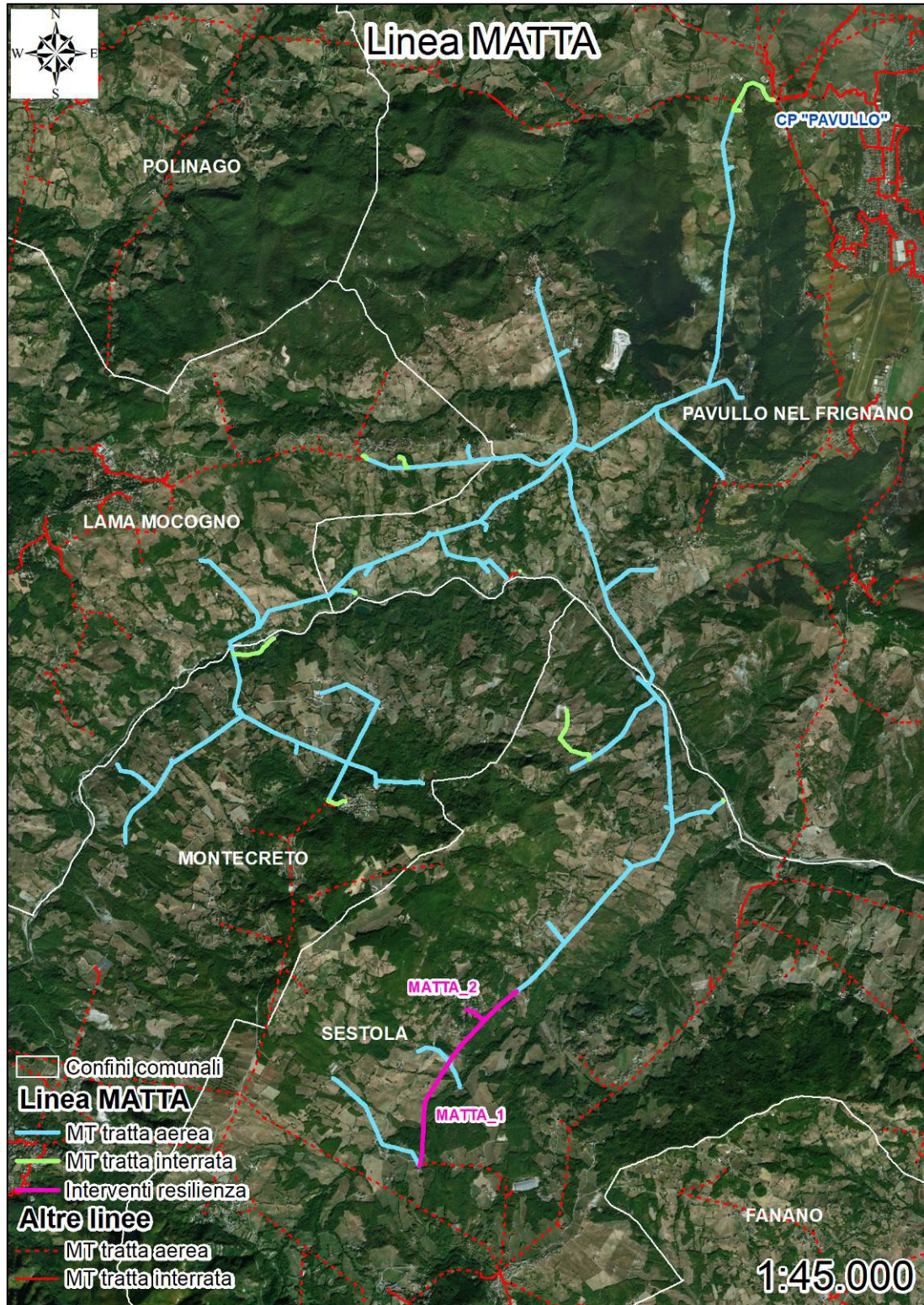


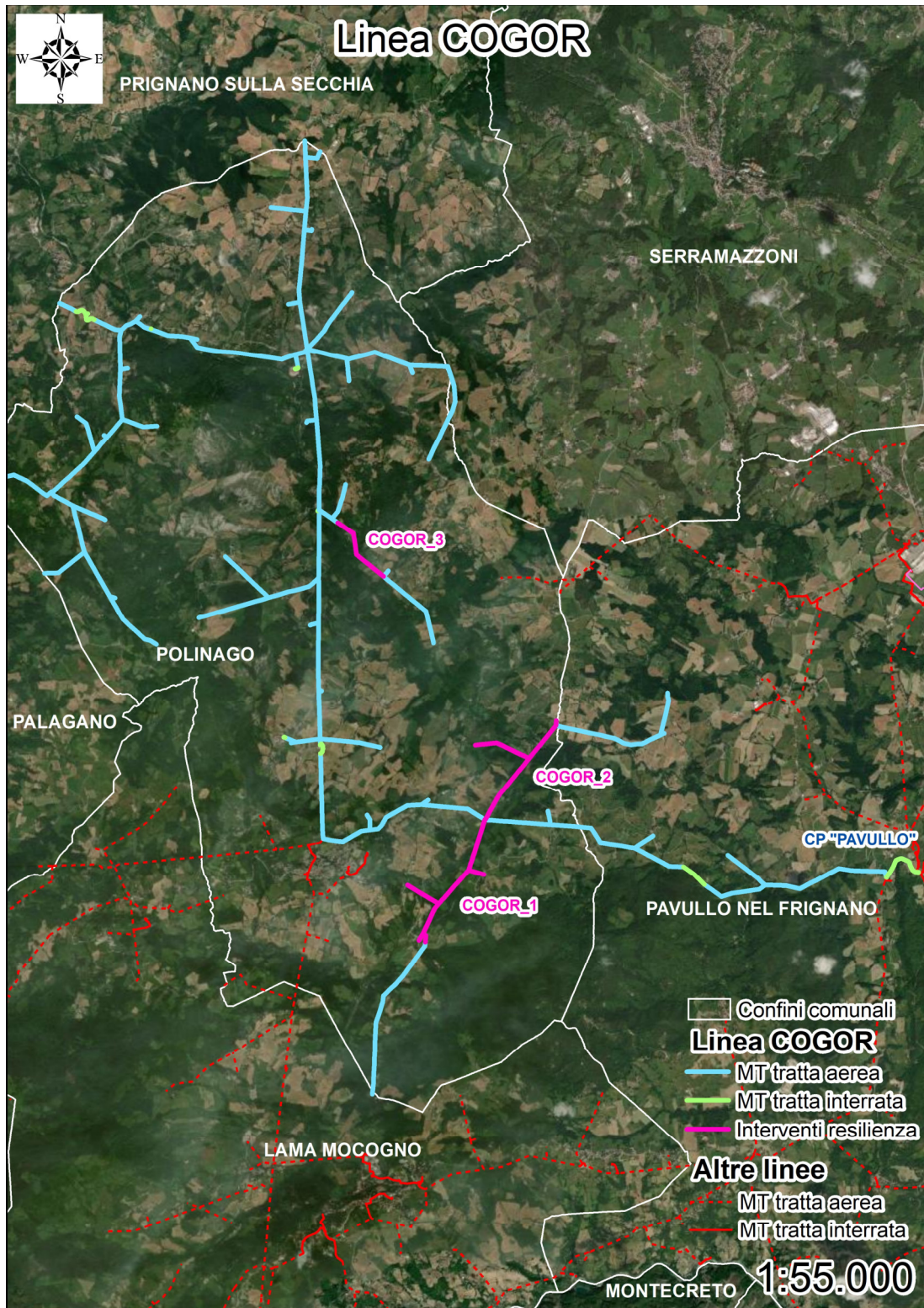


