

**WPD SILVIUM s.r.l.**  
Viale Luca Gaurico 9-11 00143 Roma

**PIANO TECNICO DELLE OPERE PER IL  
POTENZIAMENTO E RIFACIMENTO DELLA LINEA RTN  
150 KV "CP MATERA NORD – ALTAMURA ALL."**



Via Degli Arredatori, 8  
70026 Modugno (BA) - Italy  
www.bfpgroup.net - info@bfpgroup.net  
tel. (+39) 0805046361

Azienda con Sistema di Gestione Certificato  
**UNI EN ISO 9001:2015**  
**UNI EN ISO 14001:2015**  
**UNI ISO 45001:2018**

**Tecnico**

ing. Danilo Pomponio

**Collaborazioni**

ing. Milena MIGLIONICO  
ing. Giulia CARELLA  
ing. Valentina SAMMARTINO  
ing. Roberta ALBANESE  
ing. Alessia NASCENTE  
ing. Alessia DECARO  
geol. Lucia SANTOPIETRO  
ing. Tommaso MANCINI  
ing. Fabio MASTROSERIO  
ing. Martino LAPENNA

**Responsabile Commessa**

ing. Danilo Pomponio

ELABORATO		TITOLO	COMMESSA	TIPOLOGIA		
<b>R01</b>		<b>RELAZIONE TECNICA GENERALE</b>	<b>23023</b>	<b>D</b>		
			CODICE ELABORATO			
			<b>DC23023D-R01</b>			
REVISIONE		Tutte le informazioni tecniche contenute nel presente documento sono di proprietà esclusiva della Studio Tecnico BFP S.r.l e non possono essere riprodotte, divulgate o comunque utilizzate senza la sua preventiva autorizzazione scritta. All technical information contained in this document is the exclusive property of Studio Tecnico BFP S.r.l. and may neither be used nor disclosed without its prior written consent. (art. 2575 c.c.)	SOSTITUISCE	SOSTITUITO DA		
<b>00</b>			-	-		
			NOME FILE	PAGINE		
			<b>DC23023D-R01.doc</b>	<b>50+copertina</b>		
REV	DATA	MODIFICA	Elaborato	Controllato	Approvato	
00	27/10/23	Emissione	Mancini	Miglionico	Pomponio	
01						
02						
03						
04						
05						
06						

## INDICE

1. PREMESSA .....	3
2. MOTIVAZIONE DELL'OPERA .....	5
3. CARATTERISTICHE DELLA LINEA AEREA 150 KV ESISTENTE .....	5
4. UBICAZIONE DELL'INTERVENTO E OPERE ATTRAVERSATE.....	5
5. PERCORSO DELLA LINEA INTERESSATA – RILIEVI FOTOGRAFICI DEI SOSTEGNI – VERIFICA STATO CONSERVATIVO.....	6
5.1 Risultati delle verifiche e controlli.....	16
6. CRITICITÀ RISCONTRATE.....	16
7. DESCRIZIONE DEGLI INTERVENTI .....	18
8. INQUADRAMENTO DELLA LINEA ELETTRICA E DEI NUOVI SOSTEGNI DA REALIZZARE .....	18
9. INQUADRAMENTO VINCOLISTICO DELL'OPERA .....	20
9.1 Assessorato all'Ecologia, Ufficio Parchi e Tutela della Biodiversità: "SIC, ZPS e EUAP" .....	20
9.2 Piano di Bacino Stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PAI) .....	22
9.3 Carta Idrogeomorfologica della Puglia .....	23
9.4 Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR) .....	24
9.5 Piano Faunistico Venatorio Regionale 2018-2024 (PFVR).....	25
9.6 Piano di Tutela delle Acque (PTA).....	26
10. DISTANZE DI SICUREZZA RISPETTO ALLE ATTIVITA' SOGGETTE AL CONTROLLO PREVENZIONE INCENDI.....	31
11. CARATTERISTICHE TECNICHE DEL POTENZIAMENTO .....	31
11.1 Premessa .....	31
11.2 Normativa di riferimento .....	32
11.3 Caratteristiche ambientali.....	35
11.4 Caratteristiche elettriche .....	35
11.5 Caratteristiche della Fune di guardia.....	36
11.6 Stato di tensione meccanica dei conduttori e della fune di guardia.....	37
11.7 Capacità di trasporto della nuova linea.....	38
11.8 Sostegni .....	38
11.9 Isolamento .....	40
11.9.1 Caratteristiche geometriche.....	41
11.9.2 Caratteristiche elettriche .....	41
11.10 Morsetteria ed armamenti .....	43
11.11 Fondazioni.....	44
11.12 Messa a terra dei sostegni.....	46

<b>12. RUMORE .....</b>	<b>46</b>
<b>13. AREE IMPEGNATE .....</b>	<b>47</b>
<b>14. STUDIO DEL NUOVO ELETTRODOTTO .....</b>	<b>48</b>
<b>15. CRONOPROGRAMMA .....</b>	<b>49</b>
<b>16. SICUREZZA NEI CANTIERI .....</b>	<b>49</b>



## 1. PREMESSA

La società proponente WPD Silvium S.r.l. nell'ambito del proprio piano di sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili prevede la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

I principali riferimenti tecnici, da cui sono derivate le scelte progettuali e costruttive, oltre a quelli elencati nel capitolo successivo, sono quindi:

- Doc. TERNA Allegato A.3 "Requisiti e caratteristiche di riferimento di stazioni e linee elettriche della RTN";

Per maggior chiarezza, nella presente relazione si riportano le principali caratteristiche indicate dal documento di cui sopra, integrate con le dovute personalizzazioni che individuano lo specifico impianto in oggetto.

Per la connessione del suddetto impianto alla Rete di Trasmissione Nazionale ("RTN") la stessa società ha inoltrato istanza all'Ente Gestore (TERNA) ottenendo dallo stesso una indicazione della soluzione tecnica minima generale di connessione (STMG).

La società Terna – Rete Elettrica Nazionale S.p.A. è la società concessionaria in Italia della trasmissione e del dispacciamento dell'energia elettrica sulla rete ad alta e altissima tensione ai sensi del Decreto del Ministero delle Attività Produttive del 20 aprile 2005 (concessione).

TERNA, nell'espletamento del servizio dato in concessione, persegue i seguenti obiettivi generali:

- Assicurare che il servizio sia erogato con carattere di sicurezza, affidabilità e continuità nel breve, medio e lungo periodo, secondo le condizioni previste nella suddetta concessione e nel rispetto degli atti di indirizzo emanati dal Ministero e dalle direttive impartite dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas;
- Deliberare gli interventi volti ad assicurare l'efficienza e lo sviluppo del sistema di trasmissione di energia elettrica nel territorio nazionale e realizzare gli stessi;
- Garantire l'imparzialità e neutralità del servizio di trasmissione e dispacciamento al fine di assicurare l'accesso paritario a tutti gli utilizzatori;
- Concorrere a promuovere, nell'ambito delle sue competenze e responsabilità, la tutela dell'ambiente e la sicurezza degli impianti.

TERNA pertanto, nell'ambito dei suoi compiti istituzionali, predispone annualmente il Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) sottoposto ad approvazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico.

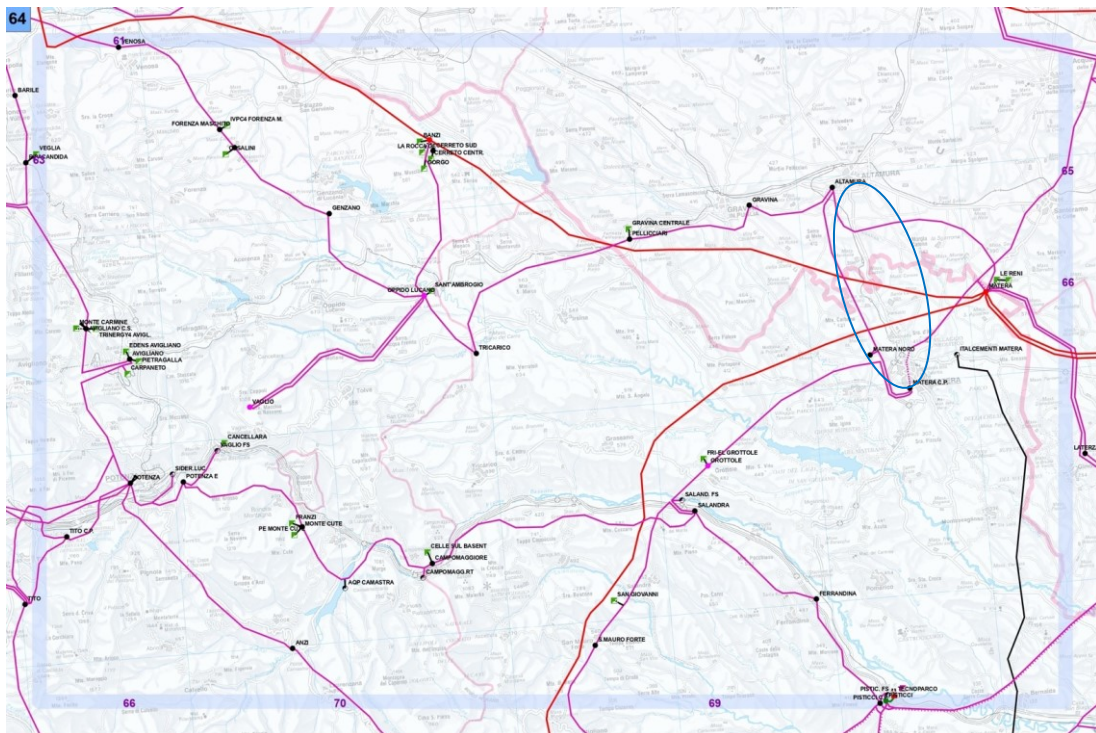
Il presente documento fornisce la descrizione generale del progetto definitivo del potenziamento dell'esistente linea elettrica in semplice terna a 150 kV tra la CP di Matera Nord e la CP di Altamura (BA), del quale vengono fornite le principali caratteristiche.



In particolare l'intervento proposto consiste nella sostituzione del conduttore attuale delle linee con uno ad alta capacità, in lega speciale, che pur mantenendo le stesse caratteristiche meccaniche dell'esistente, garantisce una portata in corrente come quella richiesta.

Ciò consente di poter sfruttare, ove tecnicamente possibile ed ambientalmente compatibile, la palificazione attuale senza modificare i sostegni esistenti.

La linea esistente tra la "CP-Matera Nord e la CP-Altamura", oggetto di potenziamento, è individuabile dall'allegata Tavola N° 64 dell'Atlante delle Linee AT-AAT di RTN.



**Figura 1 - Tavola 64 Atlante Terna**

Come si evince dalla CP di Matera Nord si derivano due linee aeree a 150 KV, rispettivamente:

- verso la CP di Altamura, oggetto del potenziamento;
- verso la CP di Matera.

Dalla CP di Altamura, invece, si derivano due linee, che viaggiano in parallelo fino al sostegno P.36 e poi deviano, rispettivamente:

- verso la CP di Gravina;
- verso la SE-380/150 KV di Matera; tale linea è derivata in modo rigido dalla linea in oggetto, in corrispondenza del sostegno P38.

Dalla stessa tavola si evincono le interferenze della linea in oggetto con due linee aeree di RTN a 380 KV, riportate nel profilo della linea in oggetto, che sono:

- linea di RTN a 380 KV tra la SE-380/150 KV di Banzi (PZ);
- linea di RTN a 380 KV tra la SE-380/150 KV di Laino (CS).



## 2. MOTIVAZIONE DELL'OPERA

Al fine di permettere il collegamento alla RTN di diversi impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile Terna ha previsto ed indicato nelle Soluzioni Tecniche Minime Generali (STMG) ricadenti nell'area la necessità di realizzare le seguenti opere RTN:

- a) potenziamento e rifacimento della linea RTN 150 KV "CP MATERA NORD – ALTAMURA ALL.";

Secondo quanto previsto dal D.Lgs. 387/2003 e ss.mm.ii., la società proponente "WPD Silvium S.r.l.", nell'ambito del proprio progetto FER ha sviluppato ed intende portare in autorizzazione le suddette opere RTN. Il medesimo progetto sarà inoltre reso disponibile per le eventuali ulteriori iniziative di produzione la cui STMG preveda le medesime opere RTN per la connessione.

## 3. CARATTERISTICHE DELLA LINEA AEREA 150 KV ESISTENTE

La linea aerea 150 KV esistente è stata realizzata, originariamente, negli anni '70 (1971) ed ha le seguenti caratteristiche:

- Linea a semplice terna
- Conduttori di linea, di tipo tradizionale, costituiti, per ciascuna fase, da una corda di alluminio-acciaio di diametro esterno  $De=31,5$  mm e sezione  $S=585,3$  mm<sup>2</sup>;
- Fune di guardia in acciaio, diametro  $D=11,5$  mm, senza fibre ottiche incorporate.
- Sostegni metallici con prestazioni meccaniche differenziate a seconda del punto di installazione e della funzione (tipologie L, M, N, P, V, C, E); i sostegni sono deputati a sostenere i conduttori unitamente alle mensole metalliche, cui sono ancorati gli armamenti (catene di isolatori e morsettiere);
- La portata della linea è di 570 A per fase, in ossequio alla Norma CEI 11-60, zona A ed ai coefficienti di riduzione del caso.

## 4. UBICAZIONE DELL'INTERVENTO E OPERE ATTRAVERSATE

Il progetto del potenziamento della linea elettrica in oggetto prevede la sostituzione dei conduttori delle linee esistenti mantenendo inalterato il tracciato, quale risulta dalla Corografia allegata.

Per la scelta del rifacimento e potenziamento della linea 150 kV CP MATERA NORD – ALTAMURA ALL., è stata individuata la soluzione più funzionale che tiene conto di tutte le esigenze e delle possibili ripercussioni sull'ambiente, con riferimento alla legislazione nazionale e regionale vigente in materia. Lo studio dei nuovi tracciati è stato fatto in armonia con quanto dettato dall'art. 121 del T.U. 11/12/1933 n. 1775, comparando le esigenze della pubblica utilità delle opere con gli interessi pubblici e privati coinvolti, cercando in particolare di:



- contenere per quanto possibile la lunghezza dei tracciati per occupare la minor porzione possibile di territorio;
- minimizzare l'interferenza con le zone di pregio ambientale, naturalistico, paesaggistico e archeologico;
- recare minor sacrificio possibile alle proprietà interessate, avendo cura di vagliare le situazioni esistenti sui fondi da asservire rispetto anche alle condizioni dei terreni limitrofi;
- evitare, per quanto possibile, l'interessamento di aree urbanizzate o di sviluppo urbanistico;
- assicurare la continuità del servizio, la sicurezza e l'affidabilità della Rete di Trasmissione Nazionale;
- permettere il regolare esercizio e manutenzione dell'elettrodotto.

La linea elettrica esistente si sviluppa tra le Regioni Basilicata – Puglia, di lunghezza complessiva di circa 12 Km ed interessa i seguenti Comuni:

REGIONE	PROVINCIA	COMUNE
Basilicata	Matera	Matera
Puglia	Bari	Altamura

Vista la natura del progetto non si ravvisano ulteriori porzioni di territorio interessate rispetto a quelle già individuate dal progetto originario.

Per quanto concerne la distanza dalle abitazioni esistenti, il tracciato degli elettrodotti è stato elaborato nel pieno rispetto del D.P.C.M. 08 Luglio 2003, quindi in considerazione delle emissioni elettromagnetiche generate dagli elettrodotti.

## **5. PERCORSO DELLA LINEA INTERESSATA – RILIEVI FOTOGRAFICI DEI SOSTEGNI – VERIFICA STATO CONSERVATIVO**

L'unico documento ricevuto dalla Società proponente, da TERNA, è stato quello relativo alla distinta dei sostegni (coordinate di posa, altezze utili e massime, attrezzamento dei sostegni, se a "sospensione o di ammarro")

Nelle immagini che seguono sono rappresentati, rispettivamente, l'intero percorso della linea, su base catastale e su base ortofoto.



