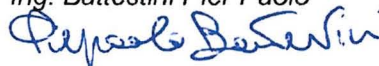
	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	-	Giugno 2019	PAG. 1 di 33
	DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA SVILUPPO ASSET EE		

Elaborazione:

Dott. Lama Filippo
Ing. Calzolari Adriano

Responsabile Sviluppo Asset EE:

Ing. Battestini Pier Paolo



**Responsabile Distribuzione
Energia Elettrica:**


Mattioli Sandro



Amministratore Delegato:


Baroncini Alessandro



	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	-	Giugno 2019	PAG. 2 di 33
	DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA SVILUPPO ASSET EE		

INDICE

1.	OGGETTO E SCOPO.....	3
2.	DOCUMENTI DI RIFERIMENTO	3
3.	METODOLOGIA SEGUITA	3
3.1.	CALCOLO DEGLI INDICI DI RISCHIO E DI RESILIENZA.....	4
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	8
4.	VALUTAZIONE DELLA RESILIENZA DELLE LINEE	8
4.1.	CARICHI MECCANICI DI RIFERIMENTO.....	9
4.2.	CARATTERISTICHE DELLE LINEE ELETTRICHE	9
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
7.	SCHEDA N. 7 ART. 78 CRITERI MINIMI PER LA PRESENTAZIONE DI BENEFICI	32

	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	-	Giugno 2019	PAG. 3 di 33
	DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA SVILUPPO ASSET EE		

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 e alla successiva deliberazione di ARERA n. 668/2018/R/EEL del 18 Dicembre 2018.

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. 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".

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:

	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	-	Giugno 2019	PAG. 4 di 33
	DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA SVILUPPO ASSET EE		

- 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.

Per l'elaborazione del Piano Resilienza è inoltre stata eseguita un'analisi dei disservizi verificatisi 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.


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:

 DISTRIBUZIONE ENERGIA	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	-	Giugno 2019	PAG. 5 di 33
	DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA SVILUPPO ASSET EE		

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

	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	-	Giugno 2019	PAG. 6 di 33
	DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA SVILUPPO ASSET EE		

$IRI_{cs-eq} = NUD / TR_{cs-eq} = NUD / TR_{cs}$

3.2. DEFINIZIONE DELLA PRIORITÀ DEGLI INTERVENTI

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

1. Gli indici di rischio IRI_{cs-eq} di ciascuna cabina secondaria sono stati ordinati in modo decrescente.
2. È stata definita una soglia di indice di rischio (IRI_{cs-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. Data la tipologia degli interventi previsti, il tempo di ritorno delle cabine secondarie TR_{cs} oggetto del Piano post-intervento sarà pari a infinito.

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:

- 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

	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	-	Giugno 2019	PAG. 7 di 33
	DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA SVILUPPO ASSET EE		

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 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

	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	-	Giugno 2019	PAG. 8 di 33
	DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA SVILUPPO ASSET EE		

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 2/5/2017" 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.


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.

 DISTRIBUZIONE ENERGIA	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	-	Giugno 2019	PAG. 9 di 33
	DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA SVILUPPO ASSET EE		

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 mm ²	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 L ₀ 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/mm ²	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.

	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	-	Giugno 2019	PAG. 10 di 33
	DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA SVILUPPO ASSET EE		

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 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.

	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	-	Giugno 2019	PAG. 11 di 33
	DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA SVILUPPO ASSET EE		


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
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_ZOCCA
30. HR_MO_033_012_CASONA

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 IRIcs-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.


	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	-	Giugno 2019	PAG. 12 di 33
	DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA SVILUPPO ASSET EE		

Linea MT	Lunghezza complessiva linea [km]	Lunghezza complessiva intervento [km]	Totale Cabine Secondarie intervento*	Totale Utenti Disalimentati intervento**
HR_MO_033_010_APPEN	45,21	1,550	2	73
HR_MO_033_002_ZOCCA 2	64,84	2,365	8	152
HR_MO_019_016_MARANO	34,95	0,600	0	0
HR_MO_019_010_LAME	70,20	6,483	5	100
HR_MO_019_017_MONTES	55,56	6,953	10 (1)	355 (1)
HR_MO_019_007_GAIATO	69,04	4,001	10	372 (1)
HR_MO_019_014_MATTA	41,14	2,647	2	115
HR_MO_019_013_COGOR	52,23	4,501	11	263
HR_MO_032_006_RASO	57,07	2,888	9 (1)	318 (2)
HR_MO_032_002_SESTOL	35,01	0,183	1	224
HR_MO_027_005_PELAGO	7,72	3,291	14 (1)	1716 (3)
HR_MO_027_004_IMBRAN	20,99	10,273	16 (1)	1108 (2)
HR_MO_027_003_FIUMAL	28,94	12,481	34 (4)	3142 (4)
HR_MO_027_006_RIOLUN	33,45	6,547	10 (1)	600 (1)
HR_MO_027_008_STRETT	15,68	1,115	2	374
Totale	632,03	65,878	134 (9)	8912 (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		
	-	Giugno 2019	PAG. 13 di 33
	DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA SVILUPPO ASSET EE		

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 nel database, allegato al presente Piano quale parte integrante, e nella scheda n.7 art. 78 riportata nel capitolo successivo.

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 interrate 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).


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.

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.

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.

 DISTRIBUZIONE ENERGIA	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	-	Giugno 2019	PAG. 14 di 33
	DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA SVILUPPO ASSET EE		

6.2. RIEPILOGO DEGLI INTERVENTI

Di seguito è riportata la tabella riepilogativa degli interventi del Piano, la cui denominazione coincide con quella riportata nella scheda n.7 art. 78 e nel database in formato Excel la cui traccia è stata fornita dalla stessa ARERA, con l'indicazione delle lunghezze in m dei cavi elicordati da installare, la loro valorizzazione economica e la pianificazione temporale.


Linea	Nome intervento	Lunghezza [km]	Costo [€]	Semestre avvio intervento	Semestre conclusione intervento
HR_MO_033_010_APPEN	APPEN_1	0,680	84.654,90	1_2020	1_2021
	APPEN_2	0,870	99.771,18	1_2020	2_2021
HR_MO_033_002_ZOCCA 2	ZOCCA_1	0,894	178.903,34	1_2019	1_2020
	ZOCCA_2	1,471	153.223,04	2_2019	2_2020
HR_MO_019_016_MARANO	MARANO_1	0,600	62.497,50	2_2019	2_2020
HR_MO_019_010_LAME	LAME_1	1,005	124.708,71	1_2020	2_2021
	LAME_2	1,050	109.370,63	2_2019	2_2020
	LAME_3	1,158	120.620,18	1_2020	2_2021
	LAME_4	1,700	177.076,25	1_2020	2_2021
	LAME_5	1,570	163.535,13	1_2021	2_2022
HR_MO_019_017_MONTES	MONTES_1	0,794	107.129,31	1_2022	2_2023
	MONTES_2	0,989	126.039,95	1_2023	1_2024
	MONTES_3	2,559	316.227,56	1_2023	1_2024
	MONTES_4	1,691	176.138,79	1_2020	2_2021
	MONTES_5	0,920	114.233,10	1_2020	2_2021
HR_MO_019_007_GAIATO	GAIATO_1	0,170	19.855,07	1_2019	2_2019
	GAIATO_2	2,108	240.534,87	1_2020	2_2021
	GAIATO_3	1,183	123.224,24	2_2019	2_2020
	GAIATO_4	0,190	28.684,98	1_2023	2_2024
	GAIATO_5	0,350	59.708,68	1_2022	1_2023
HR_MO_019_014_MATTA	MATTA_1	2,517	408.800,09	1_2021	2_2023
	MATTA_2	0,130	16.871,53	1_2019	2_2019
HR_MO_019_013_COGOR	COGOR_1	1,878	307.363,90	1_2022	2_2023
	COGOR_2	1,680	258.529,00	1_2022	2_2023
	COGOR_3	0,943	117.917,68	1_2023	1_2024
HR_MO_032_005_RASO	RASO_1	1,973	205.512,61	2_2021	2_2022
	RASO_2	0,915	95.308,69	2_2019	2_2020
HR_MO_032_001_SESTOL	SESTOL_1	0,183	23.403,38	1_2019	2_2019
HR_MO_027_005_PELAGO	PELAGO_1	1,682	241.086,45	1_2021	2_2023
	PELAGO_2	1,015	199.059,46	1_2023	2_2024
	PELAGO_3	0,594	99.273,09	2_2022	1_2024