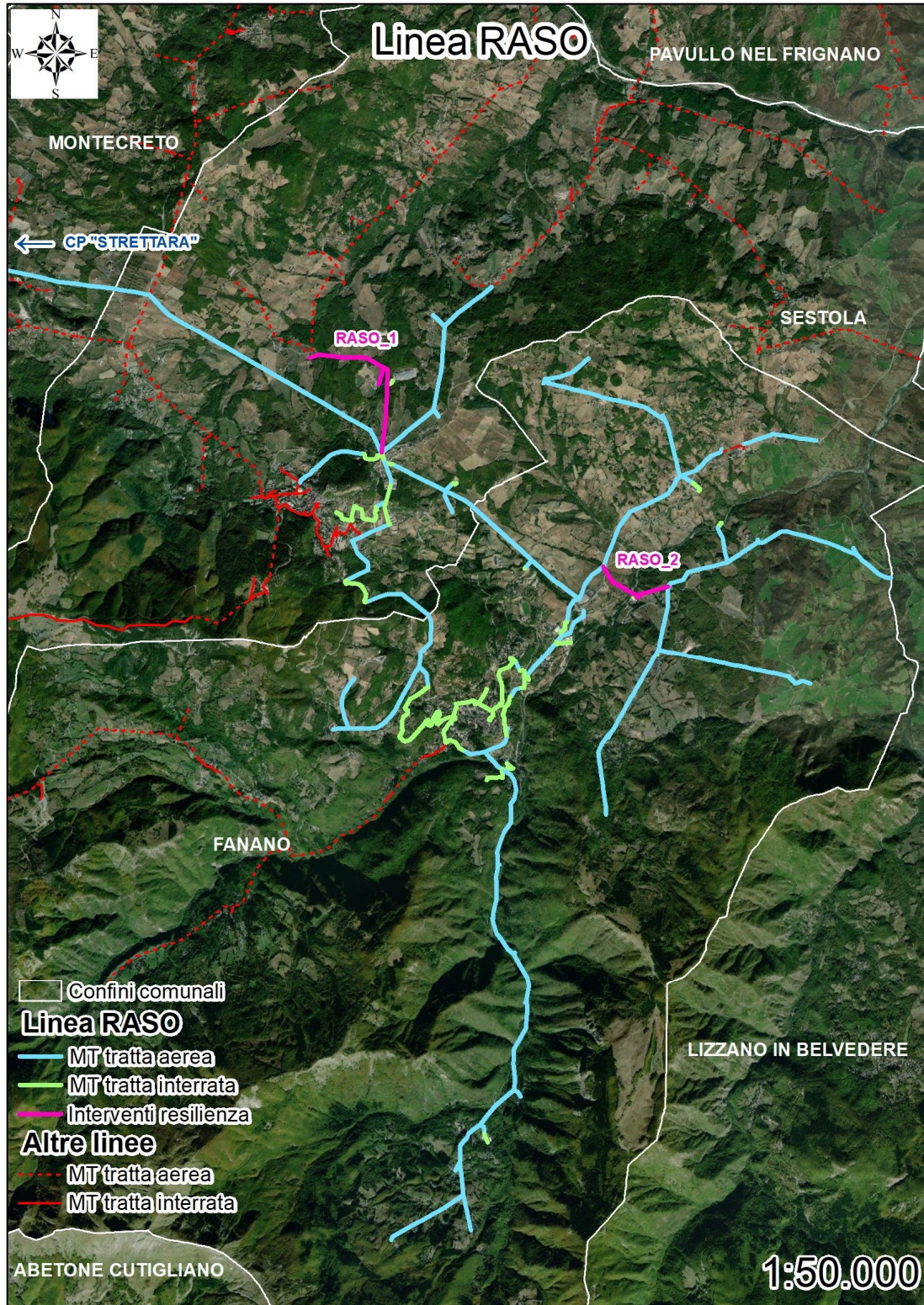