**Figura 2 - Inquadramento su base catastale**

*E' vietato riprodurre o utilizzare il contenuto senza autorizzazione (art. 2575 c.c.)*



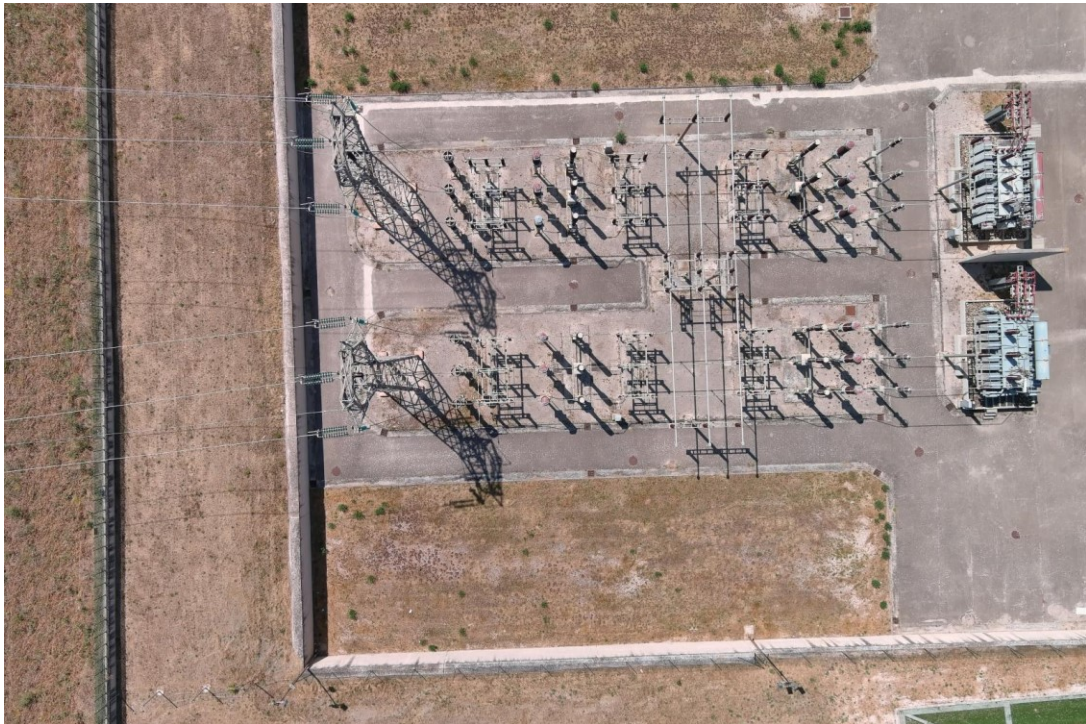


**Figura 3 - Inquadramento su ortofoto**

Partendo dal portale 150 kV della CP di Matera Nord sono stati identificati i sostegni con un numero progressivo da P1 fino a P41 e la tipologia, così come da alcune foto di seguito allegate, captate mediante drone.

Per ciascuno dei sostegni della linea è stato fatto un controllo puntuale circa lo stato di conservazione che ha riguardato:

- Stato di conservazione degli elementi strutturali deputati al collegamento con le fondazioni;
- Stato di conservazione superficiale (zincatura, bulloneria ecc.);
- Stato delle mensole (rilievo fotografico);
- Stato di conservazione degli elementi strutturali intermedi e di testa;
- Controllo dei collegamenti di messa a terra;
- Controllo dell'esistenza della cartellonistica prescritta e dei dispositivi anti salita;
- Controllo visivo dei blocchi di fondazione.



**Figura 4 - Cabina Primaria Matera Nord**



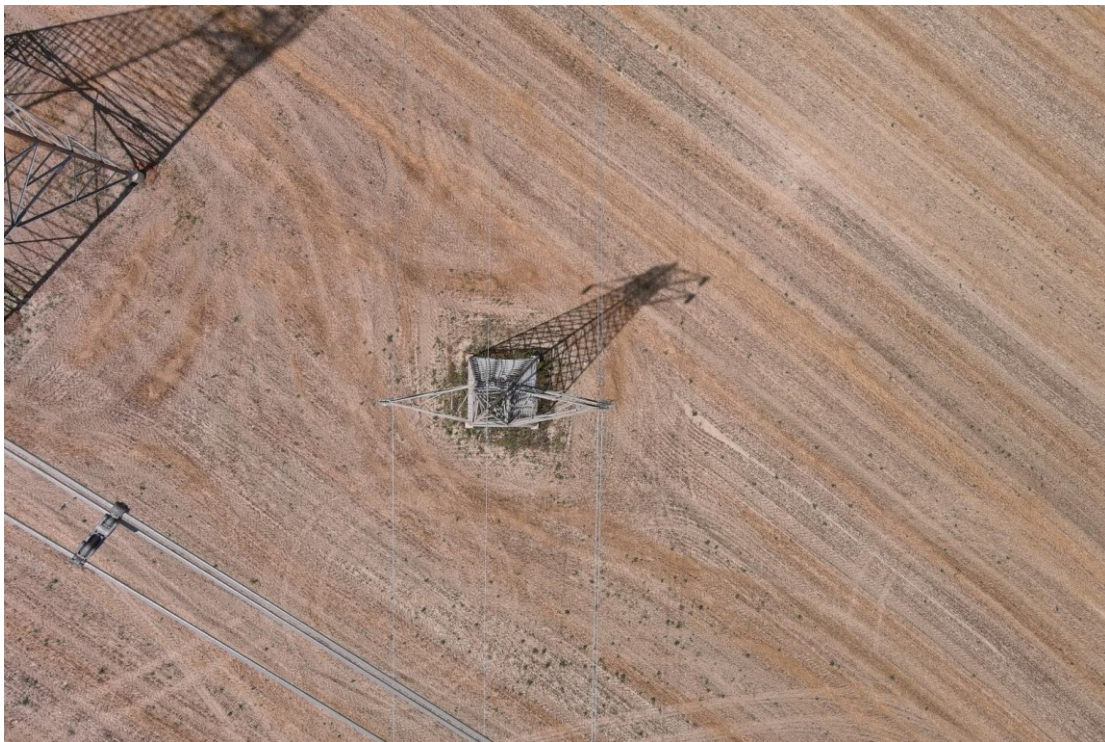
**Figura 5 - Sostegno P.5**



**Figura 6 - Sostegno P.5**



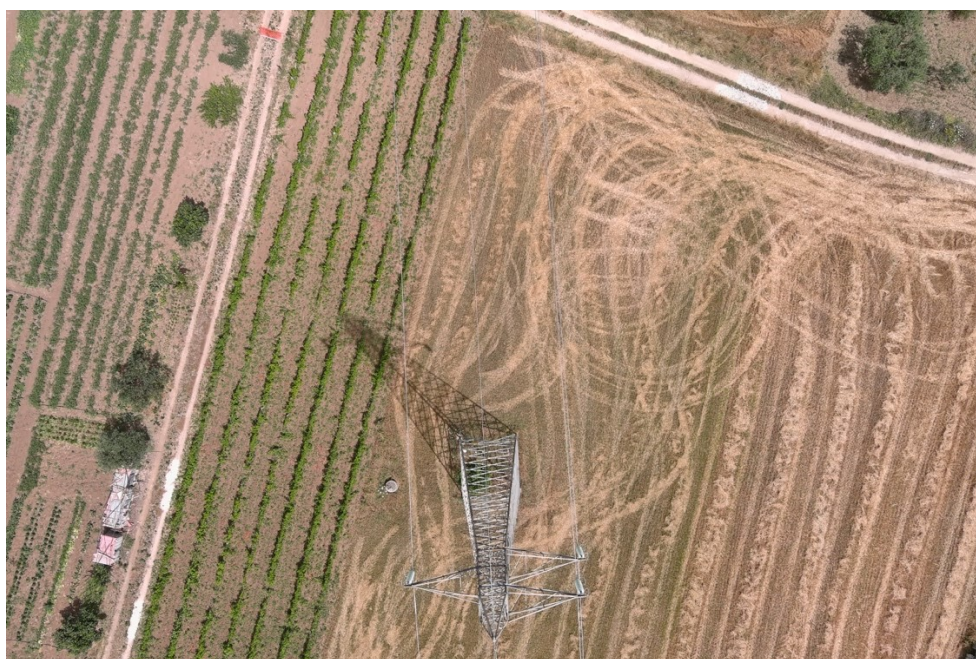
**Figura 7 - Sostegno P.19**



**Figura 8 - Sostegno P.19**



**Figura 9 - Sostegno P.27**



**Figura 10 - Sostegno P.27**



**Figura 11 - Sostegno P.33**



**Figura 12 - Sostegno P.33**



**Figura 13 - Sostegno P.37**



**Figura 14 - Sostegno P.37**



**Figura 15 - Sostegno P.38**



**Figura 16 - Sostegno P.38**





**Figura 17 - Cabina Primaria di Altamura**

### **5.1 Risultati delle verifiche e controlli**

Tutti i sostegni si possono considerare in buono stato conservativo quindi idonei a consentire il loro utilizzo per il potenziamento della linea.

Si dovranno, in fase esecutiva dei lavori, per alcuni sostegni, integrare la cartellonistica di individuazione dei sostegni ed i dispositivi di sicurezza parasalita.

## **6. CRITICITÀ RISCONTRATE**

La linea per gran parte del suo tracciato è realizzata in aperta campagna, su un terreno pianeggiante e non presenta grandi criticità legate all'orografia dell'area.

La versione dello studio di simulazione illustrata negli elaborati è l'ultima ottenuta dopo una serie di simulazioni che garantissero il franco verso terra della catenaria di 7 metri e che garantissero un valore dell'induzione entro 3  $\mu$ T.

In particolare, "recettori sensibili" (ossia, ai sensi della legge, edifici ad uso residenziale per i quali è lecito sopporre una permanenza superiore alle 4 ore giornaliere) per i quali la mera sostituzione dei conduttori non consentirebbe il raggiungimento degli obiettivi del progetto. La localizzazione di tali recettori sensibili, tutti rilevati e geo-referenziati in fase di sopralluogo puntuale dell'intero percorso della linea, è rappresentata negli elaborati allegati, posizionati rispetto alla linea ed alla DPA. I ricettori individuati sono in numero di 6.



Considerando l'impiego di conduttori ad alta temperatura nella posizione effettiva in condizione di linea scarica e nella condizione di massima freccia a 102°C, percorsi da una corrente di 870 A, per tali recettori non sarebbe rispettato l'obiettivo di qualità definito dal D.P.C.M. dell'8 luglio 2003, risultando esposti ad un campo di induzione magnetica superiore ai 3  $\mu$ T. Si sottolinea come già ad oggi, con i conduttori attuali considerando la sua corrente di normale esercizio pari a 570 A, alcuni recettori sono esposti ad un campo di induzione magnetica superiore a 3  $\mu$ T. L'intervento proposto quindi si configura non solo come un potenziamento ma anche come un miglioramento della situazione pre-esistente dal punto di vista dell'esposizione della popolazione ai campi di induzione magnetica.

I ricettori sensibili individuati si trovano tra i sostegni o distanti da essi.

I ricettori individuati sono in totale N°6, alcuni dei quali "accatastati", ma la maggior parte degli stessi non risulta "accatastata" per cui non se ne conosce la categoria e la tipologia di attività di utilizzo.

In un elaborato specifico, per ciascun ricettore, sono riportati i valori dell'induzione magnetica, nelle condizioni:

- Conduttore nuovo ZTAL, D=22,75 mm, corrente 870 A, al suolo;
- Conduttore nuovo ZTAL, D=22,75 mm, corrente 870 A, a 1,5 mt dal suolo;

In un elaborato dedicato denominato "Schede Ricettori" sono riportati i dati di ciascun ricettore ed i corrispondenti valori di induzione magnetica.

Circa le interferenze tra più elettrodotti, riscontrate lungo il percorso della linea, le più significative sono di seguito specificate ove la linea in oggetto incrocia due linee aeree a 380 KV; la linea in esame transita al di sotto delle linee a 380 KV; nello specifico:

- Tra il sostegno P.8 ed il sostegno P.9 incrocio con la linea aerea AT-380 KV "SE-Matera - SE-Laino";
- Tra il sostegno P.18 ed il sostegno P.19 incrocio con la linea aerea AT-380 KV "SE-Matera - SE-Banzi".

Altre interferenze con linee elettriche aeree sono state evidenziate tra le campate:

- Tra il sostegno P.2 ed il sostegno P.3: N°2 linee BT e N°1 linea MT;
- Tra il sostegno P.5 ed il sostegno P.6: N°2 linee MT;
- Tra il sostegno P.7 ed il sostegno P.8: N°2 linee MT;
- Tra il sostegno P.25 ed il sostegno P.26: N°1 linea MT;
- Tra il sostegno P.32 ed il sostegno P.33: N°1 linea MT.

Tutte le inter-distanze sono inferiori a quelle previste nel DM del 21-03-1988 e D.M.L.P. 16-01-1991.



## 7. DESCRIZIONE DEGLI INTERVENTI

Il potenziamento dell'elettrodotto sarà ottenuto mantenendo inalterati il tracciato ed il profilo della linea esistente, mediante sostituzione dei conduttori esistenti con conduttore ZTAL D=22,75 mm, avente caratteristiche meccaniche idonee all'impiego dei sostegni ed accessori esistenti.

Saranno, inoltre, sostituiti: l'esistente fune di guardia, con una nuova con integrate 48 fibre ottiche monomodali, le catene di isolatori, la morsetteria.

Al fine di risolvere le criticità evidenziate nel paragrafo precedente, sono stati definiti i seguenti interventi di variante:

- Demolizione di N° 2 sostegni esistenti (P37-P38);
- Realizzazione di N°2 nuovi sostegni (P37N-P38N).

## 8. INQUADRAMENTO DELLA LINEA ELETTRICA E DEI NUOVI SOSTEGNI DA REALIZZARE

L'area di progetto ricade a cavallo tra il territorio pugliese di Altamura e il territorio lucano di Matera. Il tracciato della linea elettrica oggetto di studio corre in direzione circa NS tra l'abitato di Altamura e di Matera per circa 12 km di lunghezza.