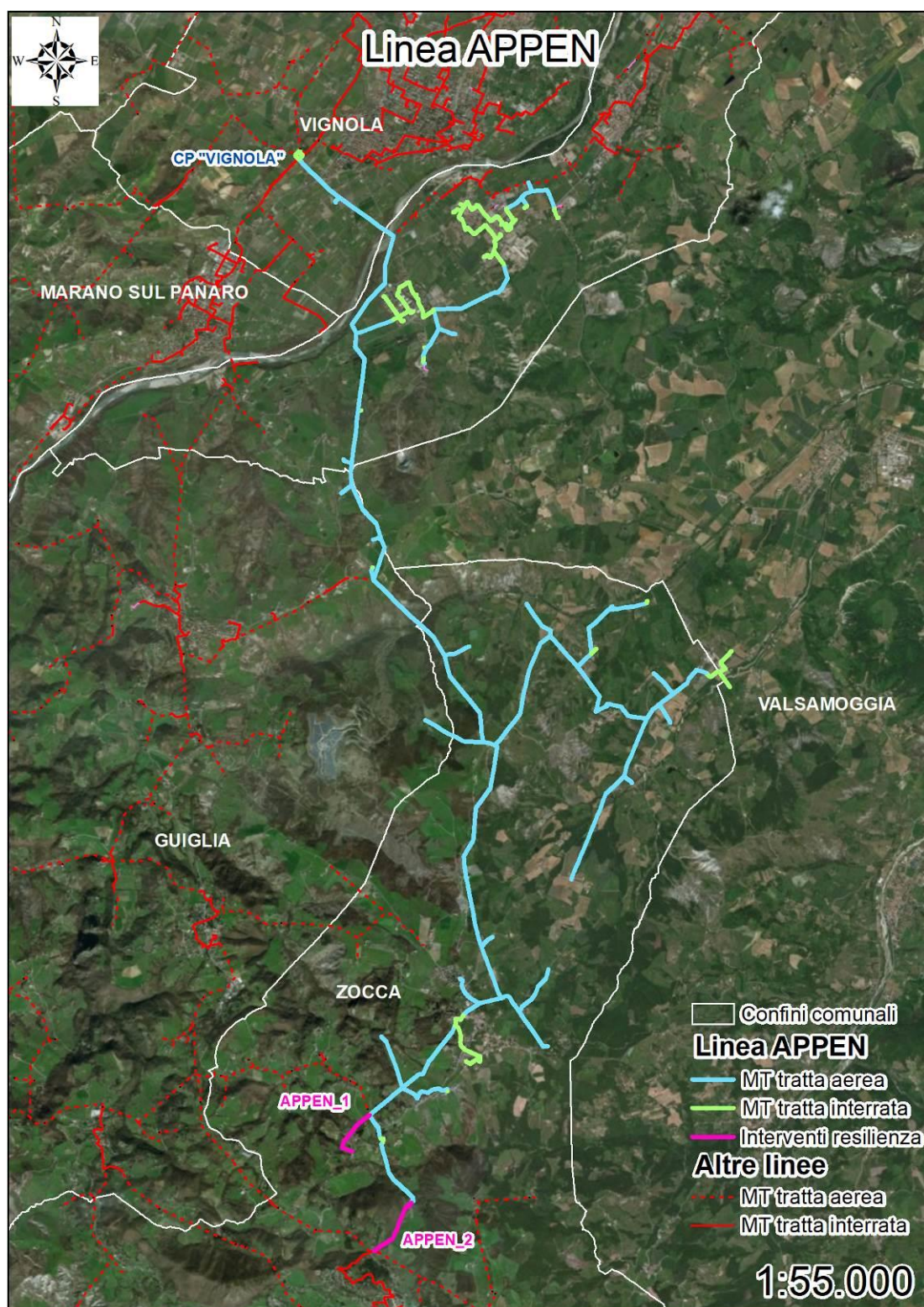
 <small>DISTRIBUZIONE ENERGIA</small>	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	-	Giugno 2019	PAG. 15 di 33
	DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA SVILUPPO ASSET EE		


Linea	Nome intervento	Lunghezza [km]	Costo [€]	Semestre avvio intervento	Semestre conclusione intervento
HR_MO_027_004_IMBRAN	IMBRAN_1	2,198	293.555,94	1_2022	2_2024
	IMBRAN_2	0,638	147.280,44	1_2022	1_2024
	IMBRAN_3	2,632	274.155,70	2_2019	2_2021
	IMBRAN_4	1,770	219.839,23	1_2022	2_2024
	IMBRAN_5	0,735	94.238,00	1_2020	1_2021
	IMBRAN_6	0,550	57.289,38	2_2019	2_2021
	IMBRAN_7	1,750	182.284,38	2_2019	2_2020
HR_MO_027_003_FIUMAL	FIUMAL_1	1,094	136.527,30	1_2022	2_2024
	FIUMAL_2	1,814	225.261,90	1_2022	2_2024
	FIUMAL_3	1,266	232.606,37	1_2022	2_2023
	FIUMAL_4	1,136	208.895,61	1_2023	2_2024
	FIUMAL_5	0,805	83.850,81	2_2019	2_2021
	FIUMAL_6	0,296	30.832,10	2_2019	2_2021
	FIUMAL_7	0,684	152.101,47	1_2022	2_2023
	FIUMAL_8	1,509	401.787,07	1_2022	2_2023
	FIUMAL_9	1,740	324.305,45	1_2023	2_2024
	FIUMAL_10	1,894	291.027,58	1_2023	2_2024
	FIUMAL_11	0,243	31.647,93	1_2019	2_2019
HR_MO_027_006_RIOLUN	RIOLUN_1	1,145	141.962,66	1_2020	2_2022
	RIOLUN_2	3,945	449.406,36	1_2021	2_2022
	RIOLUN_3	0,745	77.601,06	2_2019	2_2020
	RIOLUN_4	0,712	81.806,18	1_2021	2_2022
HR_MO_027_008_STRETT	STRETT_1	1,115	127.628,29	1_2021	2_2022
TOTALE		65,878	8.825.154,39		