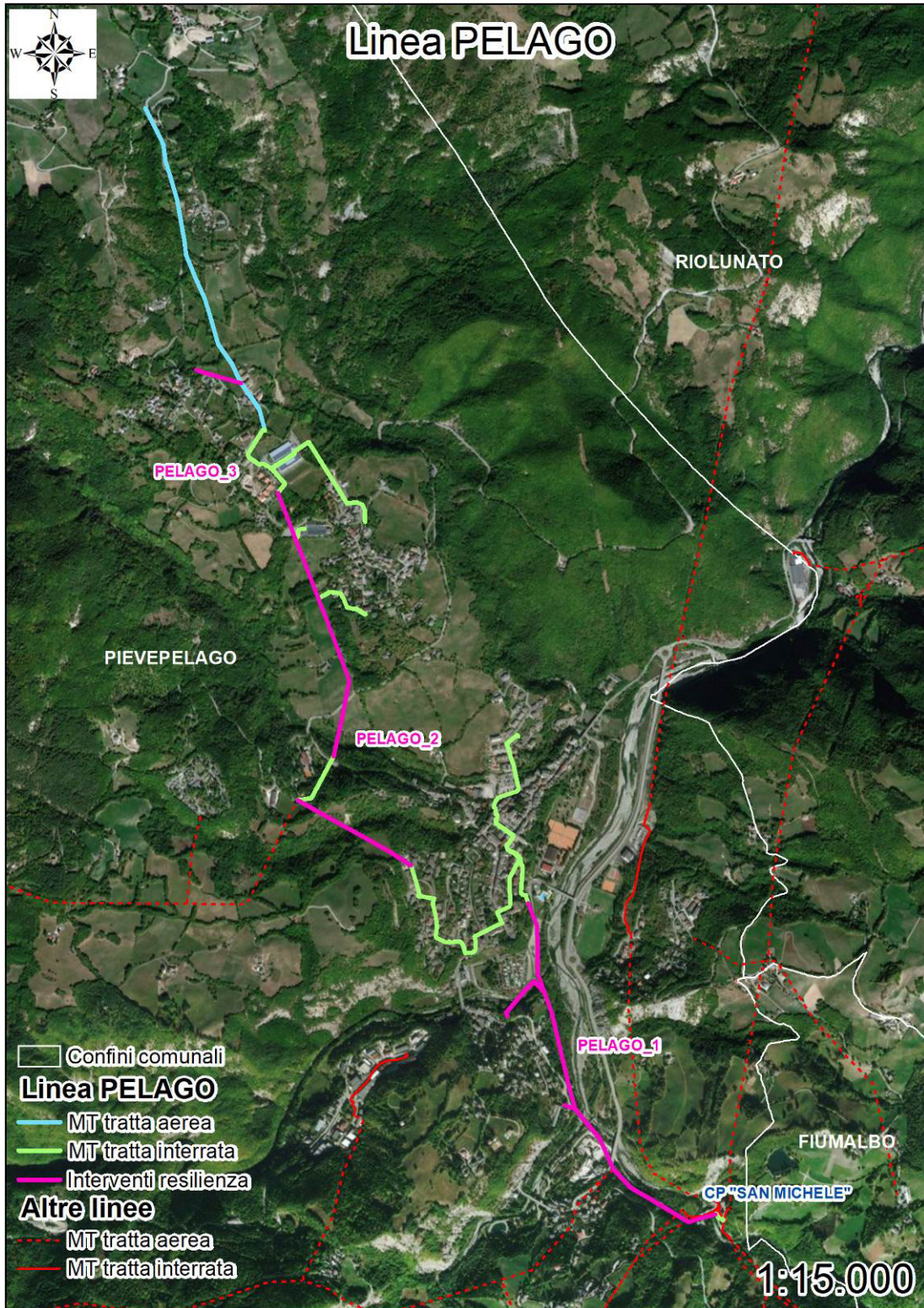