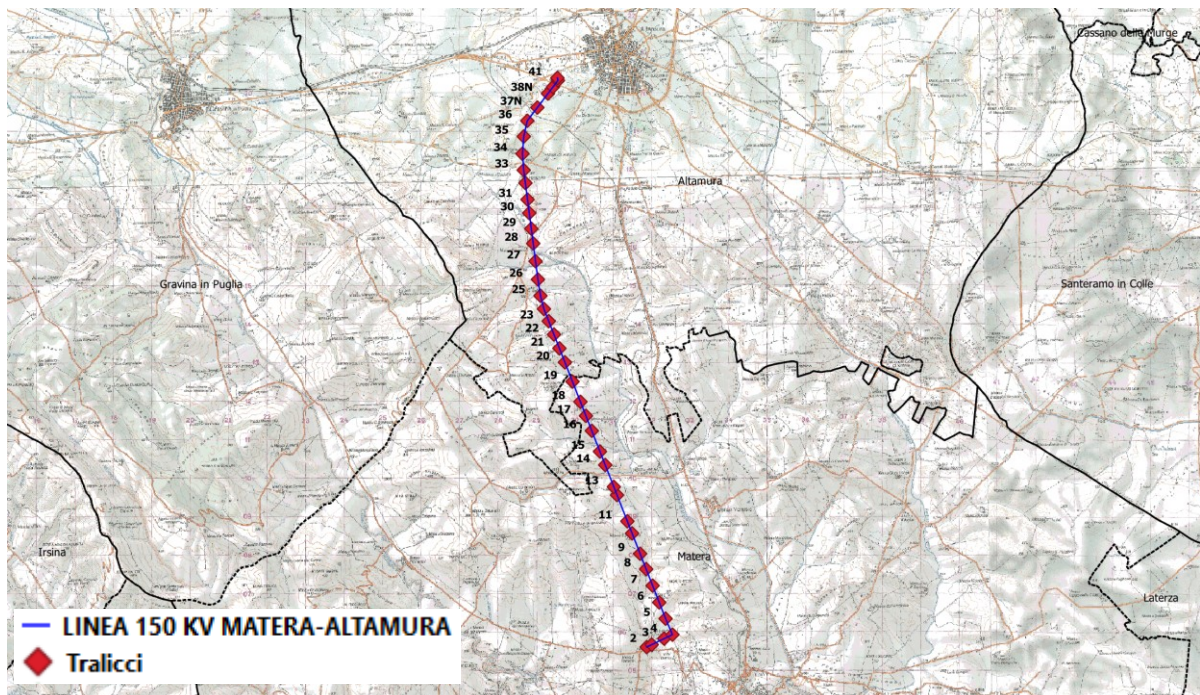
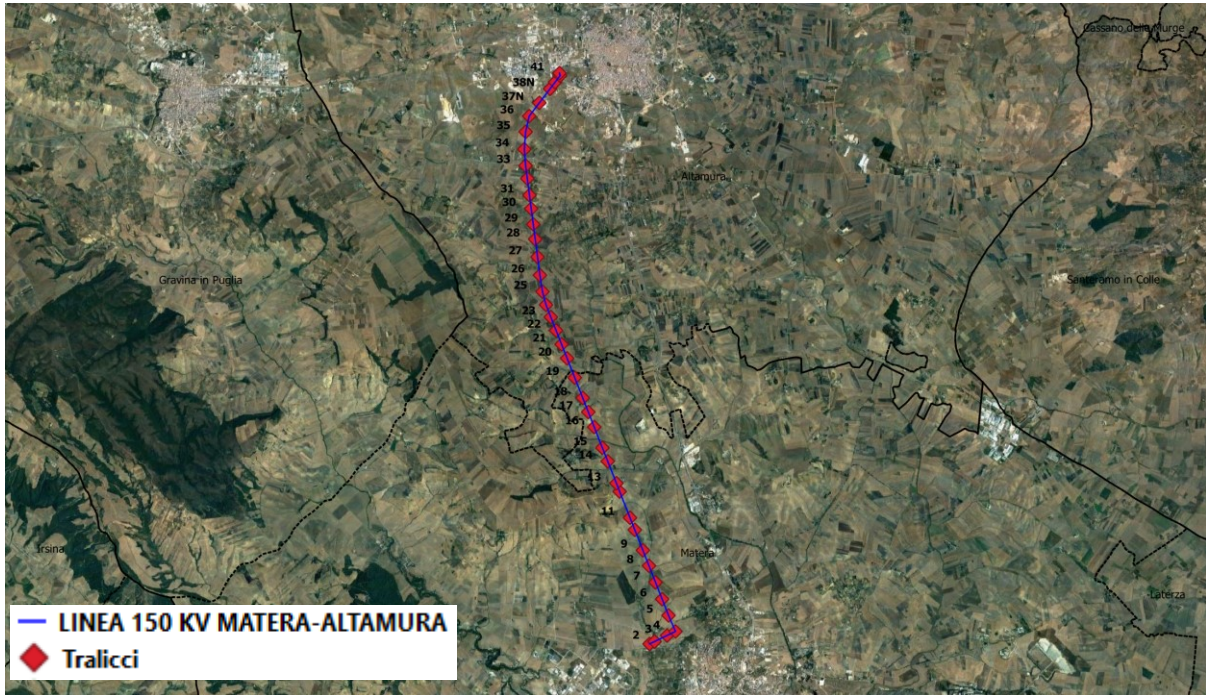
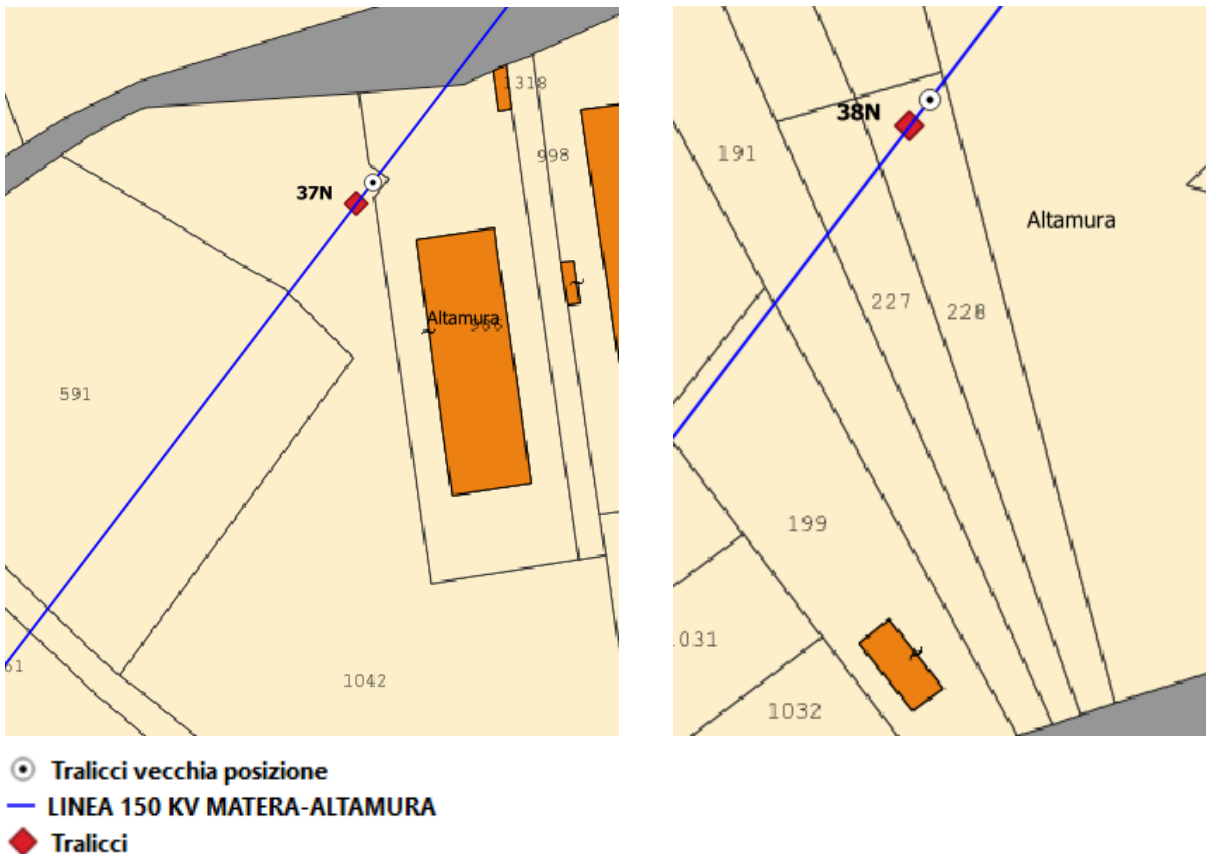


Figura 18 – Inquadramento della linea elettrica Matera-Altamura su IGM



**Figura 19 – Inquadramento della linea elettrica Matera-Altamura su Google Earth**

In particolare, si provvederà alla sostituzione di due sostegni (P37N e P38N) che saranno collocati sempre al foglio 155 rispettivamente alla particella 1024 e 228 a 10 m di distanza dalla precedente posizione.



**Figura 20 – Inquadramento dei sostegni da sostituire su base catastale (P37N e P38N)**



## 9. INQUADRAMENTO VINCOLISTICO DELL'OPERA

L'opera oggetto di studio, che comprende il potenziamento dell'elettrodotto esistente, prevede di mantenere inalterato il tracciato ed il profilo della linea esistente, mediante sostituzione dei conduttori esistenti e della fune di guardia, con una nuova con integrate 48 fibre ottiche monomodali, le catene di isolatori, la morsetteria. Unica modifica comprende la demolizione e la successiva sostituzione di n.2 sostegni (P37N-P38N).

Nell'analisi dell'inquadramento territoriale dell'opera sono stati analizzati tutti i piani ed i programmi di tutela ambientale ed urbanistica di carattere nazionale, regionale, provinciale e comunale, al fine di individuare gli eventuali vincoli insistenti sulle aree interessate dal potenziamento dell'esistente linea elettrica tra la CP di Matera Nord e la CP di Altamura (BA).

Sono state analizzate le seguenti fonti:

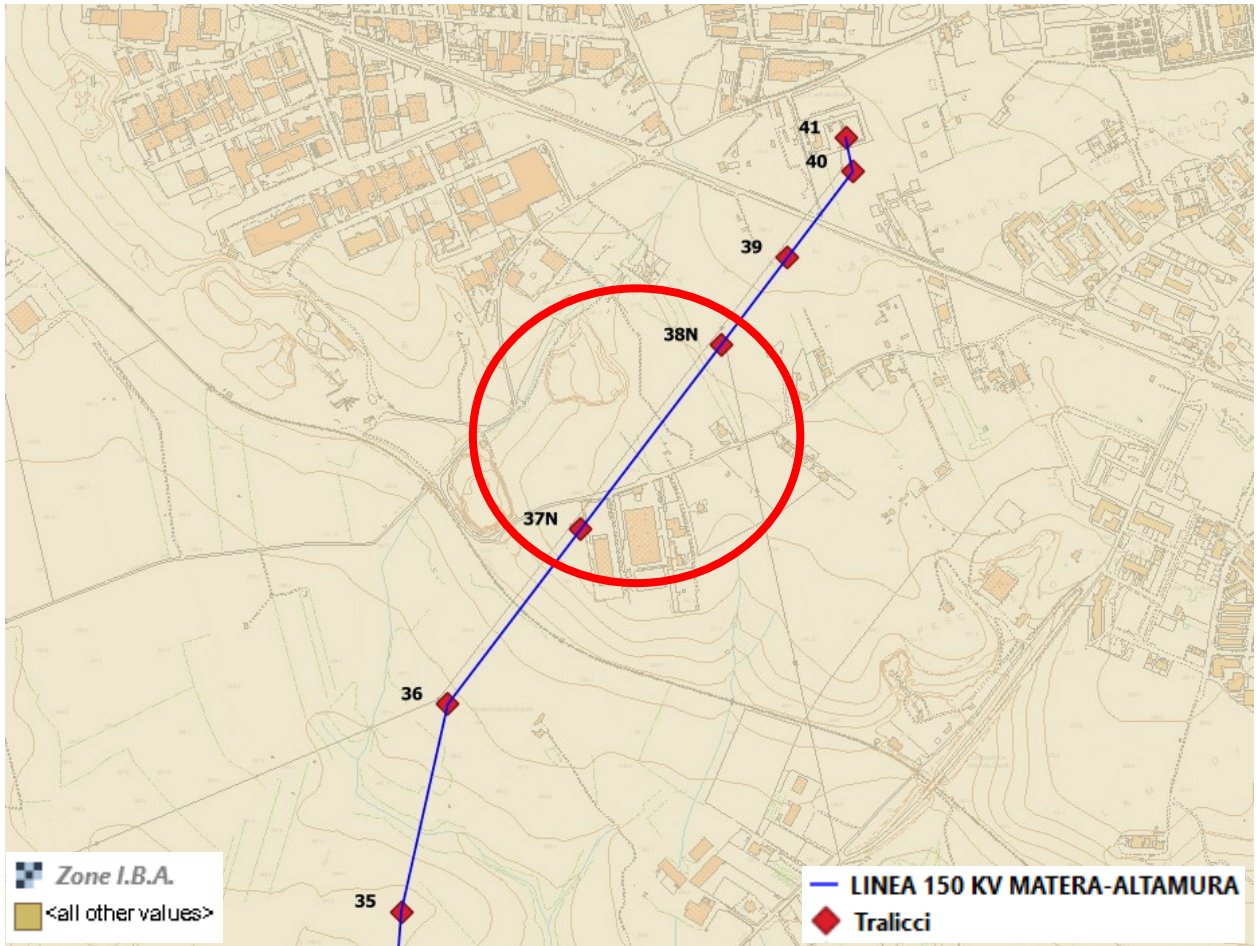
- Assessorato all'Ecologia, Ufficio Parchi e Tutela della Biodiversità: "**SIC, ZPS e EUAP**"
- **Piano di Bacino Stralcio per l'Assetto Idrogeologico** (PAI), approvato il 30 novembre 2005 ed aggiornato al 27 febbraio 2017;
- **Carta Idrogeomorfologica della Puglia**, approvata con D.C.I. dell'AdB n. 48 del 30 novembre 2009;
- **Piano Paesaggistico Territoriale Regionale** (PPTR), approvato con D.G.R. n. 176 del 16 febbraio 2015 e aggiornato con le D.G.R. n. 240/2016, D.G.R. n. 1162/2016, D.G.R. n. 496/2017, D.G.R. n. 2292/2017, D.G.R. n. 2439/2018, D.G.R. n. 205/2019 e per ultimo dalla D.G.R. n. 1533 del 07 Novembre 2022;
- **Piano Faunistico Venatorio Regionale 2018-2024**, approvato con Deliberazione della Giunta Regionale n. 1198 del 20 luglio 2021, pubblicato su Bollettino Ufficiale della Regione Puglia n. 100 del 4 agosto 2021.
- **Piano di Tutela delle Acque**, approvato con D.C.R. n. 230 del 20 ottobre 2009 e con Delibera del Consiglio Regionale n. 154 del 23/05/2023, è stata approvata la proposta relativa all'aggiornamento 2015-2021;
- **Strumentazione Urbanistica Comunale di Altamura** (PRG) vigente adeguato alla L.R. n.56/1980 approvato con D.G.R. 1194 del 29.04.1998.

### 9.1 Assessorato all'Ecologia, Ufficio Parchi e Tutela della Biodiversità: "SIC, ZPS e EUAP"

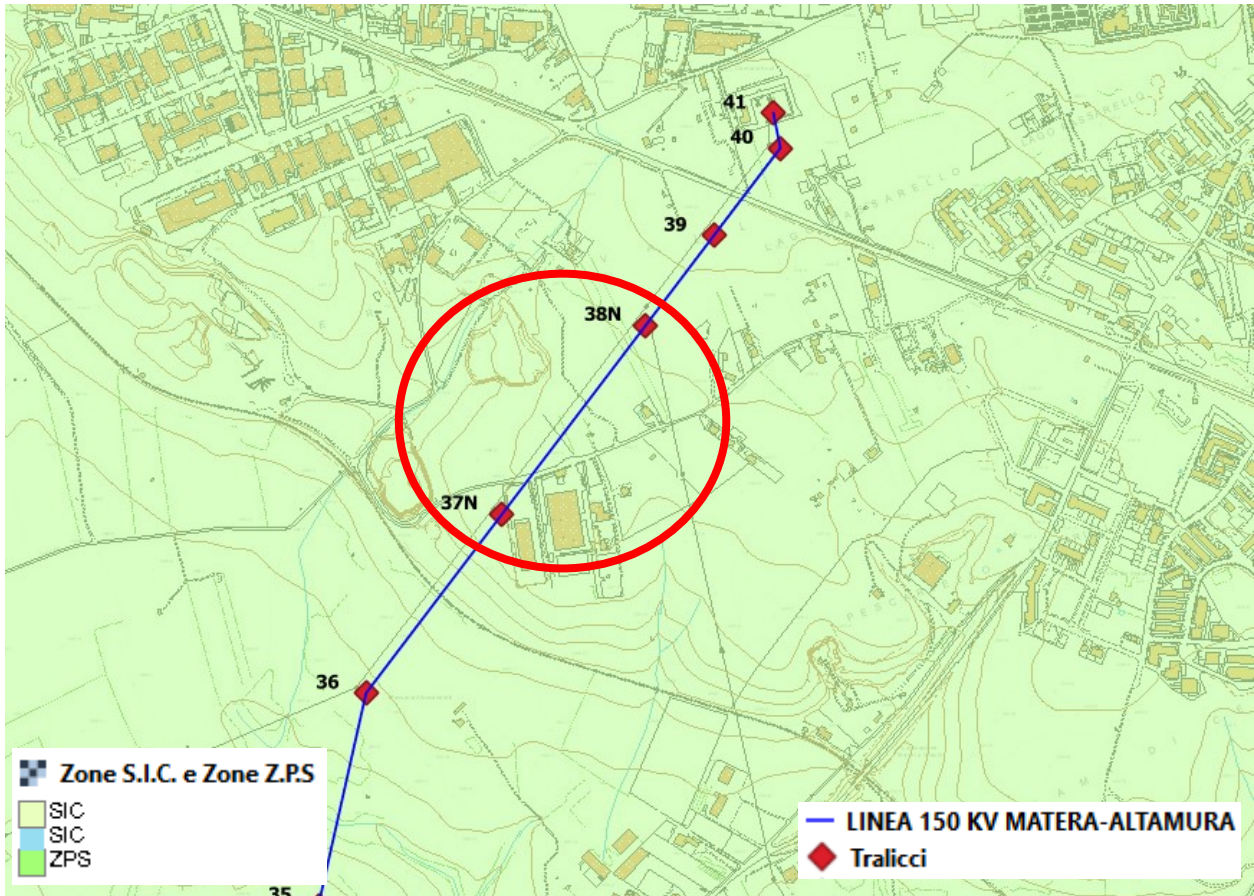
Partendo dalla cartografica resa disponibile dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare attraverso il Portale Cartografico Nazionale, è stata analizzata la localizzazione delle aree oggetto di potenziamento della linea elettrica Matera-Altamura rispetto

all'eventuale presenza di Aree Protette, Siti di Importanza Comunitaria e Zone di Protezione Speciale.

Il sito oggetto di studio risulta interna all'area IBA135 denominata "Murge" e areali SIC e ZPS IT9120007 "Murgia Alta".