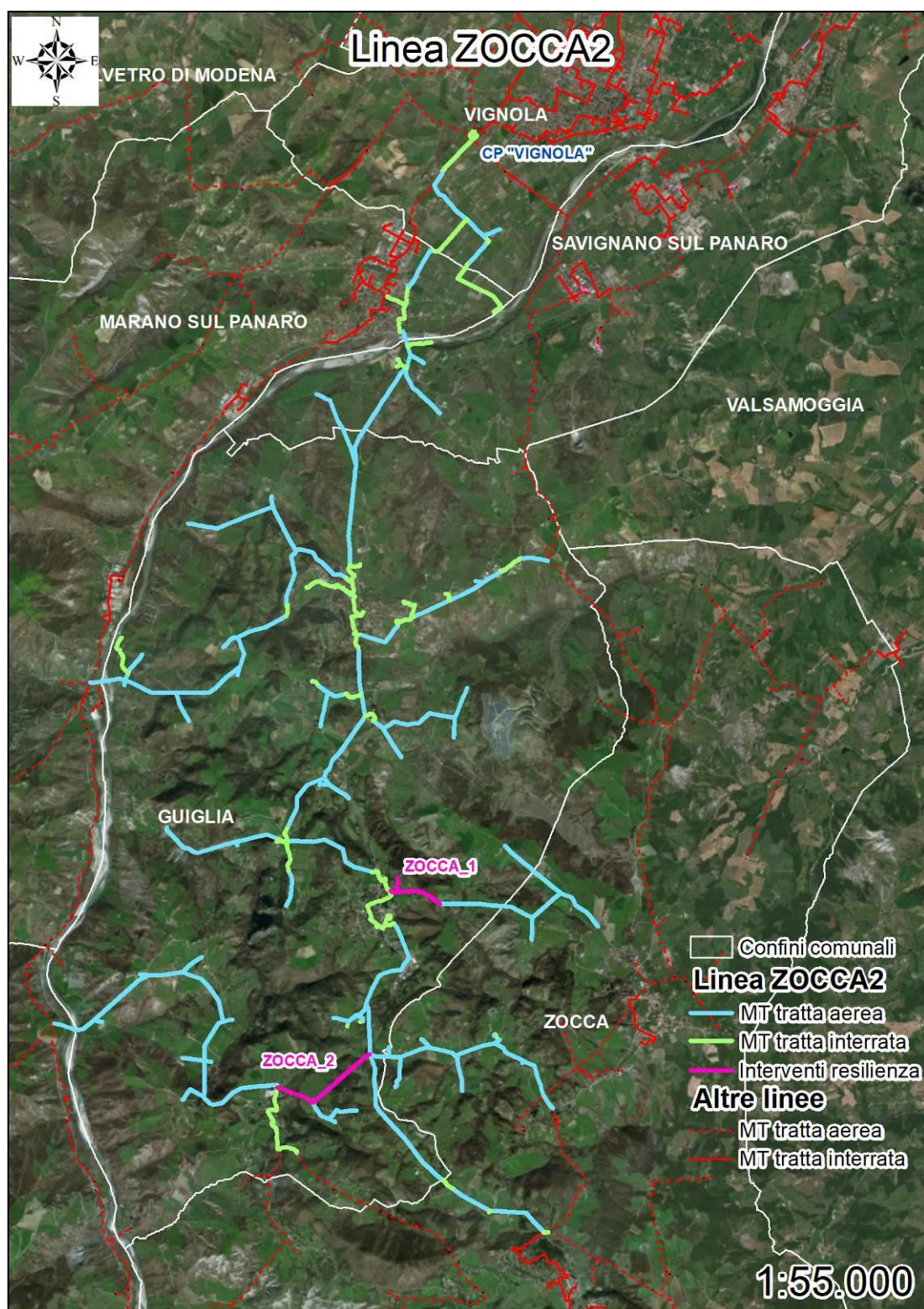
Tabella 5: tabella riepilogativa degli interventi.


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.

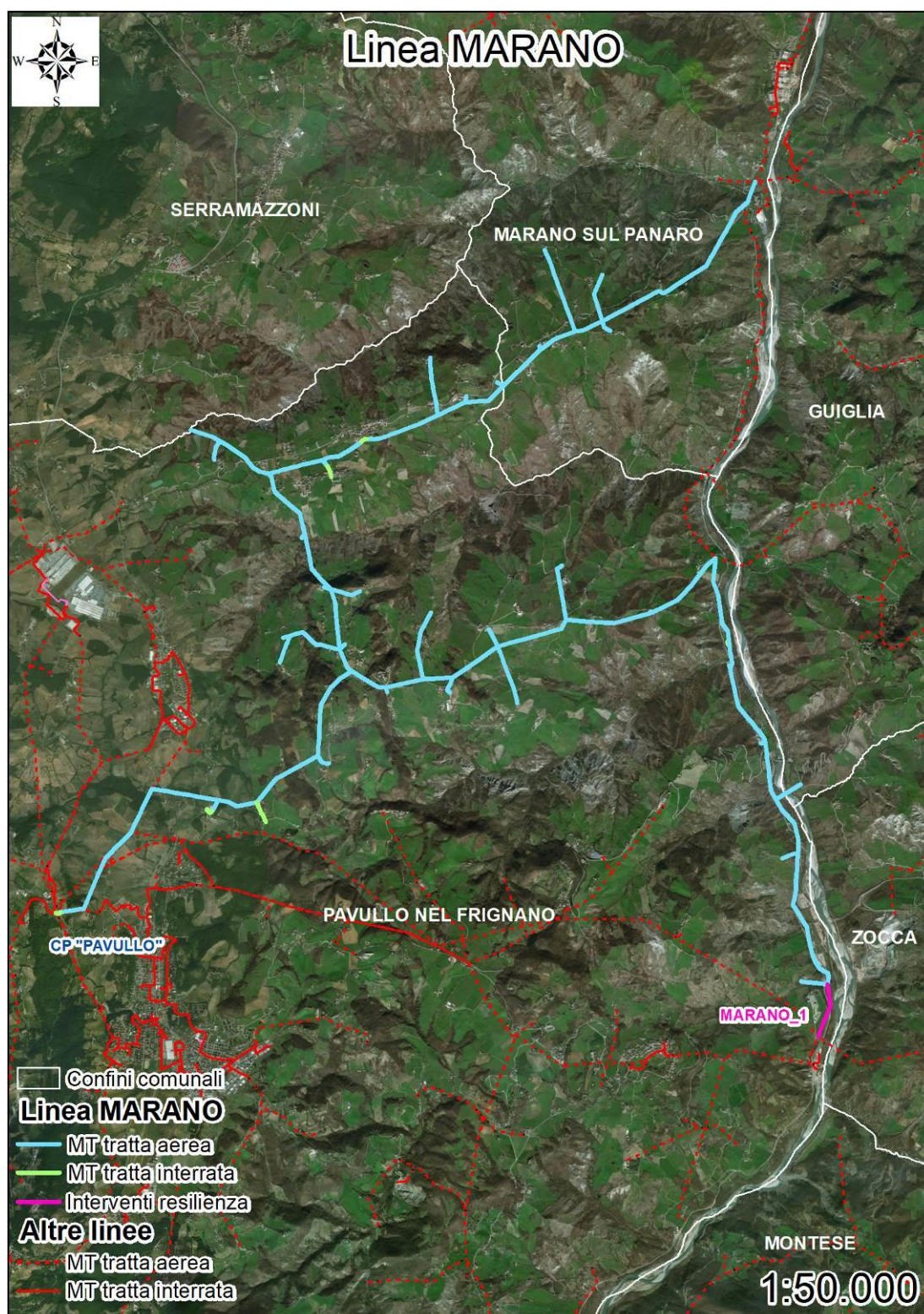
 DISTRIBUZIONE ENERGIA	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	-	Giugno 2019	PAG. 16 di 33
	DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA SVILUPPO ASSET EE		




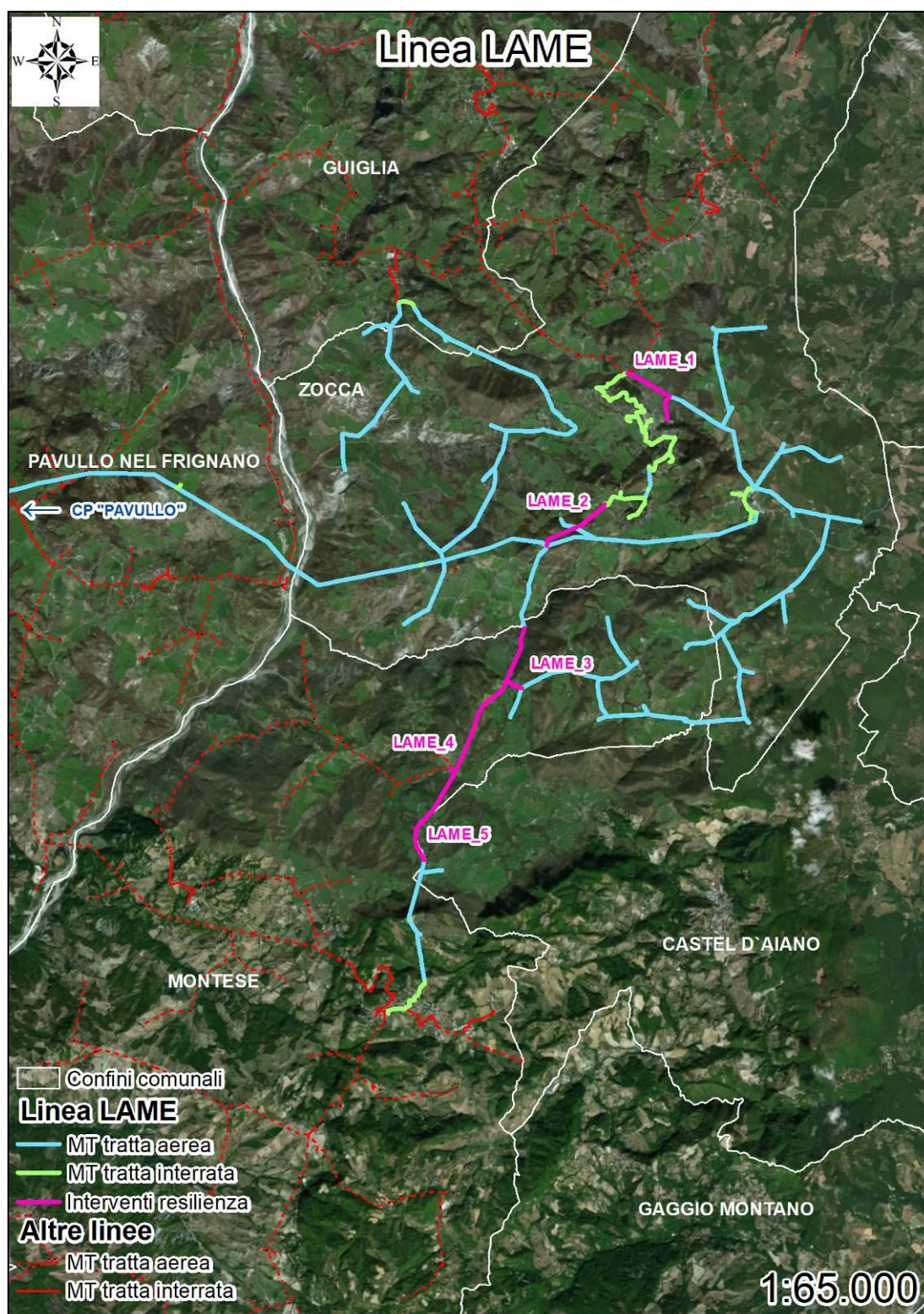
 DISTRIBUZIONE ENERGIA	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	-	Giugno 2019	PAG. 17 di 33
	DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA SVILUPPO ASSET EE		