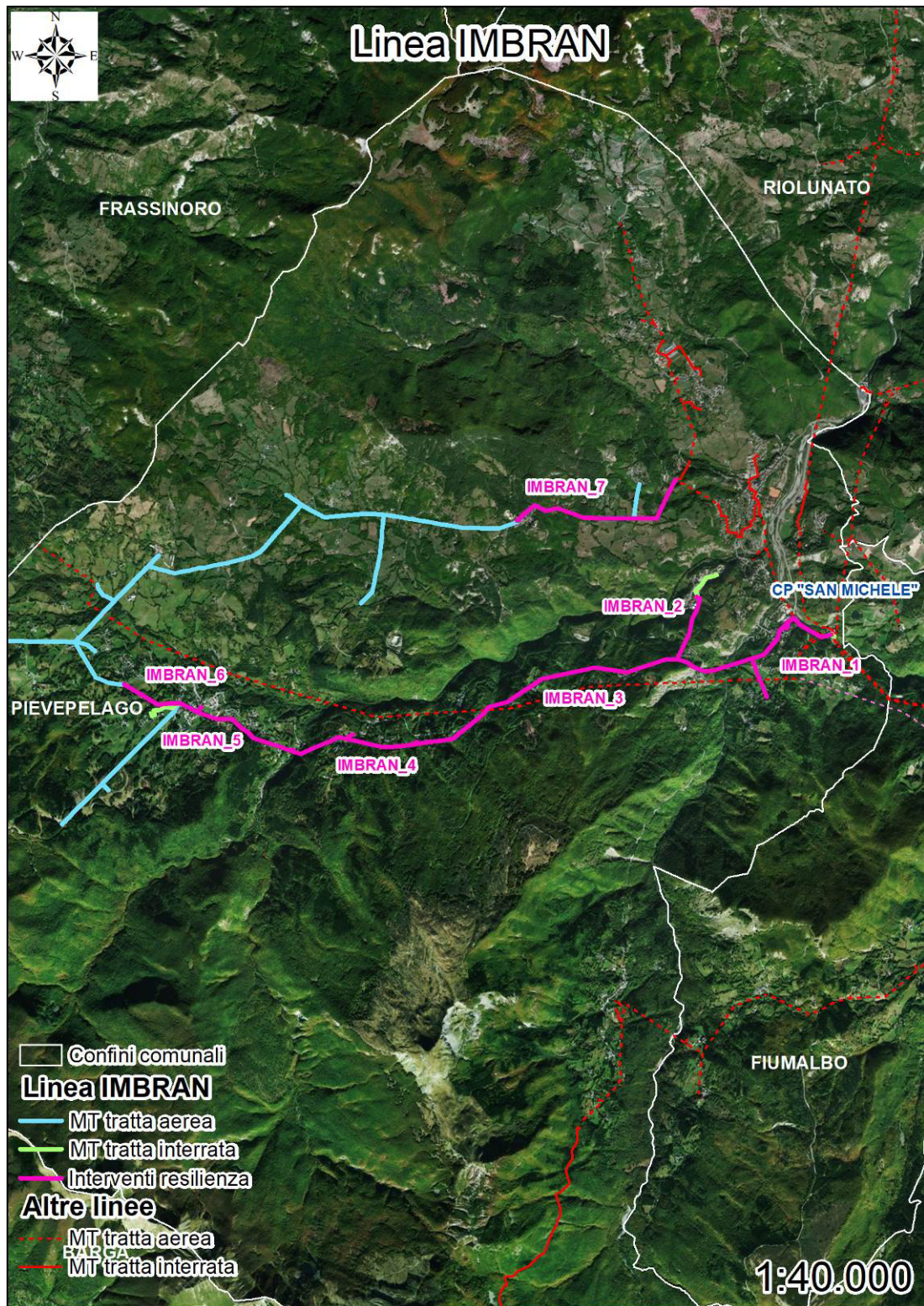


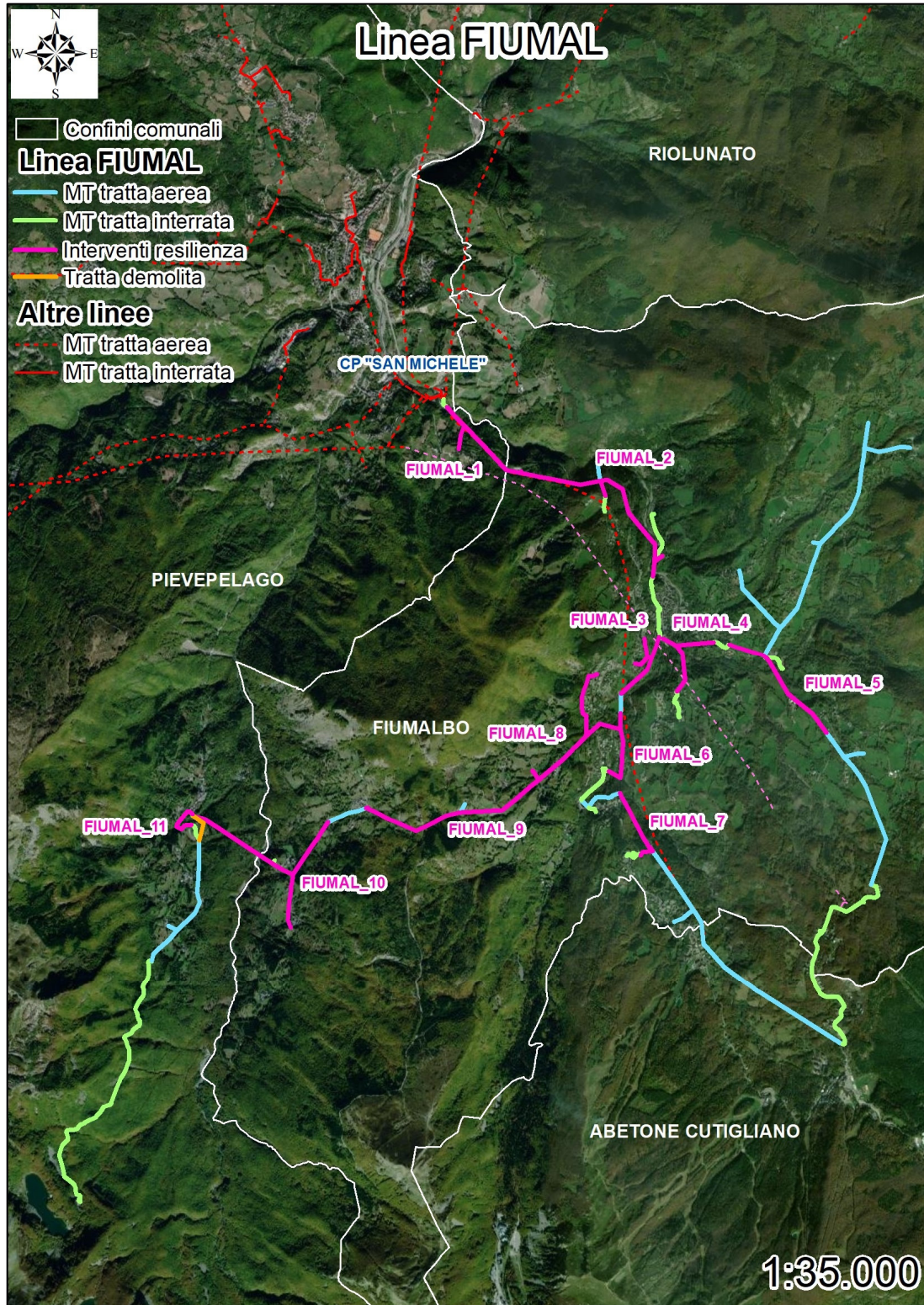