**Figura 21 – Inquadramento rispetto alle aree naturali protette IBA (P37N e P38N)**



**Figura 22 – Inquadramento rispetto alle aree naturali protette SIC e ZPS (P37N e P38N)**

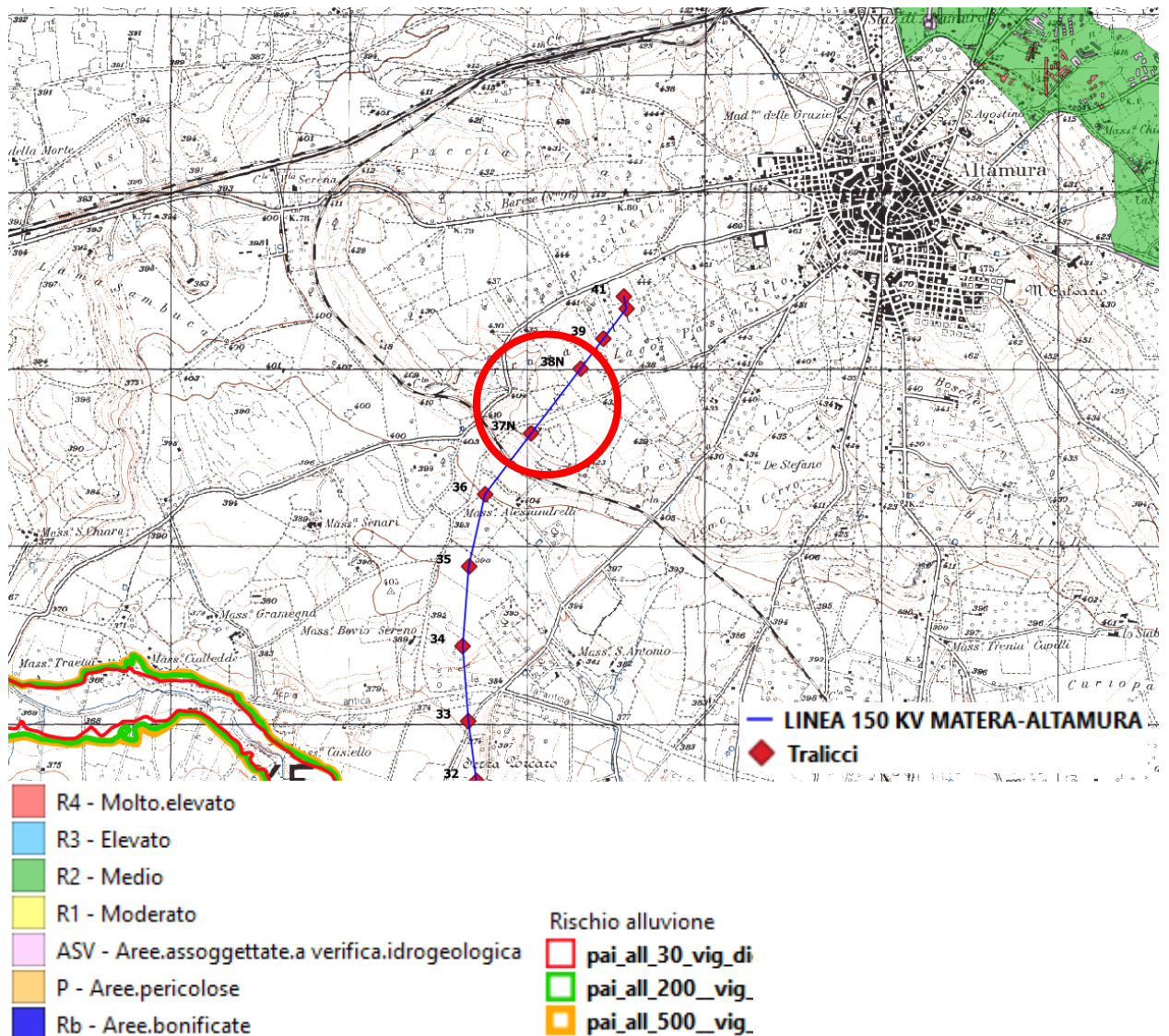
Si fa presente, a tal proposito, che l'intervento oggetto della presente relazione è un'opera dichiarata di pubblica utilità, che comprende il potenziamento dell'elettrodotto già esistente, e prevede di mantenere inalterato il tracciato ed il profilo della linea elettrica e la successiva sostituzione di n.2 sostegni (P37N-P38N) allocati sulla medesima particella catastale a 10 m di distanza dalla precedente posizione.

## **9.2 *Piano di Bacino Stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PAI)***

Il PAI Basilicata individua:

- le aree soggette a rischio idrogeologico e pericolosità moderato (R1), medio (R2), elevato (R3) e molto elevato (R4);
- le aree caratterizzate da fasce di territorio di pertinenza dei corsi d'acqua a) fasce con probabilità di inondazione corrispondente a piene con **tempi di ritorno fino a 30 anni** e di pericolosità idraulica **molto elevata**; b) fasce con probabilità di inondazione corrispondente a piene con **tempi di ritorno fino a 200 anni** e di pericolosità idraulica

**elevata**; c) fasce con probabilità di inondazione corrispondente a piene con **tempi di ritorno fino a 500 anni** e di pericolosità idraulica **moderata**.



**Figura 23 – Inquadramento rispetto al PAI Basilicata**

Dalla lettura della cartografia disponibile si rileva che, l'intera opera in progetto non ricade in nessun areale a rischio idrogeologico né idraulico.

### 9.3 Carta Idrogeomorfologica della Puglia

Dalla lettura della cartografia disponibile si rileva che oggetto della presente relazione, non interessa alcuna delle emergenze identificate dalla Carta idrogeomorfologica, in quanto la sostituzione dei sostegni risulterà puntuale e circoscritta.



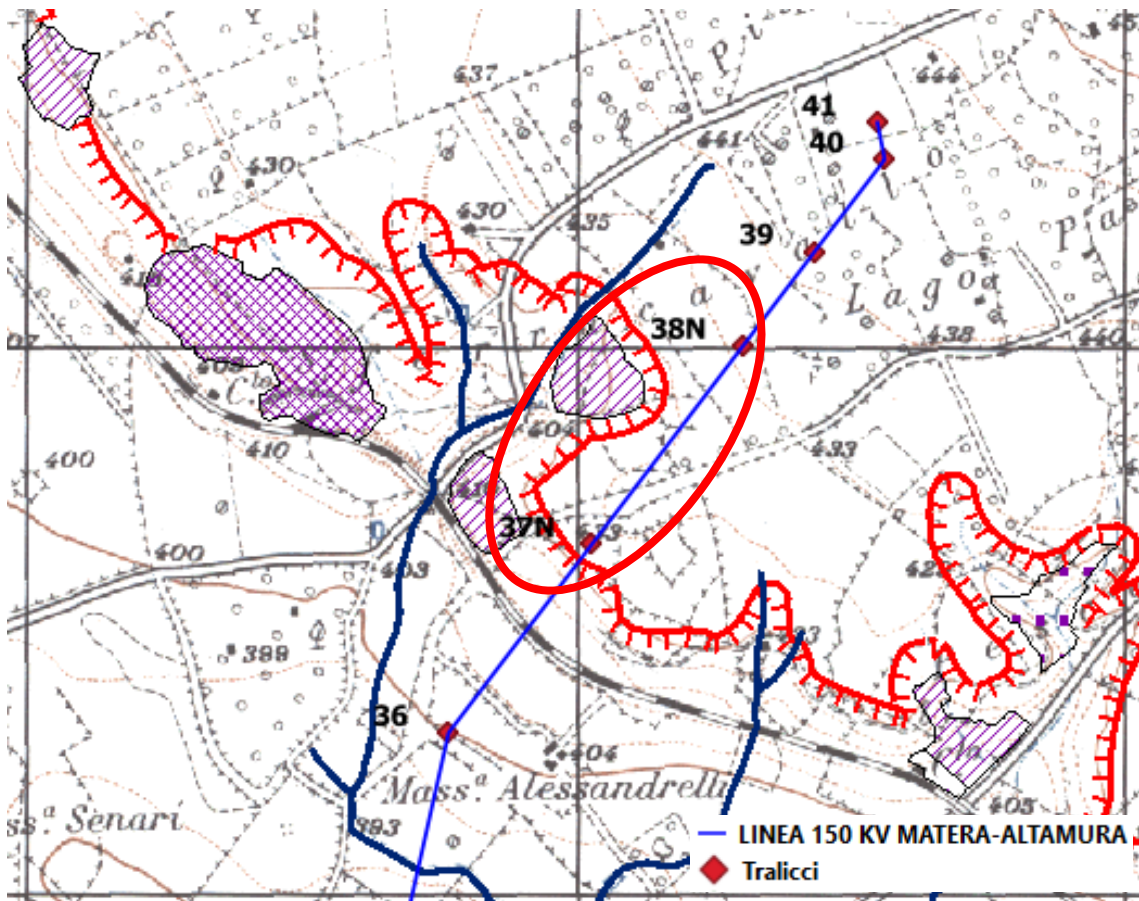


Figura 24 – Inquadramento rispetto alla Carta Idrogeomorfologica della Regione Puglia

#### 9.4 Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR)

Il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale, adeguato al "Codice dei beni culturali e del paesaggio" di cui al D.Lgs. n. 42 del 22 gennaio 2004 (di seguito denominato Codice), è piano paesaggistico ai sensi degli artt. 135 e 143 del Codice in attuazione dell'articolo 1 della L.R. n. 20 del 7 ottobre 2009 "Norme per la pianificazione paesaggistica".

Dall'analisi della cartografia del PPTR, è emerso che il sito oggetto del progetto, interferisce con aree SIC, come riportato nei paragrafi precedenti. Per il resto, è emerso che il sito oggetto del progetto, non interferisce con alcuno dei beni tutelati dal piano.

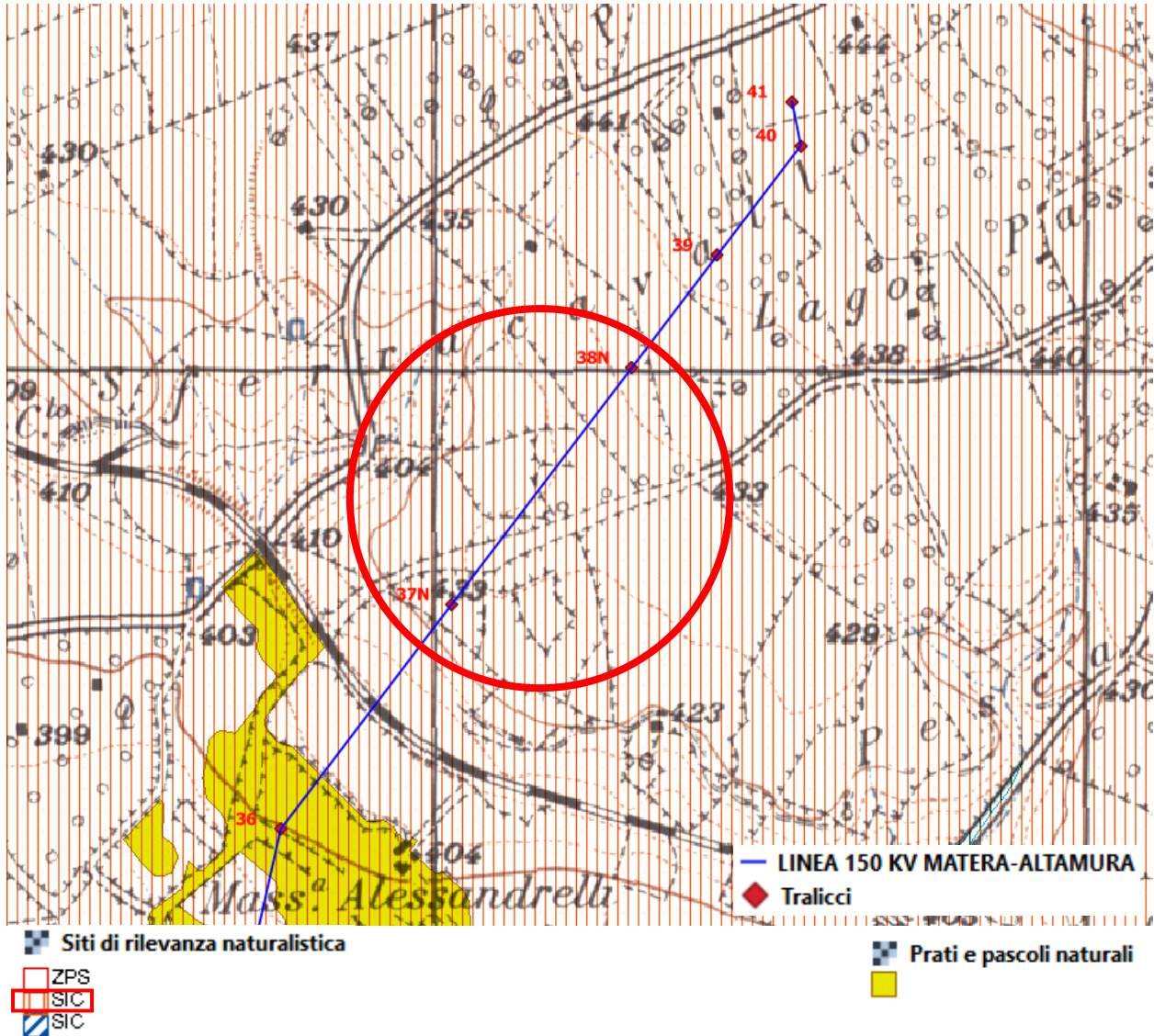


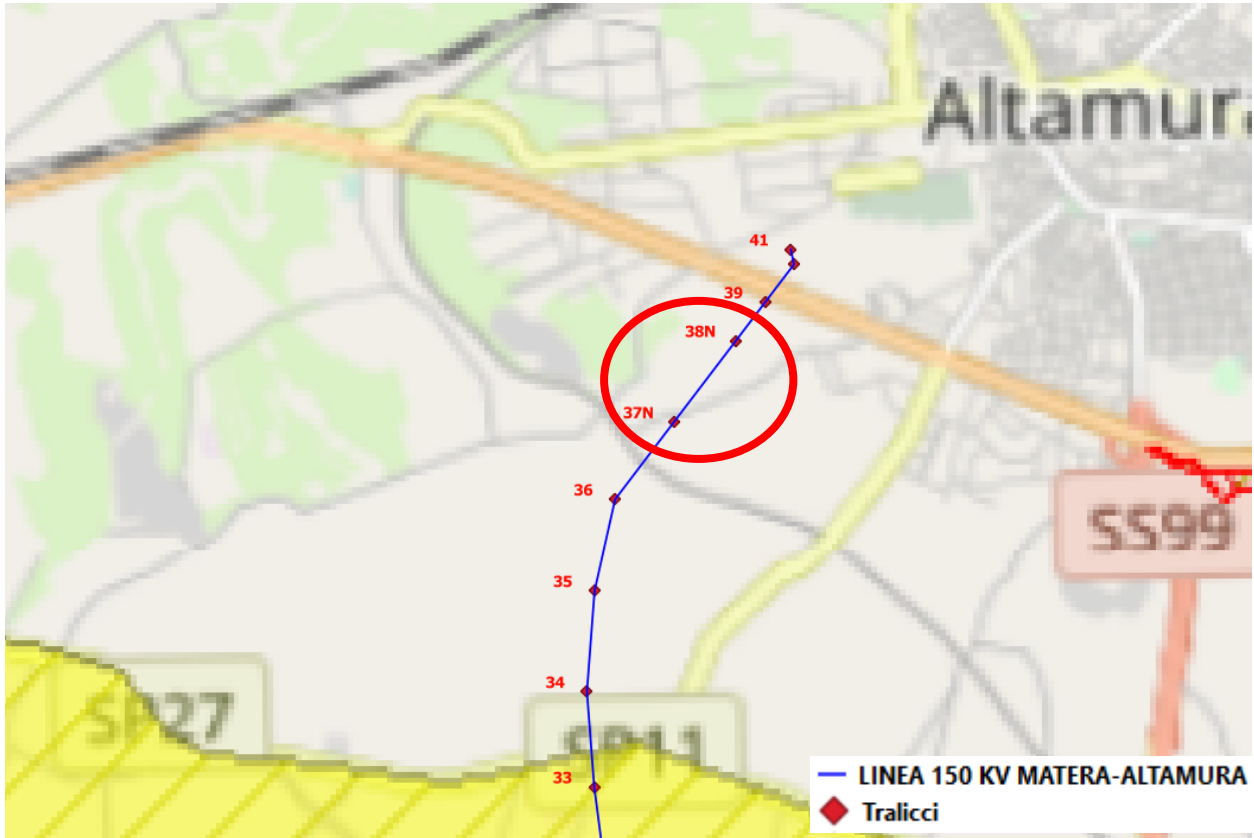
Figura 25 – Inquadramento rispetto al PPTR

### 9.5 Piano Faunistico Venatorio Regionale 2018-2024 (PFVR)

Il Piano Faunistico Venatorio è lo strumento tecnico attraverso il quale la Regione assoggetta il territorio alla pianificazione faunistico-venatoria.

Il Piano rappresenta, inoltre, lo strumento di coordinamento tra i PFV Provinciali nei quali sono stati individuati i territori destinati: alla protezione, alla riproduzione della fauna selvatica, a zone a gestione privata della caccia e a territori destinati a caccia programmata.

Il Piano Faunistico Venatorio Regionale 2018-2023 è stato approvato con Deliberazione della Giunta Regionale n. 1198 del 20 luglio 2021, pubblicato su Bollettino Ufficiale della Regione Puglia n. 100 del 4 agosto 2021.



**Figura 26 – Inquadramento rispetto al PFVR**

Alla luce della cartografica allegata a tale piano, l'area di intervento non ricade in zone indicate dal Piano Faunistico Venatorio "Murgiano" approvato.