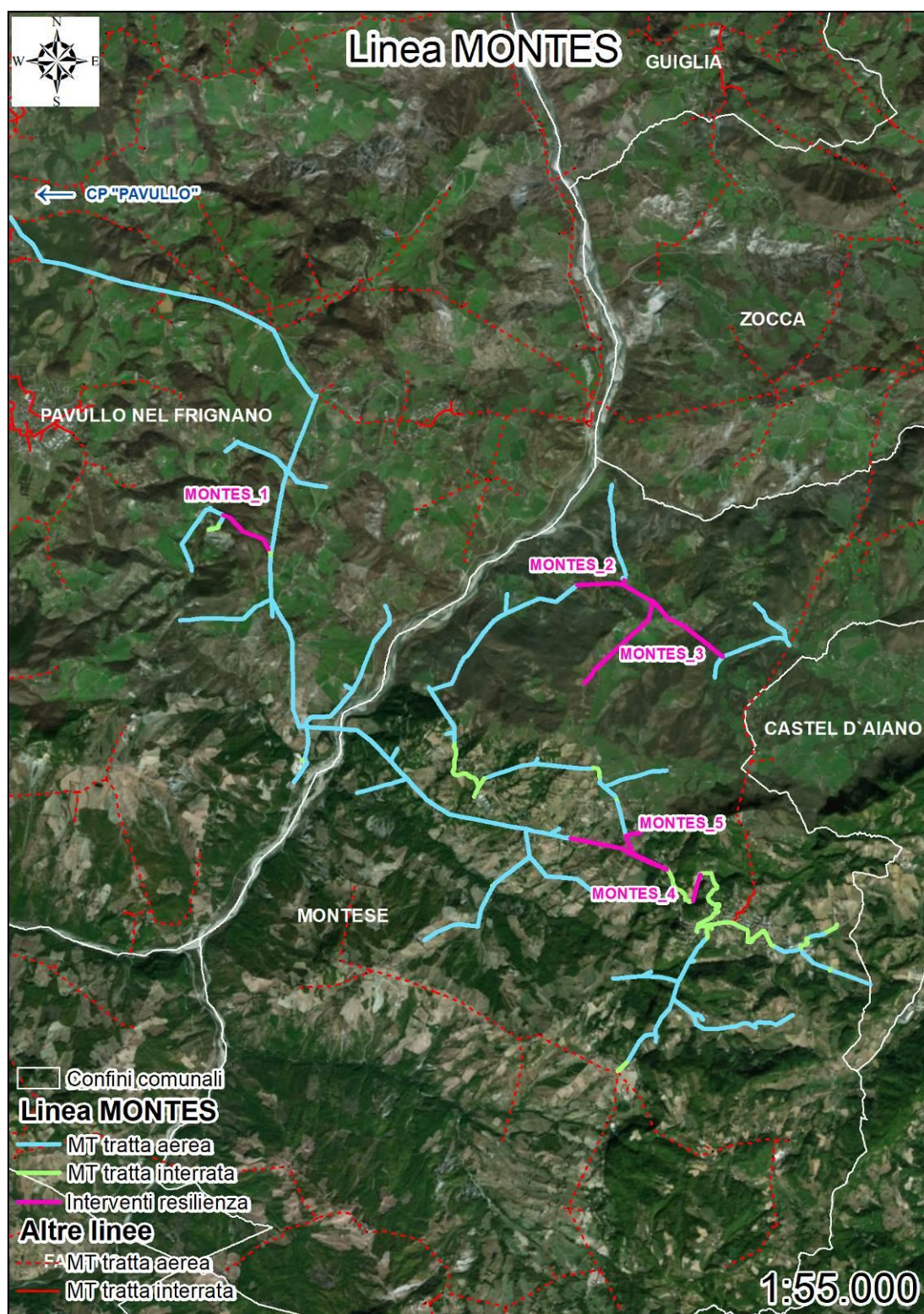
 DISTRIBUZIONE ENERGIA	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	-	Giugno 2019	PAG. 18 di 33
	DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA SVILUPPO ASSET EE		




 DISTRIBUZIONE ENERGIA	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	-	Giugno 2019	PAG. 19 di 33
	DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA SVILUPPO ASSET EE		




 DISTRIBUZIONE ENERGIA	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	-	Giugno 2019	PAG. 20 di 33
	DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA SVILUPPO ASSET EE		




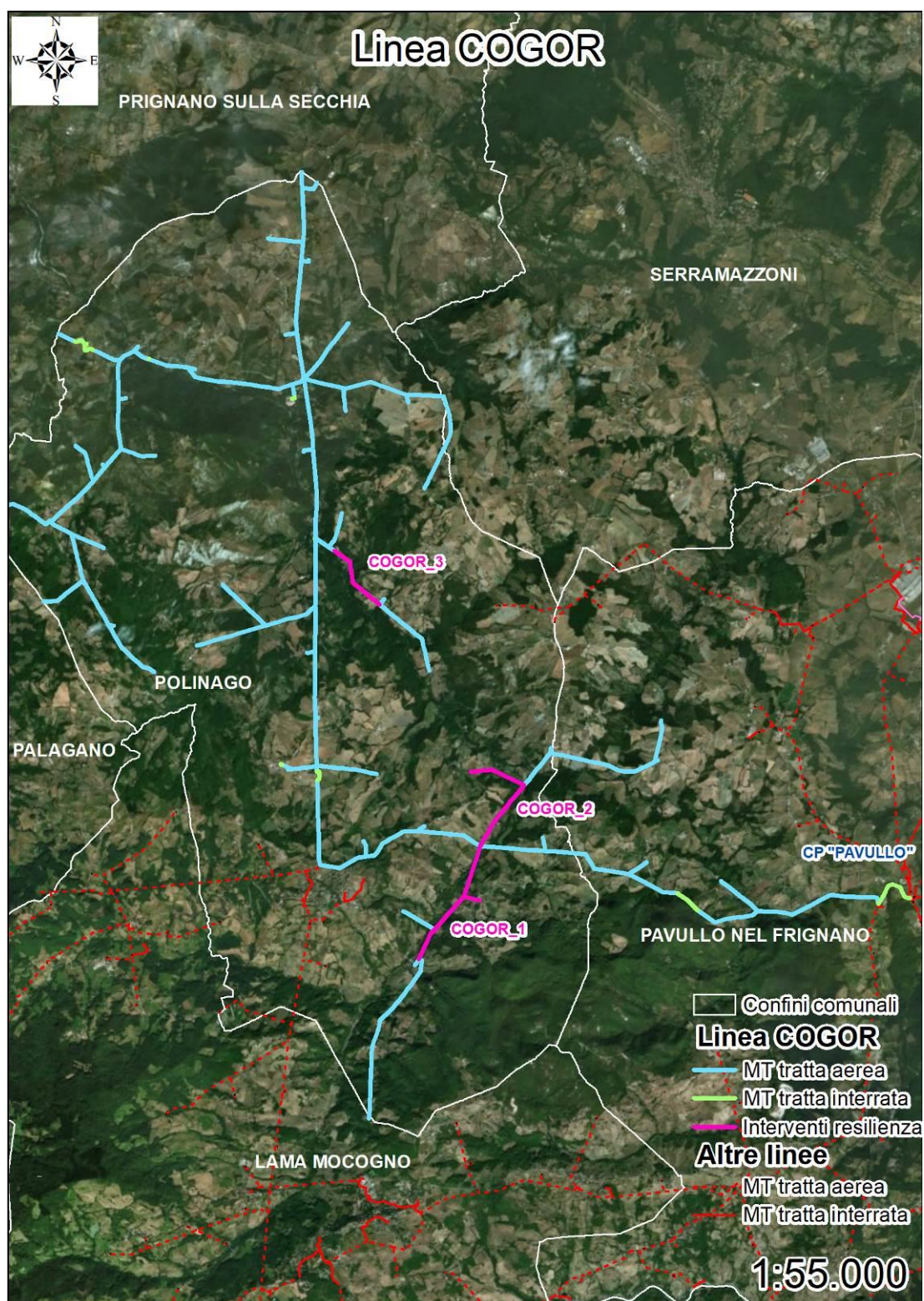
 DISTRIBUZIONE ENERGIA	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	-	Giugno 2019	PAG. 21 di 33
	DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA SVILUPPO ASSET EE		