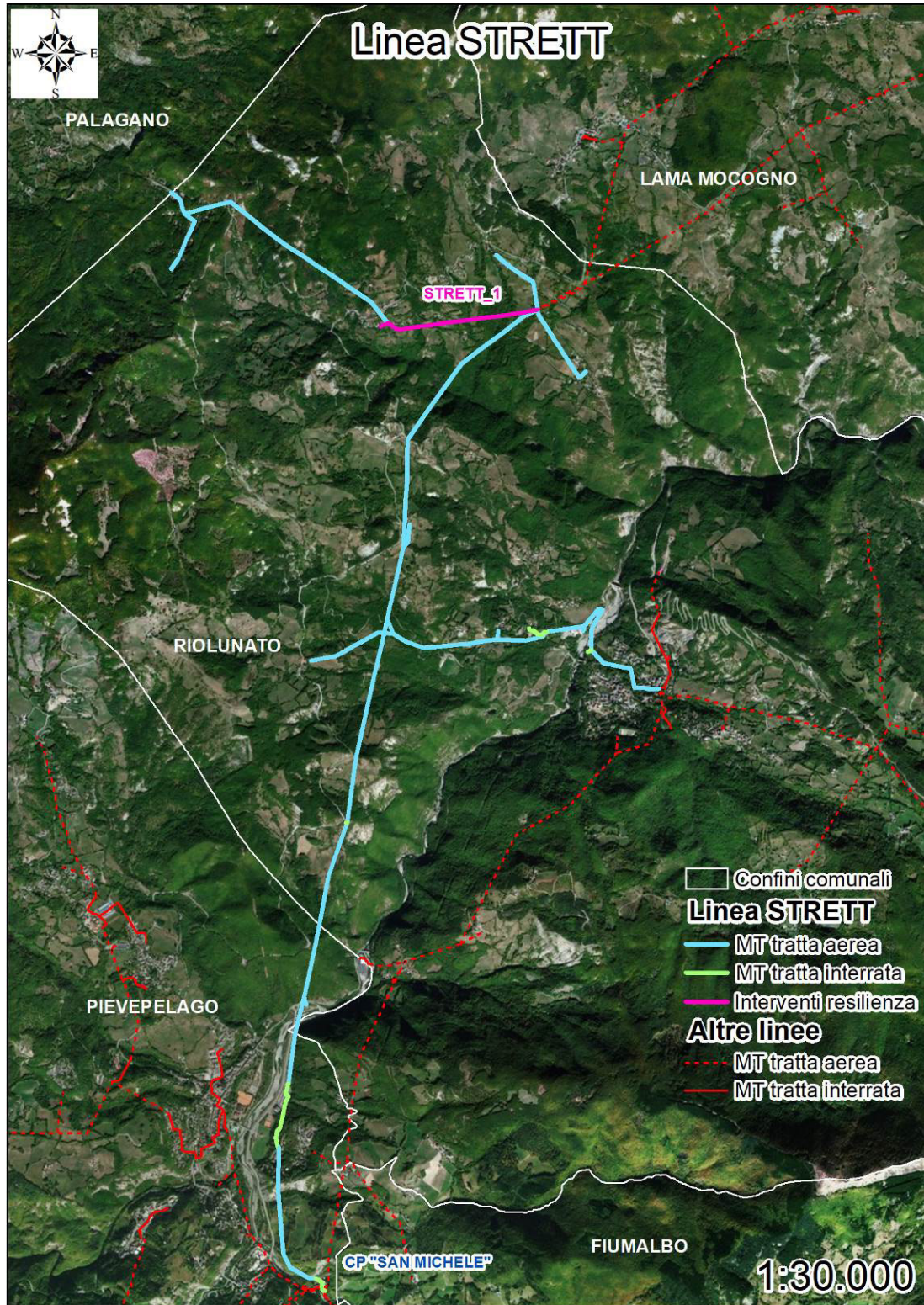












6.3. PIANIFICAZIONE DEGLI INTERVENTI

La pianificazione degli interventi è stata predisposta tenendo conto delle seguenti linee guida:

- La realizzazione degli interventi è prevista nell'arco del periodo 2019-2024;
- La progettazione degli interventi e l'acquisizione dei necessari permessi (compresi quelli relativi ai proprietari dei terreni interessati dalle opere) è prevista solitamente, per gli interventi più complessi, l'anno precedente all'esecuzione dei lavori, per gli interventi meno complessi di norma lo stesso anno;
- La priorità di esecuzione è stata definita in funzione dei tempi previsti per l'ottenimento delle autorizzazioni necessarie e di quelli per la progettazione e realizzazione dell'opera ai fini di ottimizzarli;
- Gli interventi di estensione maggiore saranno eventualmente eseguiti in 2 anni successivi.
- La pianificazione della lunghezza delle linee realizzate e dei costi annuali è riportata nella tabella sottostante:

Anno	Km di linea realizzati e da realizzare	Importo totale annuo
2019	1,077	292.604,71 €
2020	5,947	581.094,79 €
2021	8,889	1.620.946,72 €
2022	22,276	2.859.119,88 €
2023	19,227	2.294.962,28 €
2024	12,089	1.724.952,98 €
Totale	69,505	9.373.681,36 €

Tabella 8: tabella riepilogativa della pianificazione degli interventi.

6.4. STATO DI AVANZAMENTO DEGLI INTERVENTI

Linea	Nome intervento	Semestre avvio intervento	Semestre conclusione intervento	Stato di avanzamento
HR_MO_019_007_GAIATO	GAIATO	1_2019	2_2024	In realizzazione
HR_MO_019_014_MATTA	MATTA	1_2019	1_2024	In realizzazione
HR_MO_019_013_COGOR	COGOR	1_2021	2_2024	In realizzazione
HR_MO_032_005_RASO	RASO	2_2019	2_2022	Concluso
HR_MO_027_005_PELAGO	PELAGO	1_2021	2_2024	In autorizzazione
HR_MO_027_004_IMBRAN	IMBRAN	2_2019	2_2024	In realizzazione
HR_MO_027_003_FIUMAL	FIUMAL	1_2019	2_2024	In realizzazione
HR_MO_027_006_RIOLUN	RIOLUN	2_2019	1_2023	In realizzazione
HR_MO_027_008_STRETT	STRETT	1_2021	1_2023	In realizzazione

Tabella 9: tabella riepilogativa dello stato di avanzamento degli interventi eleggibili ai sensi della Delibera 536/2021/R/eel.

Linea	Nome intervento	Semestre avvio intervento	Semestre conclusione intervento	Stato di avanzamento
HR_MO_033_010_APPEN	APPEN	1_2020	2_2021	Concluso
HR_MO_019_010_LAME	LAME	2_2019	2_2022	Concluso
HR_MO_019_017_MONTES	MONTES	1_2022	2_2024	In realizzazione

Tabella 10: tabella riepilogativa dello stato di avanzamento degli interventi non eleggibili come da comunicazione ARERA risultanze istruttorie per l'anno 2021.

Linea	Nome intervento	Semestre avvio intervento	Semestre conclusione intervento	Stato di avanzamento
HR_MO_033_002_ZOCCA2	ZOCCA2	1_2019	2_2020	Concluso
HR_MO_019_016_MARAN	MARANO	2_2019	2_2020	Concluso
HR_MO_032_001_SESTOL	SESTOL	1_2019	2_2019	Concluso

Tabella 11: tabella riepilogativa dello stato di avanzamento degli interventi esclusi in quanto terminati prima della finestra temporale di incentivazione