### **9.6 Piano di Tutela delle Acque (PTA)**

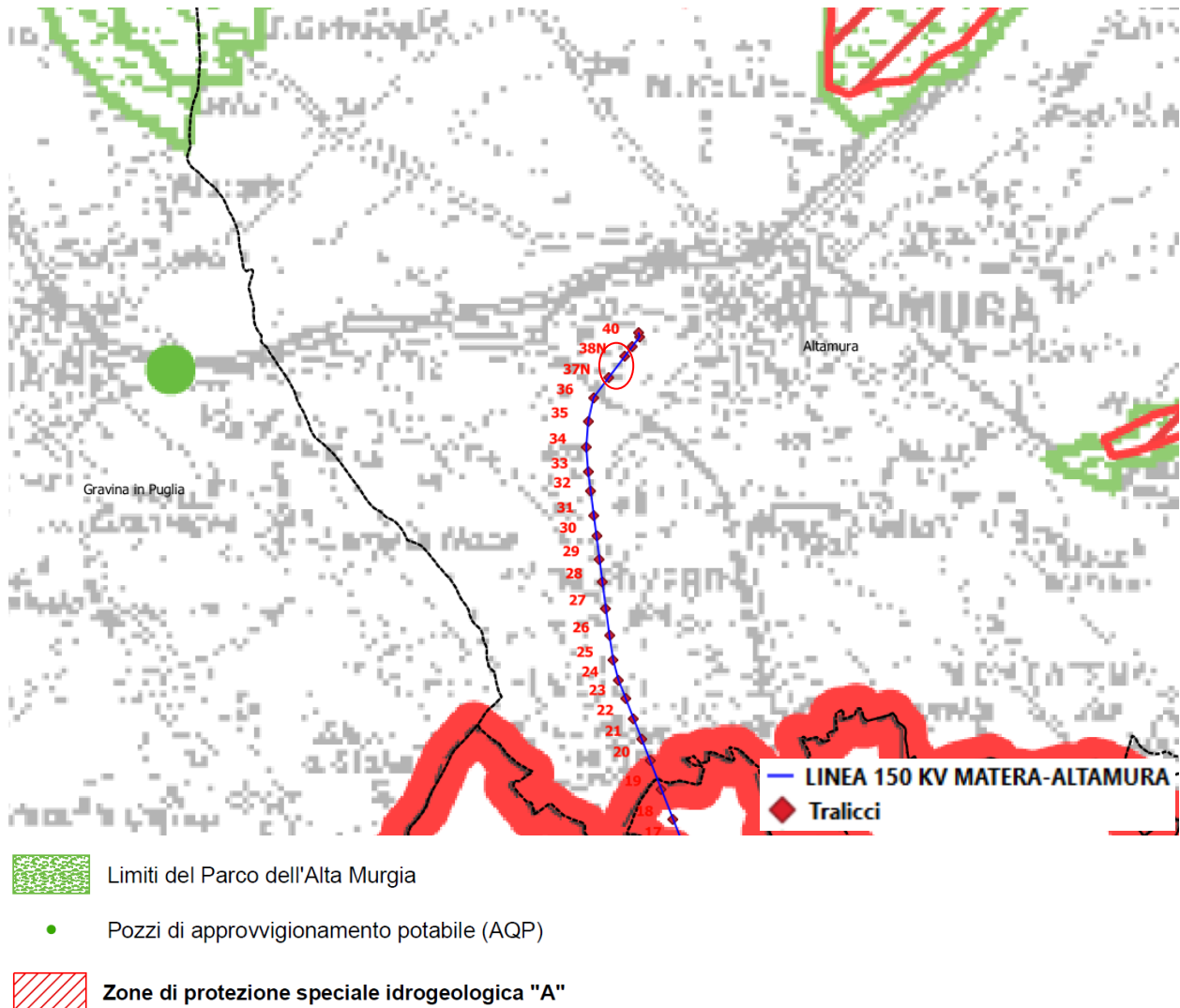
L'art. 61 della Parte Terza del D. Lgs. 152/06 attribuisce alle Regioni, la competenza in ordine alla elaborazione, adozione, approvazione ed attuazione dei "Piani di Tutela delle Acque", quale strumento finalizzato al raggiungimento degli obiettivi di qualità dei corpi idrici e, più in generale, alla protezione dell'intero sistema idrico superficiale e sotterraneo.

Il Piano di Tutela delle Acque (P.T.A.) è stato approvato con Delibera del Consiglio Regionale n. 230 del 20/10/2009 a modifica ed integrazione del Piano di Tutela delle Acque della Regione Puglia adottato con Delibera di Giunta Regionale n. 883 del 19 giugno 2007 pubblicata sul B.U.R.P. n. 102 del 18 Luglio 2007.

Con Delibera del Consiglio Regionale n. 154 del 23/05/2023, è stata approvata la proposta relativa all'aggiornamento 2015-2021 del PTA, che include contributi importanti e, dunque, innovativi in termini di conoscenza e pianificazione: delinea il sistema dei corpi idrici sotterranei

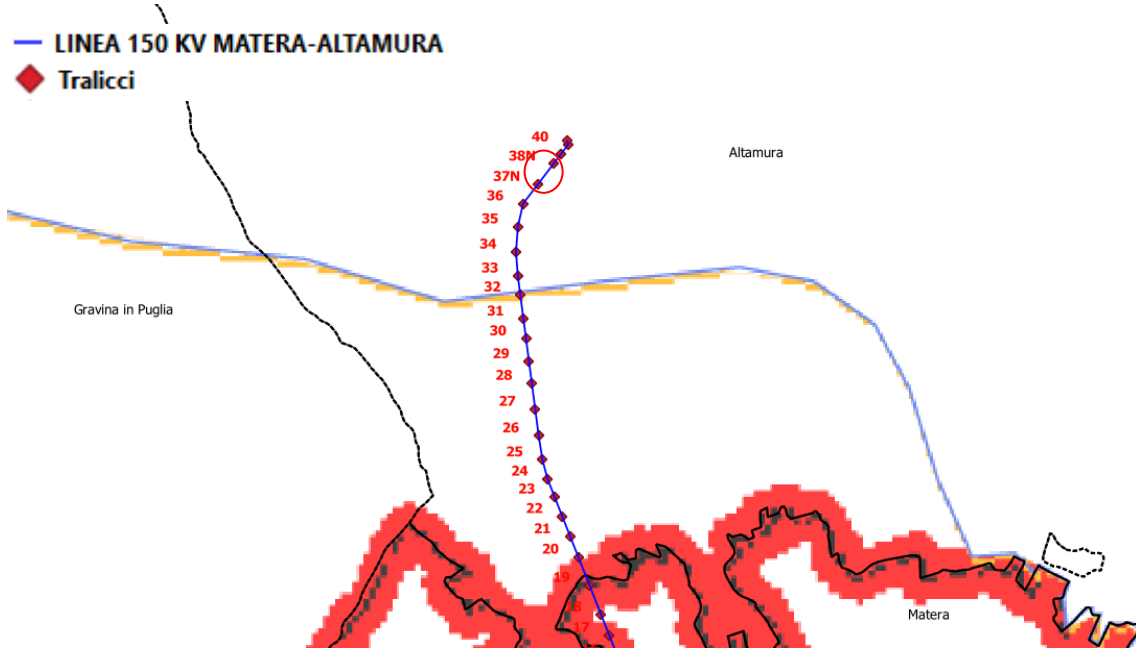
(acquiferi) e superficiali (fiumi, invasi, mare, etc.) e riferisce i risultati dei monitoraggi effettuati, anche in relazione alle attività umane che vi incidono.

Dall'analisi della Tav. A "Zone di protezione speciale idrogeologica" allegata al Piano di Tutela delle Acque, emerge che i punti di sostituzione dei sostegni non interessa alcuna area tra quelle individuate dal piano come "Zone di Protezione Speciale Idrogeologica A, B, C, D".



**Figura 27 – Tav. A "Zona di protezione speciale idrogeologica" del PTA**

Dall'analisi della Tav. B "Area di vincolo d'uso degli acquiferi" allegata al Piano di Tutela delle Acque, si evince che l'area interessata dalla realizzazione del progetto non rientra nelle perimetrazioni individuate dal piano come "Aree di vincolo"

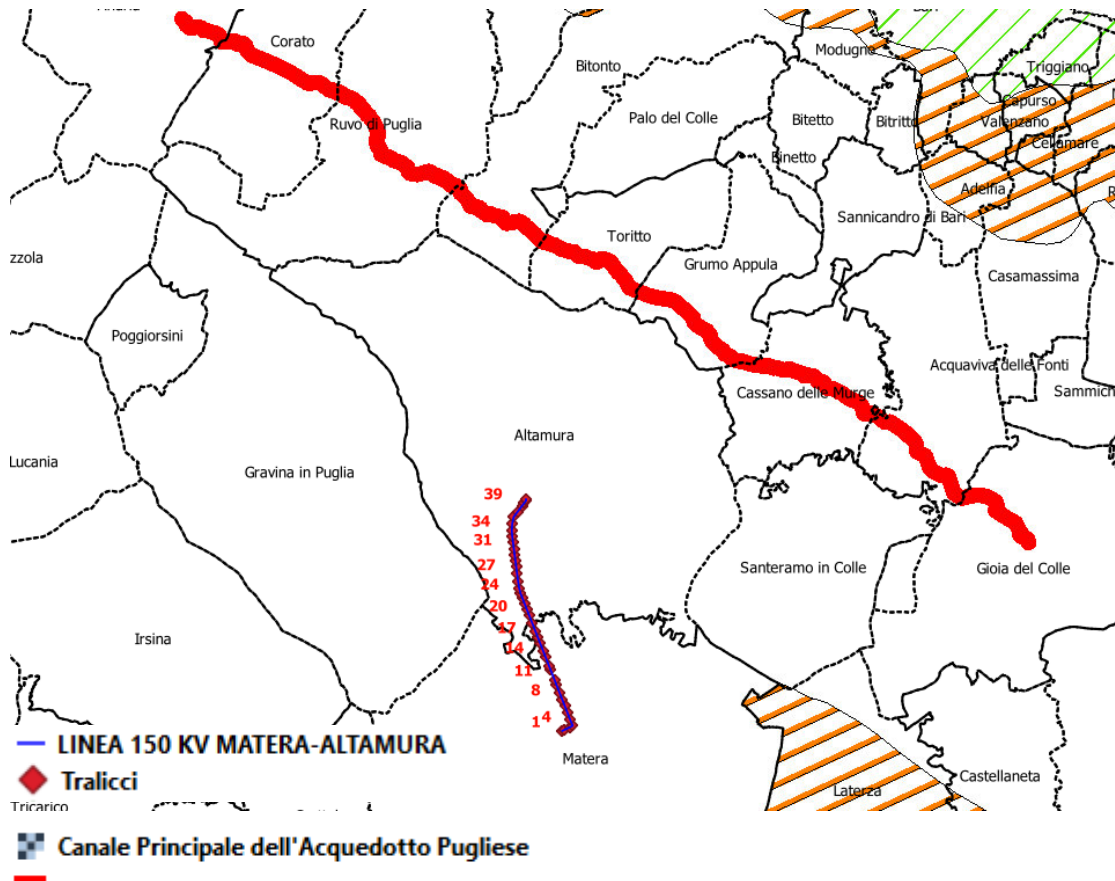


**ACQUIFERI CARSIICI**

□ ACQUIFERO DELLA MURGIA

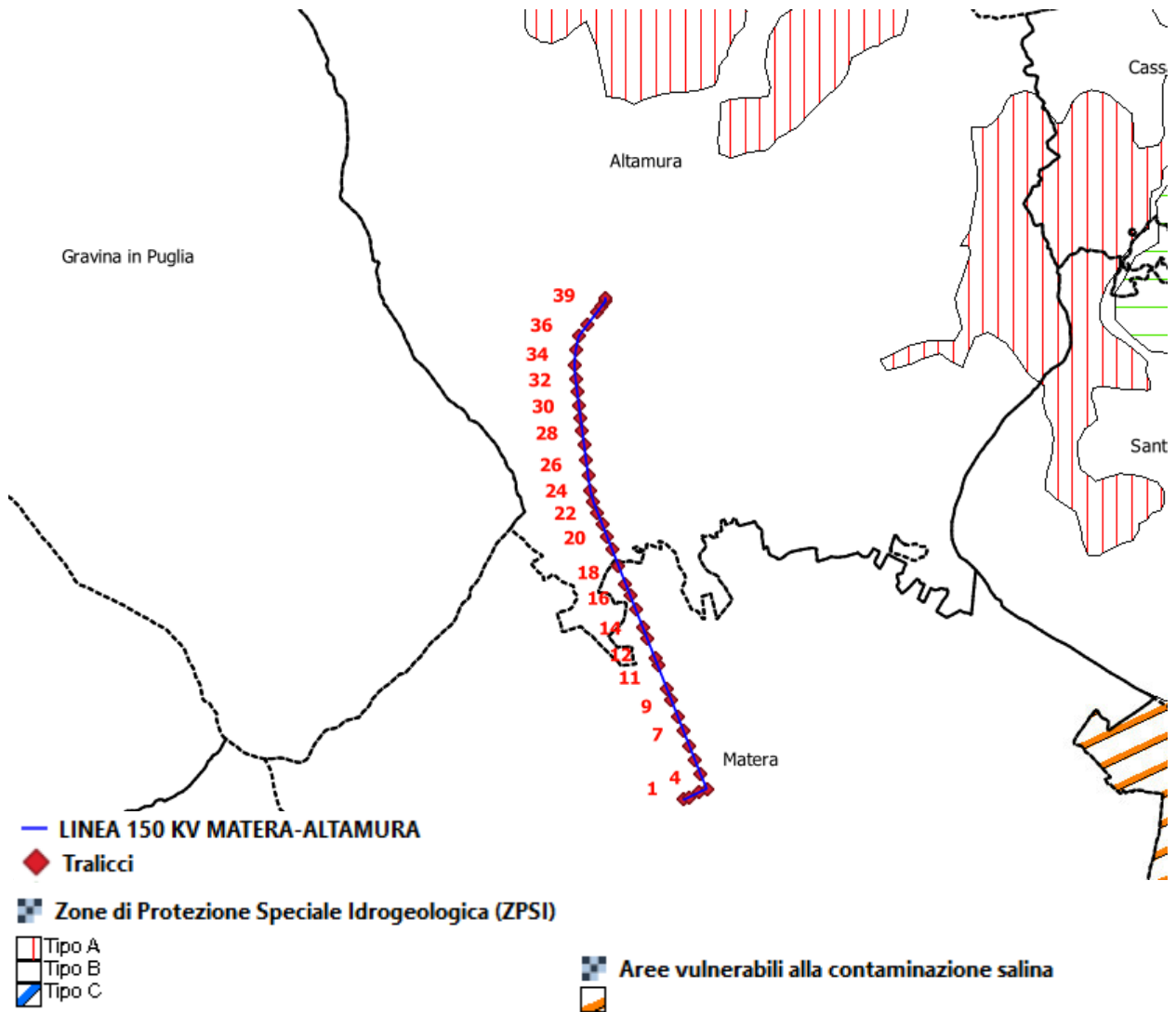
**Figura 28 – Tav. B “Aree di vincolo d’uso degli acquiferi” del PTA**

Le opere in oggetto non interferiscono in alcun modo con il “Canale Principale”.



**Figura 29 – “Canale Principale dell’AQP” del PTA**

Si riporta anche l'inquadramento dell'area di progetto sulla cartografia di Aggiornamento del P.T.A. 2015-2021 cui si evince che l'area di intervento, non rientra nelle nuove perimetrazioni individuate dal piano. Ma, considerando che si tratta di opere il cui esercizio non prevede emungimenti e/o prelievi ai fini potabili, irrigui o industriali e nemmeno attività agricole, il progetto risulta compatibile e coerente con le misure previste dalle NTA del P.T.A.