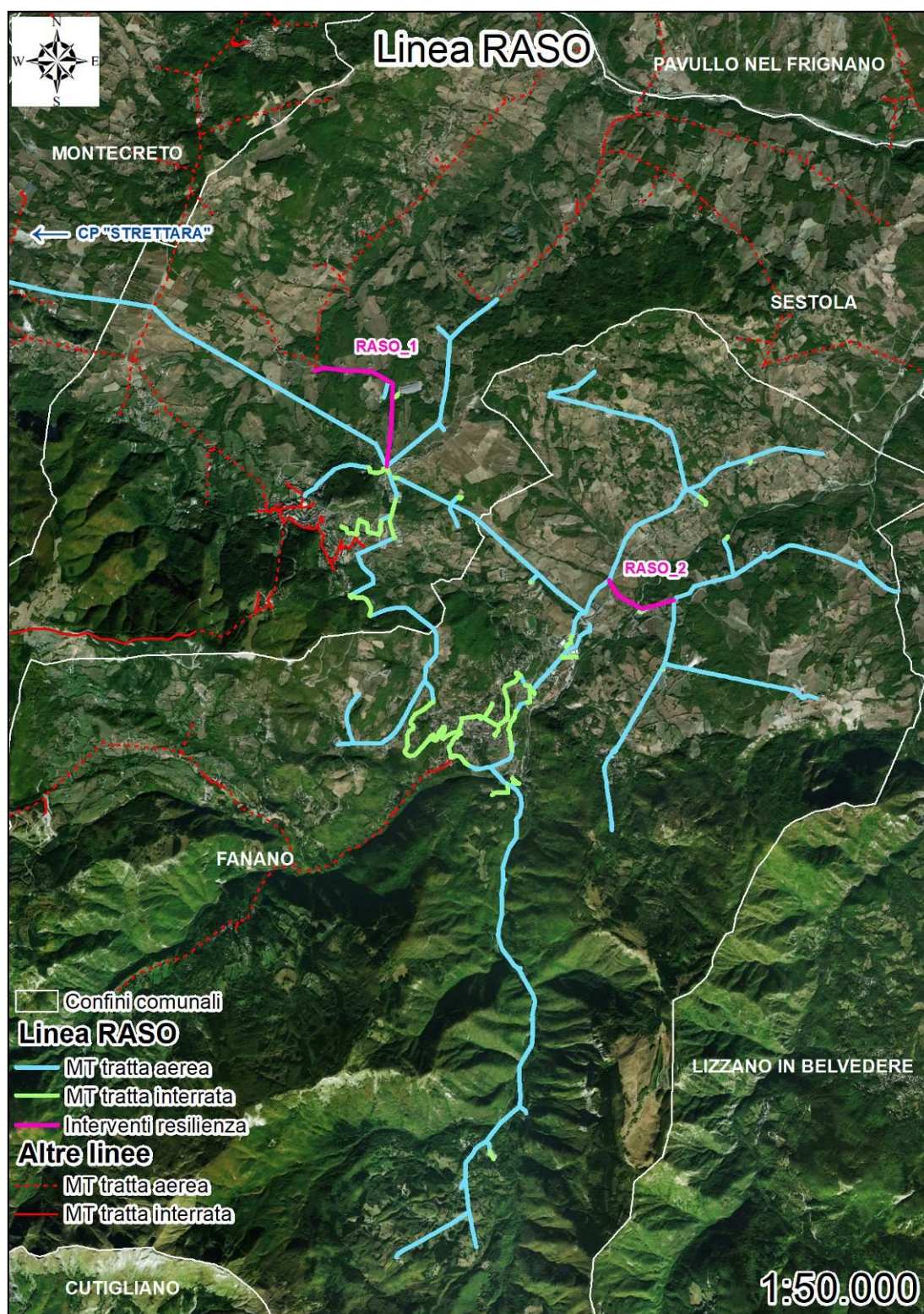
 DISTRIBUZIONE ENERGIA	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	-	Giugno 2019	PAG. 22 di 33
	DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA SVILUPPO ASSET EE		




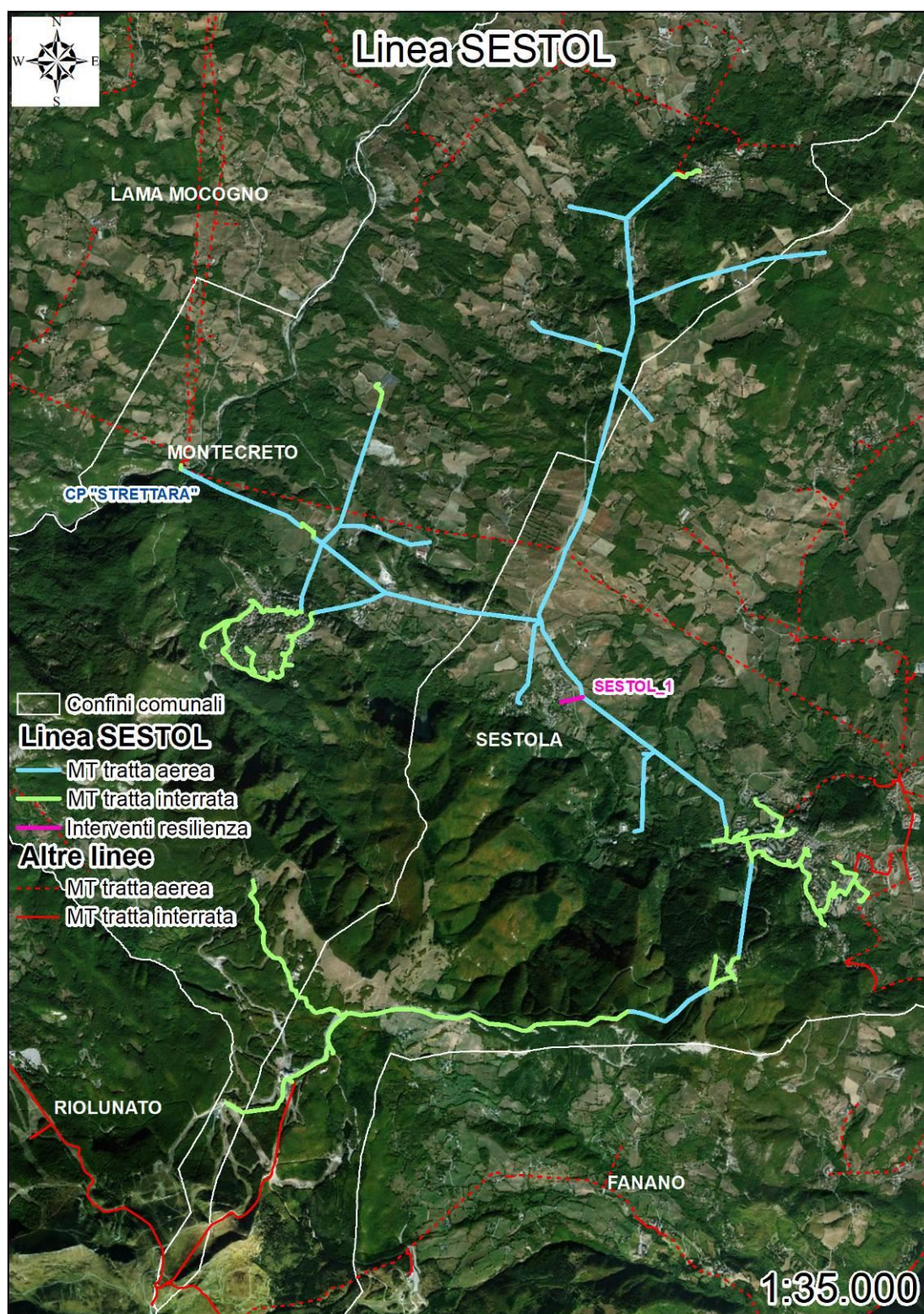
	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	-	Giugno 2019	PAG. 23 di 33
	DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA SVILUPPO ASSET EE		




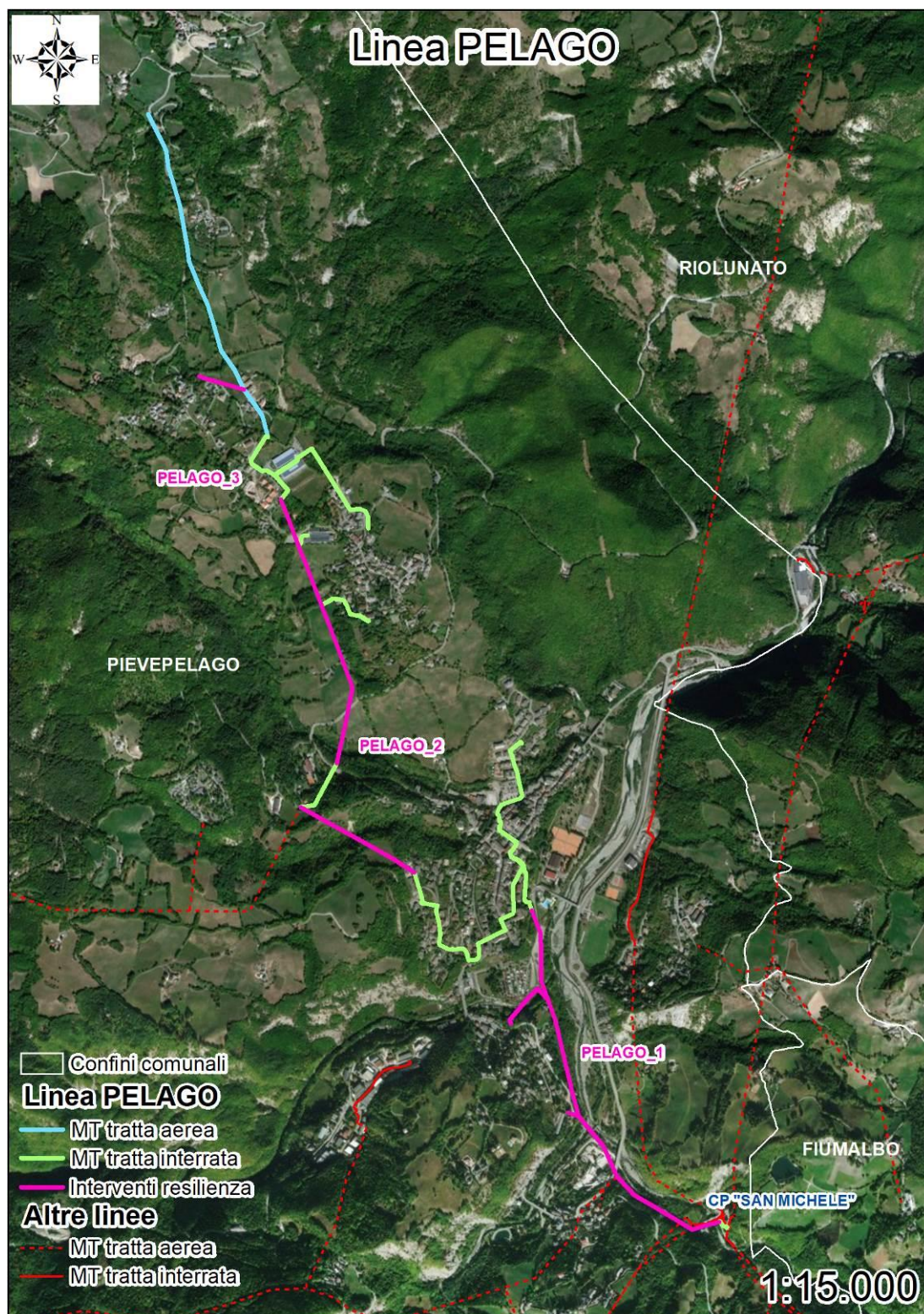
 DISTRIBUZIONE ENERGIA	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	-	Giugno 2019	PAG. 24 di 33
	DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA SVILUPPO ASSET EE		




 DISTRIBUZIONE ENERGIA	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	-	Giugno 2019	PAG. 25 di 33
	DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA SVILUPPO ASSET EE		




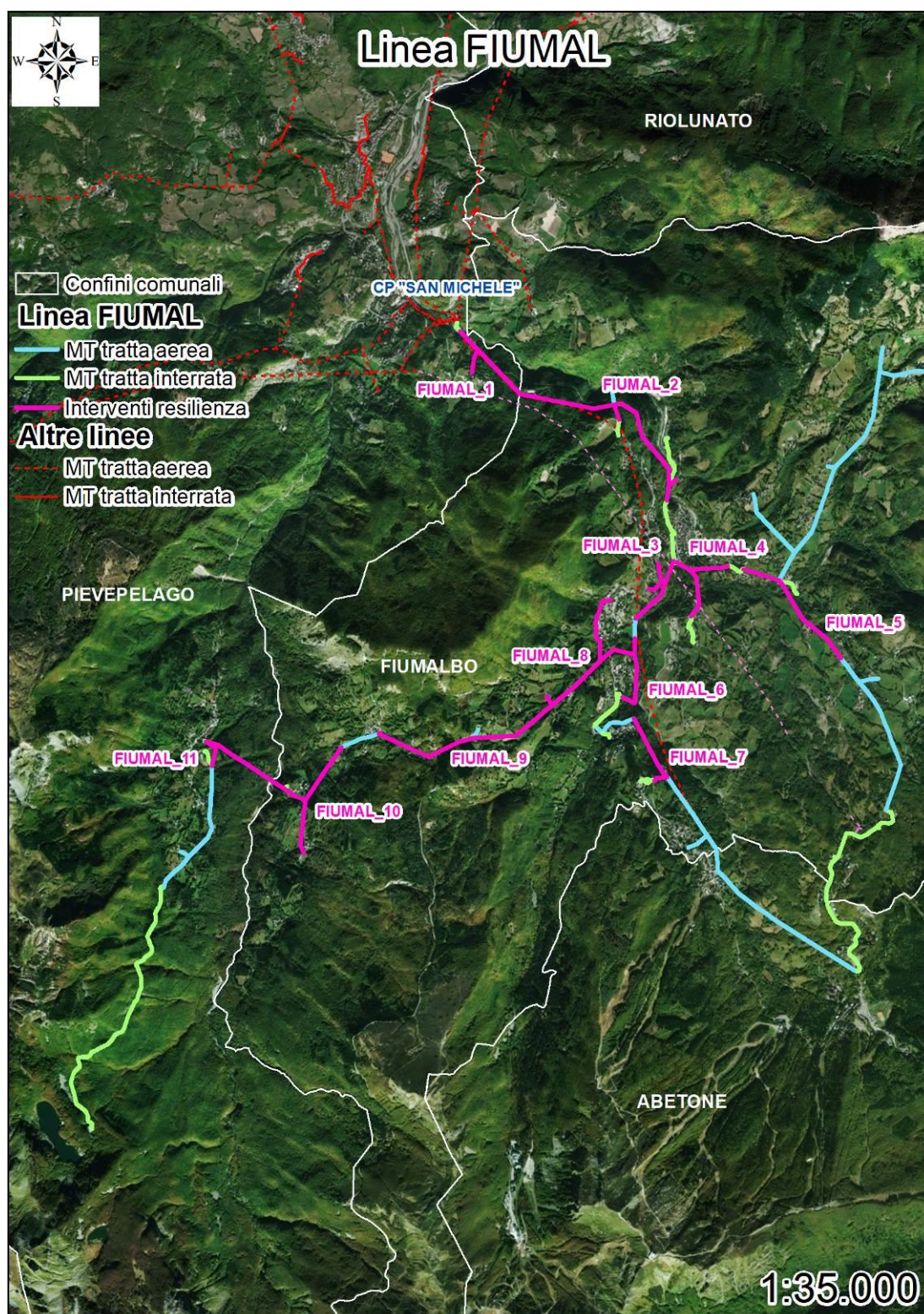
 DISTRIBUZIONE ENERGIA	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	-	Giugno 2019	PAG. 26 di 33
	DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA SVILUPPO ASSET EE		