**Figura 30 – Nuove perimetrazioni del PTA 2015-2021 Adottato**

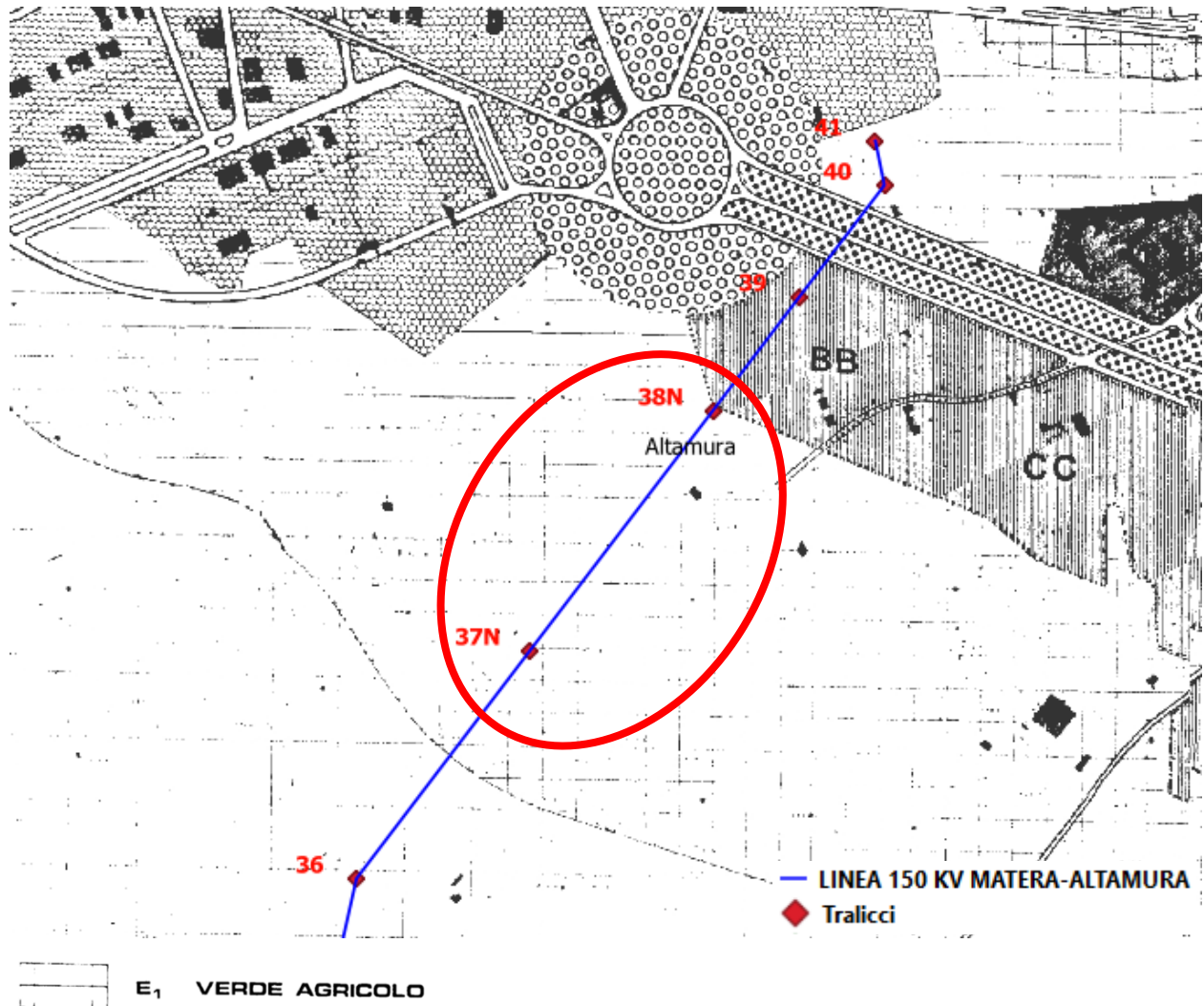
L'analisi della cartografia allegata Piano approvato e vigente ha evidenziato che la zona analizzata è esterna alle aree tutelate.

Dall'analisi della cartografia allegata all'aggiornamento del Piano adottato, invece, si evince che l'area di installazione dei nuovi sostegni non interferisce con areali sensibili.

### 9.7 *Strumentazione urbanistica comunale di Altamura (PRG)*

In comune di Altamura è dotato di un Piano Regolatore Generale (PRG) vigente adeguato alla L.R. n.56/1980 approvato con D.G.R. 1194 del 29.04.1998

Dallo studio della cartografia costituente il PRG l'area di intervento ricade in zona territoriale omogenea "E<sub>1</sub> Verde Agricolo".



**Figura 31 – Inquadramento rispetto al PRG di Altamura**

Le aree "Zone Agricole E1" sono normate dall'art. 21 delle NTA del Piano, che al punto 3): *"In tali zone è consentita la realizzazione d'impianti a rete dei pubblici servizi entro e fuori terra nonché la costruzione di cabine per la distribuzione dell'energia elettrica, del metano, impianti di depurazione delle acque nere, centralini SIP, impianti EAAP, Stazioni di Servizio, nel rispetto delle disposizioni vigenti e con i seguenti indici e parametri":*

- Iff = indice di fabbricabilità fondiaria = 0,10 mc./mq.;
- Q = rapporto massimo di copertura = 10%;
- Dc = distanza dai confini = 5 mt.;

- Df = distacco tra fabbricati = 10 mt.;
- Ds = distanza dalla strada = 20 mt., e comunque secondo il D.M. 1444/68.

Inoltre, all'art. 4 "Edificabilità" si definisce: *"area edificabile" quella dotata di urbanizzazione primaria e cioè ai sensi della L. 29/9/1964 n. 847, di strade, spazi di sosta e parcheggio, fognatura, rete idrica e rete di distribuzione dell'energia elettrica, e della L.R. n. 6 del 12/02/1979 e successive modifiche ed integrazioni o per la quale esiste l'impegno alla realizzazione, con correlata urbanizzazione secondaria.*

## **10. DISTANZE DI SICUREZZA RISPETTO ALLE ATTIVITA' SOGGETTE AL CONTROLLO PREVENZIONE INCENDI**

Recependo quanto richiesto dal Ministero dell'Interno, Dipartimento Vigili del Fuoco, Soccorso Pubblico e Difesa Civile, con Circolare Prot. DCPST/A4/RA/1200 del 4 maggio 2005 e con successiva nota inviata a TERNA n. DCPST/A4/RA/EL/ sott.1/1893 del 9/07/08 si è prestata particolare attenzione a verificare il rispetto delle distanze di sicurezza tra i nuovi sostegni in progetto e le attività soggette al controllo dei Vigili del Fuoco o a rischio di incidente rilevante di cui al D. Lgs. 334/99, di cui in occasione dei sopralluoghi non si è rilevata diretta evidenza. Per maggiori dettagli si rimanda all'elaborato "DC23023D-R08\_Relazione compatibilità VVF".

## **11. CARATTERISTICHE TECNICHE DEL POTENZIAMENTO**

### **11.1 Premessa**

L'obiettivo del potenziamento è quello di portare la capacità di questa linea a quella prevista da TERNA per gli elettrodotti di nuova realizzazione. Tale risultato dovrà essere conseguito mantenendo tutti i recettori sensibili dal punto di vista elettromagnetico all'esterno della soglia di 3  $\mu$ T definita dall'obiettivo di qualità (secondo DPCM 08.07.2003 e DM 29.05.2008).

L'intervento di progetto di cui al presente documento è stato sviluppato tenendo in considerazione un sistema di indicatori sociali, ambientali e territoriali, che hanno permesso di valutare gli effetti della pianificazione elettrica nell'ambito territoriale considerato, nel pieno rispetto degli obiettivi della salvaguardia, tutela e miglioramento della qualità dell'ambiente, della protezione della salute umana e dell'utilizzazione accorta e razionale delle risorse naturali.

I calcoli delle frecce e delle sollecitazioni dei conduttori di energia, delle corde di guardia, dell'armamento, dei sostegni e delle fondazioni, sono rispondenti alla Legge n. 339 del 28/06/1986 ed alle norme contenute nei Decreti del Ministero dei LL.PP. del 21/03/1988 e del 16/01/1991 con particolare riguardo agli elettrodotti di classe terza, così come definiti dall'art. 1.2.07 del Decreto del 21/03/1988 suddetto; per quanto concerne le distanze tra conduttori di



energia e fabbricati adibiti ad abitazione o ad altra attività che comporta tempi di permanenza prolungati, queste sono conformi anche al dettato del d.p.c.m. 08/07/2003. Il progetto dell'opera è in parte conforme al Progetto Unificato per gli elettrodotti elaborato fin dalla prima metà degli anni '70 a cura della Direzione delle Costruzioni di ENEL, aggiornato nel pieno rispetto della normativa prevista dal DM 21-10-2003 (Presidenza del Consiglio di Ministri Dipartimento Protezione Civile) e tenendo conto delle Norme Tecniche per le Costruzioni, Decreto 14/09/2005. Per quanto attiene gli elettrodotti, nel Progetto Unificato TERNA, sono inseriti tutti i componenti (sostegni e fondazioni, conduttori, morsetteria, isolatori, ecc.) con le relative modalità di impiego.

### **11.2 Normativa di riferimento**

Tutte le opere saranno realizzate in osservanza alla legislazione vigente e alle Norme CEI, IEC, CENELEC, ISO, UNI in vigore al momento della realizzazione dell'impianto. Si riporta nel seguito un elenco, esemplificativo e non esaustivo, delle principali norme e leggi di riferimento. S'intendono comprese nello stesso tutte le varianti, le errata corrige, le modifiche ed integrazioni alle Norme elencate, successivamente pubblicate.

- Norma CEI 11-27: Lavori su impianti elettrici;
- Norma CEI EN 50110-1-2: Esercizio degli impianti elettrici;
- CIGRE': General guidelines for the design of outdoor AC substations – Working Group 23.03;
- Norma CEI EN 61936-1: Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a. Parte 1: Prescrizioni comuni;
- CEI EN 60865-1: Correnti di corto circuito - Calcolo degli effetti. Parte1: Definizioni e metodi di calcolo;
- Norma CEI EN 50522: Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.;
- Norma CEI 11-17: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo;
- Norma CEI EN 60721-3-3: Classificazioni delle condizioni ambientali;
- Norma CEI EN 60721-3-4: Classificazioni delle condizioni ambientali;
- Norma CEI EN 60068-3-3: Prove climatiche e meccaniche fondamentali Parte 3: Guida – Metodi di prova sismica per apparecchiature;
- Norma CEI 36-12: Caratteristiche degli isolatori portanti per interno ed esterno destinati a sistemi con tensioni nominali superiori a 1000 V;



- Norma CEI EN 60137: Isolatori passanti per tensioni alternate superiori a 1 kV;
- Norma CEI EN 60507: Prove di contaminazione artificiale degli isolatori per alta tensione in sistemi a corrente alternata;
- Norma CEI EN 60168: Prove di isolatori portanti per interno ed esterno di ceramica o di vetro, per impianti con tensione nominale superiore a 1000 V;
- Norma IEC TS 60815-2: Selection and dimensioning of high-voltage insulators for polluted conditions - Part 2: Ceramic and glass insulators for a.c. systems;
- Norma CEI EN 60383-1: Isolatori per linee aeree con tensione nominale superiore a 1000 V – Parte 1 Isolatori in materiale ceramico o in vetro per sistemi in corrente alternata;
- Norma CEI EN 60383-2: Isolatori per linee aeree con tensione nominale superiore a 1000 V – Parte 2 Catene di isolatori e equipaggiamenti completi per reti in corrente alternata;
- Norme CEI EN 61284: Linee aeree – Prescrizioni e prove per la morsetteria;
- Norma CEI 7-2: Conduttori di alluminio, alluminio-acciaio, lega d'alluminio e lega di alluminio-acciaio per linee elettriche aeree;
- Norma CEI 7-11: Conduttori di acciaio rivestito di alluminio a filo unico o a corda per linee elettriche aeree;
- Norma CEI 103-6: Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto;
- Norma CEI 11-4: Esecuzione delle linee elettriche esterne;
- Norma CEI EN 61284: Linee aeree. Prescrizioni e prove per la morsetteria;
- Norma CEI 11-60: Portata al limite termico delle linee elettriche aeree esterne;
- Norma CEI 11-61: Guida all'inserimento ambientale delle linee aeree esterne e delle stazioni;
- Norma CEI 304-1: Interferenza elettromagnetica prodotta da linee elettriche su tubazioni metalliche;
- Norma CEI 106-11: Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art. 6) Parte 1: Linee elettriche aeree e in cavo;
- Norma CEI 211-4: Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee e da stazioni elettriche;
- Norma CEI 211-6: Guida per la misura e per la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell'intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all'esposizione umana;



- Norma CEI EN 60071-1 e 1-2: Coordinamento dell'isolamento – Parte 1 e Parte 2;
- Norma IEC 60652-2002: Loading tests on overheads lines structures;
- Decreto Interministeriale 21 marzo 1988 n. 449: Approvazione delle norme tecniche per la progettazione, l'esecuzione e l'esercizio delle linee aeree esterne;
- Decreto Interministeriale 16 gennaio 1991 n. 1260: Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne;
- D.P.C.M. 14 Novembre 1997: Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore;
- Legge 22 febbraio 2001 n. 36: Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici;
- DPCM 8 luglio 2003: Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti;
- Decreto 29 maggio 2008: Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti;
- DPR 8 giugno 2001 n°327: Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di "Pubblica Utilità" e ss.mm.ii.;
- Legge 23 agosto 2004, n. 239 e ss.mm.ii: Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia.
- D.M. 17 gennaio 2018 e ss.mm.ii: Norme tecniche per le Costruzioni - NTC 2018;
- Regio Decreto 11 dicembre 1933 n° 1775: Testo Unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici;
- Legge 24 luglio 1990 n° 241: Norme sul procedimento amministrativo in materia di conferenza dei servizi 15/2005 come modificato dalla Legge 11 febbraio 2005, n. 15, dal Decreto legge 14 marzo 2005, n. 35 e dalla Legge 2 aprile 2007, n. 40;
- Decreto Legislativo 22 gennaio 2004 n° 42: Codice dei Beni Ambientali e del Paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137;
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 12 dicembre 2005: Individuazione della documentazione necessaria alla verifica della compatibilità paesaggistica degli interventi proposti, ai sensi dell'articolo 146, comma 3, del Codice dei beni culturali e del paesaggio di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42;
- Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152: Norme in materia ambientale;
- Decreto Interministeriale del 05/08/1998: Aggiornamento delle norme tecniche per la progettazione, esecuzione ed esercizio delle linee elettriche aeree esterne;
- Decreto Ministero Infrastrutture e Trasporti 14 settembre 2005 n. 159: Norme tecniche per le costruzioni;



- Ordinanza PCM 20/03/2003 n. 3274: Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica;
- Ordinanza PCM 10/10/2003 n. 3316: Modifiche ed integrazioni all'ordinanza del PCM n. 3274 del 20/03/2003;
- Ordinanza PCM 23/01/2004 n. 3333: Disposizioni urgenti di protezione civile;
- Ordinanza PCM 3/05/2005 n. 3431: Ulteriori modifiche ed integrazioni all'ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003, recante "Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica";
- Legge 28 giugno 1986 N°339: Nuove norme per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne;
- D.P.R. 1° agosto 2011, n. 151 e ss.mm.ii.: Regolamento recante semplificazione della disciplina dei pro-cedimenti relativi alla prevenzione incendi, a norma dell'articolo 49 comma 4-quater, decreto-legge 31 maggio 2010, n. 78, convertito con modificazioni, dalla legge 30 luglio 2010, n. 122;
- D.lgs. 9 aprile 2008 n° 81 e ss-mm.ii.: Testo Unico sulla sicurezza sul lavoro.

### **11.3** Caratteristiche ambientali

Le condizioni ambientali di riferimento per la progettazione delle linee elettriche sono definite nella norma CEI 11-4 - par. 1.2.08 che individua due zone di sovraccarico:

- Zona A: comprendente le località ad altitudine non superiore agli 800 m s.l.m. dell'Italia centrale, meridionale ed insulare;
- Zona B comprendente tutte le località dell'Italia settentrionale e le località ad altitudine superiore a 800 m s.l.m. dell'Italia centrale, meridionale ed insulare.

La linea in esame rientra nella Zona A.

### **11.4** Caratteristiche elettriche

È stato richiesto da TERNA un potenziamento della linea tale che garantisca una corrente di 870 A; le caratteristiche elettriche del nuovo elettrodotto saranno le seguenti:

Frequenza	50 Hz
Tensione	150 kV
Corrente CEI 11-60	870 A

**Tabella 1 - Caratteristiche elettriche**



La portata in corrente in servizio normale del conduttore sarà conforme a quanto prescritto dalla norma CEI 11- 60, tabella 1, per elettrodotti a 150 kV in zona A, periodo invernale.

La tipologia di conduttore individuata per eseguire il potenziamento richiesto, in linea con i più recenti interventi di ammodernamento eseguiti da TERNA sulle sue linee, è il conduttore a corda di lega di alluminio (ZTAL) – lega Fe-Ni rivestita di alluminio (ACI), di diametro esterno  $De=22,75$  mm, conforme alla Codifica di TERNA **LIN-00000C17 Conduttore da 22,75 mm Ø (620 A periodo caldo/870 A periodo freddo)**.

Questo conduttore è costituito da un mantello in lega di alluminio ad alta temperatura secondo le norme IEC 620004 e da una anima in lega Fe-Ni rivestita di alluminio a sezione di rivestimento è pari al 25% della sezione del filo ACI. La temperatura massima di esercizio continuativo è pari a  $150^{\circ}\text{C}$  mentre la temperatura massima in servizio temporaneo è  $180^{\circ}\text{C}$ . L'utilizzo di questo conduttore consente di ottenere i seguenti vantaggi:

1. Il conduttore garantisce una portata adeguata agli standard TERNA attuali;
2. Sostituendo il conduttore esistente con uno avente diametro e peso inferiore, sarà possibile riutilizzare integralmente tutti i sostegni esistenti della linea, salvo le indicazioni che scaturiscono.

Il nuovo elettrodotto 150 KV sarà, quindi, costituito per ciascuna fase elettrica da N°1 conduttore tipo ZTAL  $D=22,75$  mm, avente un carico di rottura teorico di 9872 daN; altre caratteristiche sono desumibili dall' elaborato specifico LIN-00000C17 contenuto nel documento "Caratteristiche Componenti".

### **11.5** Caratteristiche della Fune di guardia

Unitamente alla sostituzione dei conduttori attivi è prevista la sostituzione dell'esistente fune di guardia, con una nuova, che porterà incorporate N°48 fibre ottiche monomodali, in ossequio alla Codifica di TERNA LIN-00000C61, la corda di guardia avrà un diametro esterno  $De=10,5$  mm ed un carico di rottura  $\geq 5200$  daN. La fune di guardia, oltre che a proteggere l'elettrodotto stesso dalle scariche atmosferiche, contribuirà a migliorare la messa a terra dei sostegni.

Per zone ad alto inquinamento salino può essere impiegato in alternativa il conduttore con l'anima a "zincatura maggiorata" ed ingrassato fino al secondo mantello di alluminio. I conduttori avranno un'altezza da terra non inferiore a metri 7,00, arrotondamento per accesso di quella minima prevista dall'art. 2.1.05 del D.M. 16/01/1991.



### **11.6** Stato di tensione meccanica dei conduttori e della fune di guardia

Il tiro dei conduttori e delle corde di guardia è stato fissato in modo che risulti costante, in funzione della campata equivalente, nella condizione "normale" di esercizio linea, cioè alla temperatura di 15°C ed in assenza di sovraccarichi (EDS - "every day stress"). Ciò assicura un'uniformità di comportamento nei riguardi delle sollecitazioni prodotte dal fenomeno delle vibrazioni. Nelle altre condizioni o "stati" il tiro varia in funzione della campata equivalente di ciascuna tratta e delle condizioni atmosferiche (vento, temperatura ed eventuale presenza di ghiaccio). La norma vigente divide il territorio italiano in due zone, A e B, in relazione alla quota e alla disposizione geografica.

La linea di cui in oggetto ricade integralmente nella **Zona A**.

Gli "stati" che interessano, da diversi punti di vista, il progetto delle linee sono riportati nello schema seguente:

- **EDS** Condizione di tutti i giorni: +15°C, in assenza di vento e ghiaccio
- **MSA** Condizione di massima sollecitazione (zona A): -5°C, vento a 130 km/h
- **MSB** Condizione di massima sollecitazione (zona B): -20°C, manicotto di ghiaccio di 12 mm, vento a 65 km/h
- **MPA** Condizione di massimo parametro (zona A): -5°C, in assenza di vento e ghiaccio
- **MFA** Condizione di massima freccia (Zona A): +55°C, in assenza di vento e ghiaccio
- **CVS1** Condizione di verifica sbandamento catene: 0°C, vento a 26 km/h
- **CVS2** Condizione di verifica sbandamento catene: +15°C, vento a 130 km/h

Nel seguente prospetto sono riportati i valori dei tiri in EDS per i nuovi conduttori ad alta temperatura, in valore percentuale rispetto al carico di rottura, sono pari al 14,69 %:

- **ZONA A**, EDS=14,69 % per il conduttore alluminio-acciaio 22,75 mm.

Il corrispondente valore di EDS per la corda di guardia è stato fissato con il criterio di avere un parametro del 15% più elevato, rispetto a quello del conduttore, nella stessa condizione di EDS, come riportato di seguito:

- **ZONA A**, EDS=15 % per corda di guardia in acciaio da 10,5 mm.

Per fronteggiare le conseguenze dell'assestamento dei conduttori di energia, si rende necessario maggiorare il tiro all'atto della posa. Ciò si ottiene introducendo un decremento fittizio di temperatura nel calcolo delle tabelle di tesatura:

- -16°C in zona A



### **11.7** Capacità di trasporto della nuova linea

La capacità di trasporto di un elettrodotto è funzione lineare della corrente di fase.

Il conduttore di riferimento nelle terne a 150 kV preso in considerazione dalla Norma CEI 11-60 è il conduttore alluminio-acciaio del diametro complessivo pari a 31,5 mm, per il quale sono definite anche le portate nei periodi caldo e freddo della Zona A, che risultano pari a 620 A e 870 A rispettivamente.

Tali valori di corrente sono presi a riferimento per definire la portata del conduttore ad alta temperatura utilizzato, in modo che essa sia almeno equivalente al conduttore di riferimento, come richiesto dalla soluzione di connessione rilasciata da TERNA.

Per il calcolo delle portate del conduttore (ZTAL) è stato utilizzato il modello matematico di Schurig-Frick; assumendo per il conduttore ad alta temperatura in periodo caldo una temperatura ambiente di 30°C e una temperatura del conduttore di 102°C, si ottiene una portata in corrente di 765 A (superiore al valore CEI di 620 A), mentre con la temperatura del conduttore e con temperatura ambiente di 10°C in periodo freddo si ha una portata in corrente di 870 A (equivalente al valore CEI di riferimento) assumendo coefficienti di assorbimento e di emissione pari a 0,5.

Con le stesse modalità di calcolo, considerando invece la temperatura massima cui può giungere il conduttore, pari a 180°C, si ottiene un valore di corrente al limite termico di 1135 A (la norma CEI 11-60 non definisce la portata al limite termico di questo tipo di conduttore), che è ben superiore alla portata del conduttore di riferimento.

Per i calcoli dei campi magnetici indotti si farà riferimento alla corrente di 870 A, mentre i franchi di linea saranno verificati con la temperatura ad essa corrispondente.

### **11.8** Sostegni

I sostegni utilizzati rimarranno gli stessi della soluzione attuale, ad eccezione di N°2 sostegni per i quali si è resa necessaria la sostituzione, come più avanti descritto.


Tutti i sostegni sono in una in configurazione a semplice terna, con le mensole disposte a triangolo; i sostegni, di varie altezze secondo le caratteristiche altimetriche del terreno, sono in angolari di acciaio ad elementi zincati a caldo e bullonati.

Gli angolari di acciaio sono raggruppati in elementi strutturali. Il calcolo delle sollecitazioni meccaniche ed il dimensionamento delle membrature, è stato eseguito conformemente a quanto disposto dal D.M. 21/03/1988 e le verifiche sono state effettuate per l'impiego prevalente in zona "A".

Essi hanno un'altezza tale da garantire, anche in caso di massima freccia del conduttore, il franco minimo prescritto dalle vigenti norme; l'altezza totale fuori terra sarà per quanto possibile inferiore a 50 m.

Come si evince dagli elaborati allegati, in nessun caso (tra tralicci esistenti e quelli nuovi) si supera, per essi, un'altezza utile superiore a 50 mt; tale condizione evita di prevedere la verniciatura del terzo superiore dei sostegni e l'installazione delle sfere di segnalazione sulle funi di guardia, in ossequio alla normativa sulla segnalazione degli ostacoli per il volo a bassa quota (limite di applicazione quando la fune di guardia è uguale o maggiore di 61 mt).

Dalla verifica preliminare effettuata sul sito di ENAV S.p.A. non risultano interferenze per gli aeroporti e i sistemi di comunicazione/navigazione/RADAR. Di seguito l'estratto del report generato dal portale.

REPORT						
Richiedente						
Nome/Società:	Studio Bfp	Cognome/Rag.	srl			
C.F./P.IVA:	Comune					
Provincia	CAP:					
Indirizzo:	N° Civico:					
Mail:	PEC:					
Telefono:	Cellulare:					
Fax :						
Tecnico						
Nome:	DANILO	Cognome:	POMPONIO			
Matricola:	6222	Albo:	INGEGNERI BARI			
Ostacolo: Linea Elettrica						
Materiale:	AT TRALICCIATA					
<input type="checkbox"/>	Ostacolo posizionato nel Centro Abitato					
<input type="checkbox"/>	Presenza ostacolo con altezza AGL uguale o superiore a 60 m entro raggio 200 m					
						
Gruppo Geografico		PUGLIA-BA-ALTAMURA-ALTAMURA				
Nr	Latitudine wgs84	Longitudine wgs84	Quota terreno	Altezza al Top	Elevazione al Top	Raggio
1	40° 48' 57.45" N	16° 31' 44.76" E	429.48 m	39.5 m	468.98 m	0.0 m
2	40° 49' 9.03" N	16° 31' 56.81" E	436.85 m	36.5 m	473.35 m	0.0 m
Nessuna interferenza rilevata per gli aeroporti e i sistemi di comunicazione/navigazione/RADAR di ENAV S.p.A. Per i restanti criteri selettivi fare riferimento al documento "Verifica Preliminare" ( <a href="http://www.enac.gov.it">www.enac.gov.it</a> )						

**Figura 32 - Report interferenze ENAV**

I sostegni non sono tutti provvisti di difese parasalita e di targa identificatrice.

Ciascun sostegno si può, in generale, considerare composto dai piedi, dalla base, dal tronco e dalla testa, della quale fanno parte le mensole; ad esse sono applicati gli armamenti (cioè





l'insieme di elementi che consente di ancorare meccanicamente i conduttori al sostegno pur mantenendoli elettricamente isolati da esso) che possono essere di sospensione o di amarro.

Vi sono infine i cimini, atti a sorreggere le corde di guardia.

I piedi del sostegno, che sono l'elemento di congiunzione con il terreno, possono essere di lunghezza diversa, consentendo un migliore adattamento, in caso di terreni acclivi.

Ciascun elettrodotto aereo in alta tensione è realizzato utilizzando una serie unificata di tipi di sostegno, tutti diversi tra loro (a seconda delle sollecitazioni meccaniche per le quali sono progettati) e tutti disponibili in varie altezze (H), denominate "altezze utili" (di norma variabili da 15 a 42 m).

Ogni tipo di sostegno ha un campo di impiego rappresentato da un diagramma di utilizzazione nel quale sono rappresentate le prestazioni lineari (campate media  $C_m$ ), trasversali (angolo di deviazione  $\delta$ ) e verticali (costante altimetrica K).

Il diagramma di utilizzazione di ciascun sostegno è costruito secondo il seguente criterio.

Partendo dai valori di  $C_m$ ,  $\delta$  e K relativi alle prestazioni nominali, si calcolano le forze (azione trasversale e azione verticale) che i conduttori trasferiscono all'armamento.

Successivamente con i valori delle azioni così calcolate, per ogni valore di campata media, si vanno a determinare i valori di  $\delta$  e K che determinano azioni di pari intensità.

In ragione di tale criterio, all'aumentare della campata media diminuisce sia il valore dell'angolo di deviazione sia la costante altimetrica con cui è possibile impiegare il sostegno.

La disponibilità dei diagrammi di utilizzazione agevola la progettazione, in quanto consente di individuare rapidamente se il punto di lavoro di un sostegno, di cui si siano determinate la posizione lungo il profilo della linea e l'altezza utile, e quindi i valori a picchetto di  $C_m$ ,  $\delta$  e K ricade o meno all'interno dell'area delimitata dal diagramma di utilizzazione stesso.

### **11.9** *Isolamento*

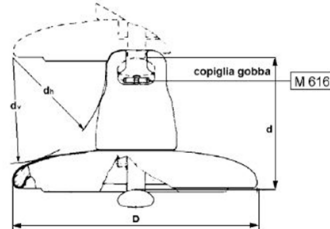
L'isolamento degli elettrodotti, previsto per una tensione massima di esercizio di 150 kV, sarà realizzato con isolatori a cappa e perno in vetro temprato, con carico di rottura di 70, 120 e 160 kN (nei due tipo "normale" ed "antisale"), connessi tra loro a formare catene di almeno 9 elementi negli amarrati e nelle sospensioni.

Le caratteristiche degli isolatori rispondono a quanto previsto dalle norme CEI.

Gli isolatori previsti "cappa e perno" di tipo antisale in vetro temperato, saranno conformi alla Codifica TERNA LIN-000000J2.

### 11.9.1 Caratteristiche geometriche

Nel disegno allegato sono riportate le caratteristiche geometriche tradizionali ed inoltre le due distanze "dh" e "dv" (vedi figura) atte a caratterizzare il comportamento a sovratensione di manovra sotto pioggia.



TIPO	2/1	2/2	2/3	2/4
Carico di Rottura (kN)	70	120	160	210
Diametro Nominale Parte Isolante (mm)	280	280	320	320
Passo (mm)	146	146	170	170
Accoppiamento CEI 36-10 (grandezza)	16A	16A	20	20
Linea di Fuga Nominale Minima (mm)	430	425	525	520
dh Nominale Minimo (mm)	75	75	90	90
dv Nominale Minimo (mm)	85	85	100	100
Condizioni di Prova in Nebbia Salina	Numero di Isolatori Costituenti la Catena	9	13	18
	Tensione (kV)	98	142	243
Salinità di Tenuta (*) (kg/ m <sup>2</sup> )	56	56	56	56

**Figura 33 – Caratteristiche isolatori**

### 11.9.2 Caratteristiche elettriche

Le caratteristiche geometriche di cui sopra sono sufficienti a garantire il corretto comportamento delle catene di isolatori a sollecitazioni impulsive dovute a fulminazione o a sovratensioni di manovra. Per quanto riguarda il comportamento degli isolatori in presenza di inquinamento superficiale, nelle tabelle allegate sono riportate, per ciascun tipo di isolatore, le condizioni di prova in nebbia salina, scelte in modo da porre ciascuno di essi in una situazione il più possibile vicina a quella di effettivo impiego.

Nel grafico che segue viene indicato il criterio per individuare il tipo di isolatore ed il numero di elementi da impiegare con riferimento ad una scala di livelli di inquinamento.

LIVELLO DI INQUINAMENTO	DEFINIZIONE	MINIMA SALINITA' DI TENUTA (kg/m <sup>2</sup> )
I – Nullo o leggero (1)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zone prive di industrie e con scarsa densità di abitazioni dotate di impianto di riscaldamento</li> <li>• Zone con scarsa densità di industrie e abitazioni, ma frequentemente soggette a piogge e/o venti.</li> <li>• Zone agricole (2)</li> <li>• Zone montagnose</li> </ul> <p>Occorre che tali zone distino almeno 10-20 km dal mare e non siano direttamente esposte a venti marini (3)</p>	10
II – Medio	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zone con industrie non particolarmente inquinanti e con media densità di abitazioni dotate di impianto di riscaldamento</li> <li>• Zone ad alta densità di industrie e/o abitazioni, ma frequentemente soggette a piogge e/o venti.</li> <li>• Zone esposte ai venti marini, ma non troppo vicine alla costa (distanti almeno alcuni chilometri) (3)</li> </ul>	40
III - Pesante	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zone ad alta densità industriale e periferie di grandi agglomerati urbani ad alta densità di impianti di riscaldamento produttori sostanze inquinanti</li> <li>• Zone prossime al mare e comunque esposte a venti marini di entità relativamente forte</li> </ul>	160
IV – Eccezionale	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zone di estensione relativamente modesta, soggette a polveri o fumi industriali che causano depositi particolarmente conduttivi</li> <li>• Zone di estensione relativamente modesta molto vicine a coste marine e battute da venti inquinanti molto forti</li> <li>• Zone desertiche, caratterizzate da assenza di pioggia per lunghi periodi, esposte a tempeste di sabbia e sali, e soggette a intensi fenomeni di condensazione</li> </ul>	(*)

**Tabella 2 - Definizione dei livelli di inquinamento e salinità**

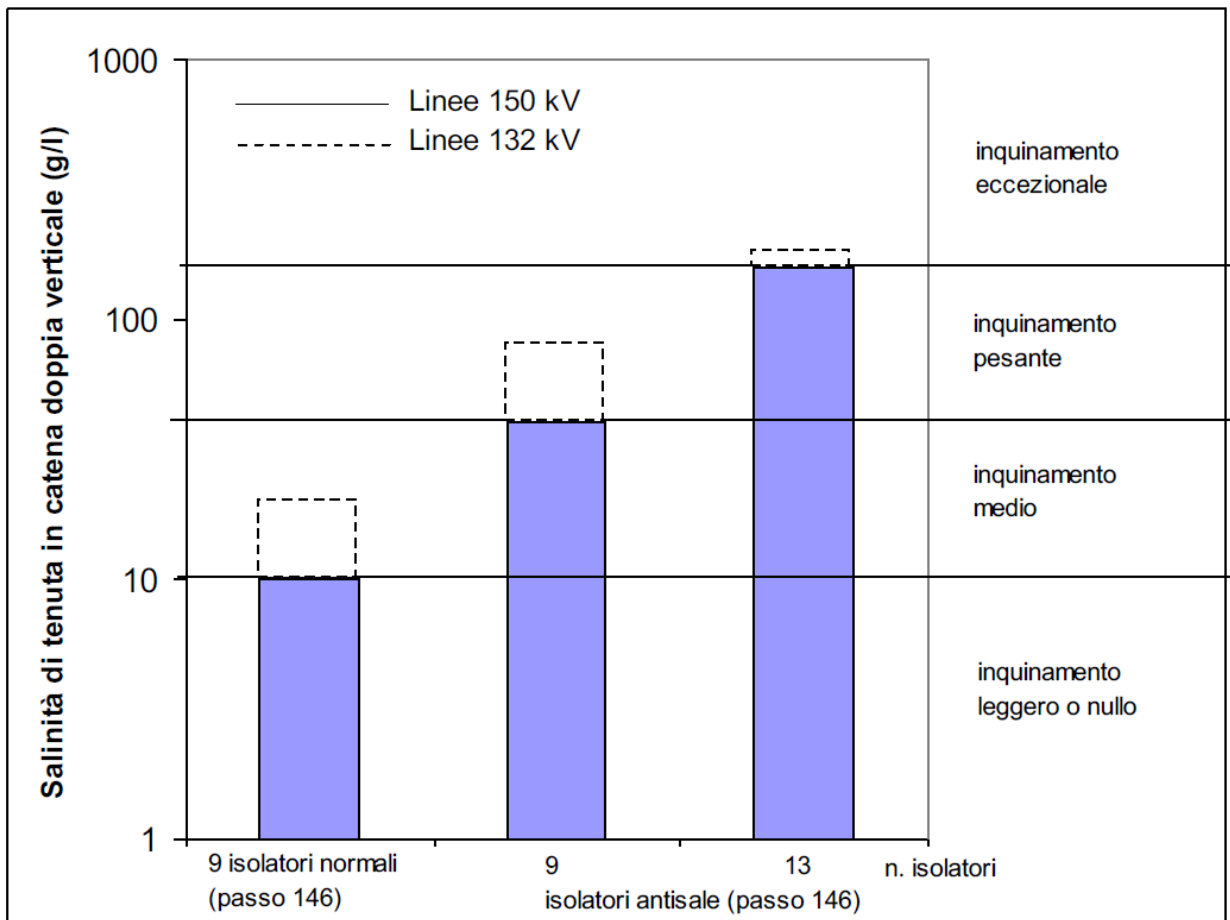
(1) Nelle zone con inquinamento nullo o leggero una prestazione dell'isolamento inferiore a quella indicata può essere utilizzata in funzione dell'esperienza acquisita in servizio.