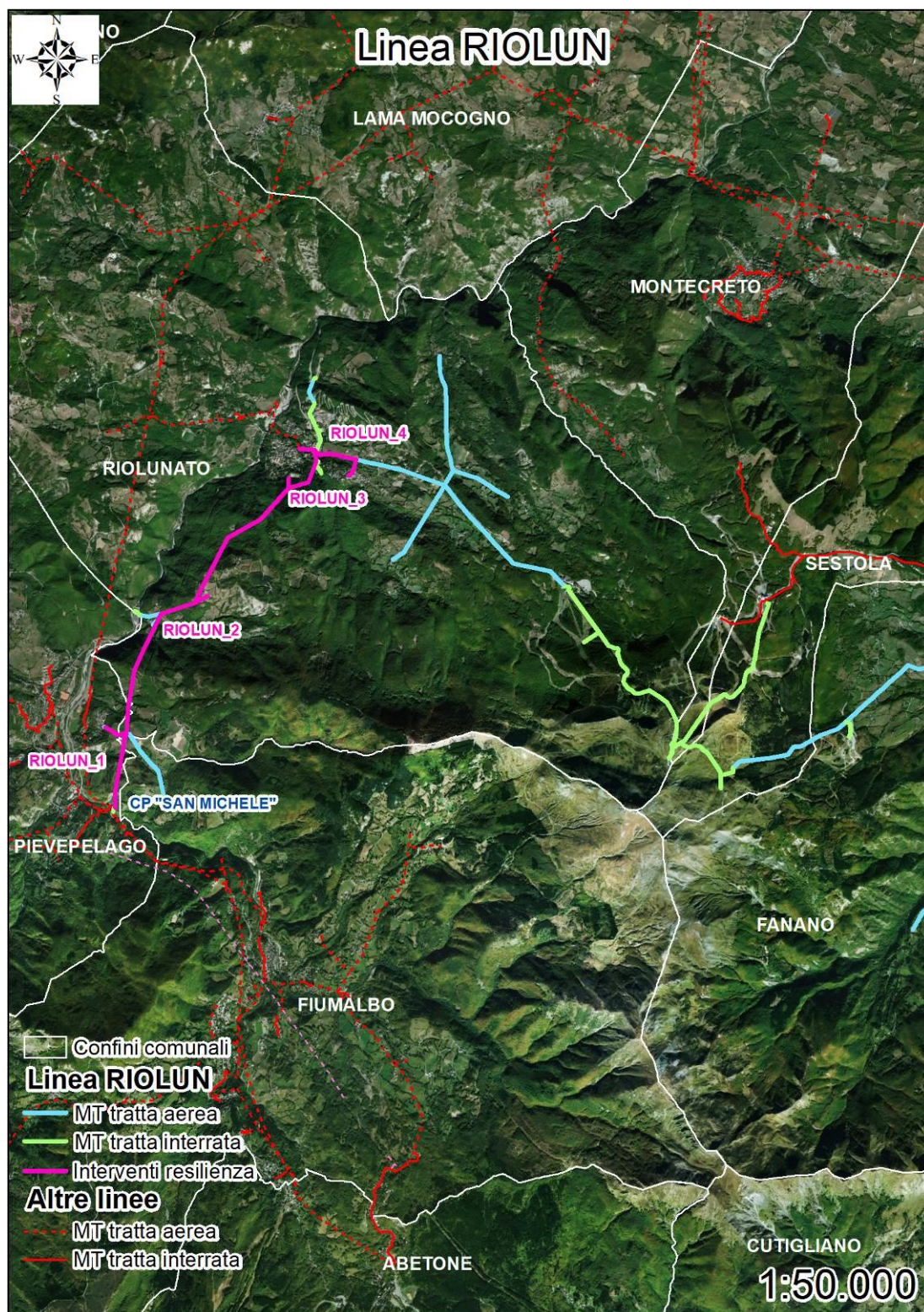
 DISTRIBUZIONE ENERGIA	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	-	Giugno 2019	PAG. 27 di 33
	DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA SVILUPPO ASSET EE		




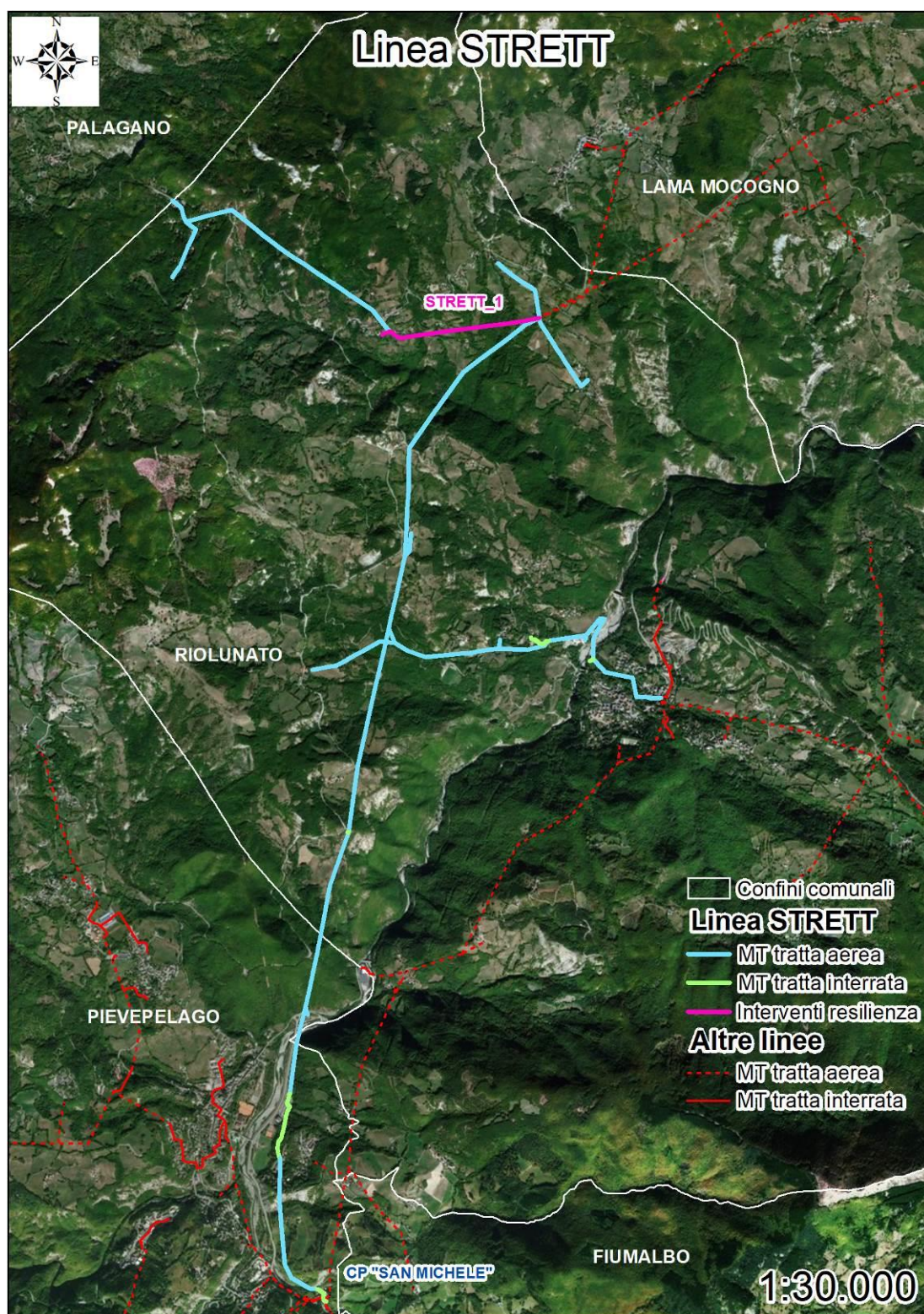
 DISTRIBUZIONE ENERGIA	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	-	Giugno 2019	PAG. 28 di 33
	DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA SVILUPPO ASSET EE		




 DISTRIBUZIONE ENERGIA	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	-	Giugno 2019	PAG. 29 di 33
	DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA SVILUPPO ASSET EE		



 DISTRIBUZIONE ENERGIA	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	-	Giugno 2019	PAG. 30 di 33
	DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA SVILUPPO ASSET EE		



 INRETE <small>DISTRIBUZIONE ENERGIA</small>	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	-	Giugno 2019	PAG. 31 di 33
	DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA SVILUPPO ASSET EE		


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	Importo totale annuo
2019	0,726	448.913,11 €
2020	8,608	1.080.294,31 €
2021	15,15	1.678.021,74 €
2022	10,46	1.537.629,34 €
2023	12,36	2.029.873,80 €
2024	18,574	2.050.422,09 €
Totale	65,878	8.825.154,39 €

Tabella 6: tabella riepilogativa della pianificazione degli interventi.

 DISTRIBUZIONE ENERGIA	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	-	Giugno 2019	PAG. 32 di 33
	DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA SVILUPPO ASSET EE		

7. SCHEDA n. 7 ART. 78 CRITERI MINIMI PER LA PRESENTAZIONE DI BENEFICI

Codice intervento	Beneficio B1 [kEur/a]	Beneficio B2 [kEur/a]	Beneficio B3 [kEur/a]	Beneficio B4 [kEur/a]	Beneficio B5 [kEur/a]	VAN Benefici [kEur]	VAN Costi [kEur]
APPEN_1	0,086	0,001	0,311	0,000	0,850	18,02	79,05
APPEN_2	0,026	0,004	0,030	0,000	1,088	16,58	93,17
ZOCCA_1	0,186	0,002	0,422	0,000	1,118	25,94	173,74
ZOCCA_2	0,146	0,004	0,265	0,000	1,839	33,86	148,80
MARANO_1	0,000	0,000	0,000	0,000	0,750	11,27	60,69
LAME_1	0,047	0,001	0,171	0,000	1,256	21,31	116,45
LAME_2	0,046	0,002	0,167	0,000	1,313	22,94	106,22
LAME_3	0,066	0,003	0,148	0,000	1,448	24,04	112,64
LAME_4	0,007	0,004	0,016	0,000	2,125	31,09	165,35
LAME_5	0,000	0,004	0,000	0,000	1,963	27,31	146,84
MONTES_1	0,048	0,001	0,292	0,000	0,993	17,81	92,49
MONTES_2	0,004	0,003	0,007	0,000	1,236	16,06	104,63
MONTES_3	0,184	0,007	0,343	0,000	3,199	47,93	262,52
MONTES_4	0,275	0,004	0,618	0,000	2,114	43,49	164,48
MONTES_5	0,095	0,003	0,176	0,000	1,150	20,56	106,67
GAIATO_1	1,228	0,002	0,553	0,000	0,213	31,16	19,86
GAIATO_2	0,101	0,019	0,062	0,000	2,635	40,68	224,61
GAIATO_3	0,062	0,010	0,038	0,000	1,479	23,88	119,67
GAIATO_4	0,248	0,001	0,461	0,000	0,238	12,16	23,81
GAIATO_5	1,633	0,003	1,108	0,000	0,438	42,48	51,55
MATTA_1	0,055	0,022	0,034	0,000	3,146	43,49	360,07
MATTA_2	0,739	0,001	0,455	0,000	0,163	21,20	16,87
COGOR_1	0,765	0,013	0,617	0,000	2,348	49,96	265,36
COGOR_2	0,285	0,011	0,234	0,000	2,100	35,12	223,20
COGOR_3	0,102	0,002	0,239	0,000	1,179	19,54	97,89
RASO_1	0,160	0,015	0,115	0,000	2,466	38,27	184,53
RASO_2	2,529	0,009	1,393	0,000	1,144	76,24	92,56
SESTOL_1	3,390	0,004	0,944	0,000	0,229	71,34	23,40
PELAGO_1	16,409	0,035	4,263	0,000	2,103	304,60	212,35
PELAGO_2	14,239	0,017	4,578	0,000	1,269	258,13	165,25
PELAGO_3	14,428	0,011	4,051	0,000	0,743	246,96	84,08
IMBRAN_1	1,984	0,042	0,557	0,000	2,748	68,46	248,62
IMBRAN_2	33,702	0,011	10,191	0,000	0,798	573,97	124,73
IMBRAN_3	0,207	0,044	0,067	0,000	3,290	52,12	261,18
IMBRAN_4	1,874	0,033	0,539	0,000	2,213	59,82	186,18
IMBRAN_5	2,082	0,013	0,626	0,000	0,919	52,58	88,00

 DISTRIBUZIONE ENERGIA	Piano per l'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica		
	-	Giugno 2019	PAG. 33 di 33
	DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA SVILUPPO ASSET EE		

Codice intervento	Beneficio B1 [kEur/a]	Beneficio B2 [kEur/a]	Beneficio B3 [kEur/a]	Beneficio B4 [kEur/a]	Beneficio B5 [kEur/a]	VAN Benefici [kEur]	VAN Costi [kEur]
IMBRAN_6	5,492	0,009	1,765	0,000	0,688	114,88	54,58
IMBRAN_7	1,412	0,034	0,397	0,000	2,188	60,53	177,03
FIUMAL_1	0,699	0,021	0,196	0,000	1,368	29,32	115,63
FIUMAL_2	2,319	0,045	0,500	0,000	2,268	65,90	190,78
FIUMAL_3	15,814	0,029	3,755	0,000	1,583	282,84	200,82
FIUMAL_4	7,198	0,028	1,552	0,000	1,420	130,95	173,41
FIUMAL_5	6,746	0,020	1,455	0,000	1,006	133,27	79,88
FIUMAL_6	9,569	0,007	2,341	0,000	0,370	177,46	29,37
FIUMAL_7	8,472	0,016	1,951	0,000	0,855	150,82	131,32
FIUMAL_8	5,766	0,038	1,243	0,000	1,886	119,30	346,88
FIUMAL_9	2,627	0,044	0,566	0,000	2,175	69,49	269,22
FIUMAL_10	1,653	0,047	0,356	0,000	2,368	56,81	241,60
FIUMAL_11	5,712	0,011	0,687	0,000	0,304	104,88	31,65
RIOLUN_1	1,614	0,020	0,503	0,000	1,431	49,56	130,04
RIOLUN_2	4,889	0,050	2,078	0,000	4,931	165,93	403,52
RIOLUN_3	1,208	0,008	0,596	0,000	0,931	41,20	75,36
RIOLUN_4	5,664	0,008	2,707	0,000	0,890	128,72	73,45
STRETT_1	0,492	0,014	0,209	0,000	1,394	29,29	114,60

Tabella 7: scheda n. 7 art. 78 criteri minimi per la presentazione di benefici

Si precisa che i valori riportati nella scheda n.7 rispecchiano le modalità di calcolo presenti nel database fornito da ARERA.