(2) Alcune pratiche agricole quali la fertirrigazione o la combustione dei residui, possono produrre un incremento del livello di inquinamento a causa della dispersione via vento delle particelle inquinanti.

(3) Le distanze dal mare sono strettamente legate alle caratteristiche topografiche della zona ed alle condizioni di vento più severe.

(4) (\*) per tale livello di inquinamento non viene dato un livello di salinità di tenuta, in quanto risulterebbe più elevato del massimo valore ottenibile in prove di salinità in laboratorio. Si rammenta inoltre che l'utilizzo di catene di isolatori antisale di lunghezze superiori a quelle indicate nelle tabelle di unificazione (criteri per la scelta del numero e del tipo degli isolatori)

implicherebbe una linea di fuga specifica superiore a 33 mm/kV fase-fase oltre la quale interviene una non linearità nel comportamento in ambiente inquinato.



**Figura 34 - Grafico isolatori rapporto inquinamento-salinità**

Le caratteristiche della zona interessata dagli elettrodotto in esame sono di inquinamento atmosferico medio e quindi si è scelta la soluzione dei 9 isolatori (passo 146 mm) tipo J2/2 (antisale) per tutti gli armamenti in sospensione e per quelli in amarro.

#### **11.10 Morsetteria ed armamenti**

Gli elementi di morsetteria sono dimensionati in modo da poter sopportare gli sforzi massimi trasmessi dai conduttori al sostegno.

A seconda dell'impiego previsto sono stati individuati diversi carichi di rottura per gli elementi di morsetteria che compongono gli armamenti in sospensione:

- 120 kN utilizzato per le morse di sospensione;
- 160 kN utilizzato per i rami semplici degli armamenti di sospensione e dispositivo di amarro di un singolo conduttore.

Le morse di amarro sono invece dimensionate in base al carico di rottura del conduttore.



Per equipaggiamento si intende il complesso degli elementi di morsetteria che collegano le morse di sospensione o di amarro agli isolatori e questi ultimi al sostegno.

Nelle tavole allegate sono riportati gli schemi delle catene di sospensione ad "I" e quelle di amarro.

La scelta degli equipaggiamenti è stata effettuata, per ogni singolo sostegno, fra quelli disponibili nel progetto unificato, in funzione delle azioni (trasversale, verticale e longitudinale) determinate dal tiro dei conduttori e dalle caratteristiche di impiego del sostegno esaminato (campata media, dislivello a monte e a valle, ed angolo di deviazione).

EQUIPAGGIAMENTO	TIPO	CARICO DI ROTTURA kg	SIGLA
SEMPLICE SOSPENSIONE	360/1	12.000	SS
DOPPIO PER SOSPENSIONE CON MORSA UNICA	360/2	12.000	DS
DOPPIO PER SOSPENSIONE CON MORSA DOPPIA	360/3	12.000	M
SEMPLICE PER AMARRO	362/1	12.000	SA
DOPPIO PER AMARRO	362/2	12.000	DA
MORSA	TIPO	CARICO DI ROTTURA kg	SIGLA
DI SOSPENSIONE	501/2	12.000	S
DI SOSPENSIONE CON ATTACCO PER CONTRAPPESO	502/2	12.000	C
DI AMARRO	521/2	17.160	A

**Tabella 3 - Caratteristiche equipaggiamento**

### **11.11** *Fondazioni*

Ciascun sostegno è dotato di quattro piedi e delle relative fondazioni. La fondazione è la struttura interrata atta a trasferire i carichi strutturali (compressione e trazione) dal sostegno al sottosuolo. Le fondazioni unificate sono utilizzabili su terreni normali, di buona o media consistenza. Ciascun piedino di fondazione è composto da:

- Un blocco di calcestruzzo armato costituito da una base, che appoggia sul fondo dello scavo, formata da una serie di platee (parallelepipedi a pianta quadrata) sovrapposte; detta base è simmetrica rispetto al proprio asse verticale.



- Un colonnino a sezione circolare, inclinato secondo la pendenza del montante del sostegno.
- Un "moncone" annegato nel calcestruzzo al momento del getto, collegato al montante del "piede" del sostegno. Il moncone è costituito da un angolare, completo di squadrette di ritenuta, che si collega con il montante del piede del sostegno mediante un giunto a sovrapposizione. I monconi sono raggruppati in tipi, caratterizzati dalla dimensione dell'angolare, ciascuno articolato in un certo numero di lunghezze.

Dal punto di vista del calcolo dimensionale è stata seguita la normativa di riferimento per le opere in cemento armato di seguito elencata:

- D.M. 17 gennaio 2018 e ss.mm.ii: Norme tecniche per le Costruzioni - NTC 2018;
- D.M. Infrastrutture e Trasporti 14 settembre 2005 n. 159 "Norme tecniche per le costruzioni";
- D.M. 9 gennaio 1996, "Norme tecniche per il calcolo, l'esecuzione ed il collaudo delle strutture in cemento armato, normale e precompresso e per le strutture metalliche";
- D.M. 14 febbraio 1992: "Norme tecniche per l'esecuzione delle opere in cemento armato normale e precompresso e per le strutture metalliche";
- Decreto Interministeriale 16 Gennaio 1996: "Norme tecniche relative ai "Criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi".

Sono inoltre osservate le prescrizioni della normativa specifica per elettrodotti, costituita dal D.M. 21/3/1988; in particolare per la verifica a strappamento delle fondazioni, viene considerato anche il contributo del terreno circostante come previsto dall'articolo 2.5.06 dello stesso D.M. 21/3/1988.

L'articolo 2.5.08 dello stesso D.M., prescrive che le fondazioni verificate sulla base degli articoli sopramenzionati, siano idonee ad essere impiegate anche nelle zone sismiche per qualunque grado di sismicità.

L'abbinamento tra ciascun sostegno e la relativa fondazione è determinato nel progetto unificato mediante le "Tabelle delle corrispondenze" che sono le seguenti:

- Tabella delle corrispondenze tra sostegni, monconi e fondazioni.
- Tabella delle corrispondenze tra fondazioni ed armature colonnino.

Con la prima tabella si definisce il tipo di fondazione corrispondente al sostegno impiegato mentre con la seconda si individua la dimensione ed armatura del colonnino corrispondente. Come già detto le fondazioni unificate sono utilizzabili solo su terreni normali di buona e media consistenza, pertanto le fondazioni per sostegni posizionati su terreni con scarse caratteristiche geomeccaniche, su terreni instabili o su terreni allagabili sono oggetto di indagini geologiche e



sondaggi mirati, sulla base dei quali vengono, di volta in volta, progettate in modo personalizzato.

I disegni riportati nell'Elenco dei Componenti, sono relative a:

- fondazioni in calcestruzzo armato a plinto con riseghe di base;
- Fondazioni speciali profonde del tipo palo trivellato;
- Fondazioni speciali profonde del tipo micropalo;
- Fondazioni speciali su tirante.

### **11.12** Messa a terra dei sostegni

Per ogni sostegno, in funzione della resistività del terreno misurata in sito, viene scelto, in base alle indicazioni riportate nel Progetto Unificato, anche il tipo di messa a terra da utilizzare.

Il progetto unificato ne prevede di 6 tipi, adatti per ogni tipo di terreno.

## **12. RUMORE**

La produzione di rumore da parte di un elettrodotto in esercizio è dovuta essenzialmente a due fenomeni fisici: il vento e l'effetto corona. Il vento, se particolarmente intenso, può provocare il "fischio" dei conduttori, fenomeno peraltro locale e di modesta entità. L'effetto corona, invece, è responsabile del leggero ronzio che viene talvolta percepito nelle immediate vicinanze dell'elettrodotto, soprattutto in condizioni di elevata umidità dell'aria.

Per quanto riguarda l'emissione acustica di una linea a 150 kV di configurazione standard, misure sperimentali effettuate in condizioni controllate, alla distanza di 15 m dal conduttore più esterno, in condizioni di simulazione di pioggia, hanno fornito valori pari a 40 dB(A).

Occorre rilevare che il rumore si attenua con la distanza in ragione di 3 dB(A) al raddoppiare della distanza stessa e che, a detta attenuazione, va aggiunta quella provocata dalla vegetazione e/o dai manufatti.

In queste condizioni, tenendo conto dell'attenuazione con la distanza, si riconosce che già a poche decine di metri dalla linea risultano rispettati anche i limiti più severi tra quelli di cui al d.p.c.m. marzo 1991, e alla Legge quadro sull'inquinamento acustico (Legge n. 447 del 26/10/1995). Confrontando i valori acustici relativi alla rumorosità di alcuni ambienti tipici (rurale, residenziale senza strade di comunicazione, suburbano con traffico, urbano con traffico) si constata che tale rumorosità ambientale è dello stesso ordine di grandezza, quando non superiore, dei valori indicati per una linea a 150 kV. Considerazioni analoghe valgono per il rumore di origine eolica. Per una corretta analisi dell'esposizione della popolazione al rumore prodotto dall'elettrodotto in fase di esercizio, si deve infine tenere conto del fatto che il livello



del fenomeno è sempre modesto e che l'intensità massima è legata a cattive condizioni meteorologiche (vento forte e pioggia battente) alle quali corrispondono una minore propensione della popolazione alla vita all'aperto e l'aumento del naturale rumore di fondo (sibilo del vento, scroscio della pioggia, tuoni).

Fattori, questi ultimi, che riducono sia la percezione del fenomeno che il numero delle persone interessate.

### **13. AREE IMPEGNATE**

In merito all'attraversamento di aree da parte dell'elettrodotto aereo, si possono individuare, con riferimento al Testo Unico 327/01 sugli espropri, le **Aree Impegnate**, cioè le aree necessarie per la sicurezza dell'esercizio e manutenzione dell'elettrodotto.

Tali aree, per linee a 150 KV, saranno quelle ricadenti all'interno della fascia di 32 metri (16+16), coassiale con il tracciato della linea.

Il vincolo preordinato all'esproprio viene di norma apposto sulle **"Aree potenzialmente impegnate"** (previste dalla L. 239/04), all'interno delle quali poter inserire eventuali modeste varianti al tracciato dell'elettrodotto senza che le stesse comportino la necessità di nuove autorizzazioni.

L'ampiezza delle zone di rispetto (ovvero aree potenzialmente impegnate) varierà in relazione a ciascun progetto ed al livello di tensione dell'elettrodotto. La planimetria catastale 1:2.000, riporta gli assi indicativi dei tracciati ed una ipotesi di posizionamento preliminare dei sostegni, con la fascia delle aree potenzialmente impegnate sulle quali sarà apposto il vincolo preordinato all'asservimento.

Di seguito si riportano i valori delle aree impegnate e potenzialmente impegnate tracciate per l'elettrodotto:

- **Aree impegnate** – 32 metri (16 metri per lato dall'asse della linea);
- **Aree potenzialmente impegnate** – 60 metri (30 metri per lato dall'asse della linea).

In fase di progetto esecutivo dell'opera si procederà alla delimitazione delle aree effettivamente impegnate dalla stessa con conseguente riduzione di porzioni di territorio soggette ad asservimento. Per le opere ricadenti in "Legge obiettivo" (procedura ai sensi del D. Lgs. 190/02) le aree impegnate si intendono estendersi al concetto di aree potenzialmente impegnate, alla luce delle successive norme sopra richiamate.

Il "Vincolo preordinato all'esproprio" verrà apposto sulla parte dei fondi interessati alla realizzazione dell'opera, con una larghezza della fascia di asservimento di 60 metri (30 metri dall'asse dell'elettrodotto), (Planimetria Catastale con Aree Potenzialmente Impegnate) e (Elenco Proprietari) allegati.





## 14. STUDIO DEL NUOVO ELETTRODOTTO

La simulazione e lo studio della nuova linea, potenziata, è stata redatta con l'ausilio di un software specifico per lo studio delle reti elettriche, PLS-CADD.

I dati di partenza sono stati:

- Conduttori in lega di alluminio ZTAL-INVAR; D=22,75 mm;
- Corrente di potenziamento 870 A;
- Temperatura di prova 102 °C;
- Franco verso terra del conduttore posto in basso: 7 metri. Tale franco è indicato con il colore verde nel profilo della linea stessa.

Nello studio sono stati considerati gli stessi sostegni esistenti lungo la linea compresa tra la CP di Matera Nord e la CP di Altamura.

Gli elaborati generati dallo studio sono stati:

- A. Il percorso della linea su base CTR e il profilo della linea con visualizzazione della catenaria dei conduttori e della fune di guardia, riferita alla massima corrente e alla temperatura di 102 °C. L'analisi è iniziata in corrispondenza del portale a 150 KV della CP di Matera Nord.

Il percorso in pianta su base CTR, per ciascun elaborato, evidenzia:

- Tracciato della linea;
- Posizione dei sostegni esistenti, identificati con la propria numerazione, utilizzabili anche per la nuova linea;
- Posizione dei sostegni di nuova installazione in sostituzione di quelli corrispondenti esistenti;
- Distanza progressiva;
- Interdistanza tra i sostegni;
- Incroci con altre linee elettriche BT-MT-AT presenti in zona;

Il profilo trasversale di ciascuna tratta della linea, evidenzia:

- Profilo del suolo;
- Profilo della distanza di sicurezza di 7 metri rispetto al suolo (franco verso terra), evidenziato con il colore verde;
- Quote altimetriche;
- Catenarie dei tre conduttori costituenti la linea potenziata;
- Catenaria della fune di guardia;
- Posizione dei sostegni da riutilizzare;
- Posizione dei sostegni di nuova installazione in sostituzione di quelli esistenti;
- Distanze progressive dei sostegni;



- Lunghezza della campata;
- Altezza utile/altezza totale di ogni sostegno;
- Tipologia di sostegno (P,N,M,ec);
- Attrezzamento del sostegno;
- Incroci con le linee BT-MT-AT esistenti nella tratta.

B. Elaborati che riproducono il percorso della linea su base CTR; ogni elaborato si riferisce ad una tratta della linea; il percorso in pianta, illustra:

- Percorso della linea;
- Posizione dei sostegni esistenti, numerati, utilizzabili anche per la linea potenziata;
- Posizione dei sostegni di nuova installazione in sostituzione di quelli corrispondenti esistenti;
- Distanza di prima approssimazione DPA;
- Posizione e numero del ricettore sensibile individuato nella tratta;
- Incrocio con le linee BT-MT-AT presenti in area.

I sostegni esistenti sono stati identificati con il colore azzurro, mentre quelli di nuova installazione, in loro sostituzione, sono stati identificati con il colore rosso.

I sostegni di nuova installazione sono stati previsti in asse con quelli esistenti, distanti circa 10 metri, a seconda dei casi.

Ad esempio il sostegno esistente P37 dovrà essere sostituito con uno nuovo identificato con P37N.

## **15. CRONOPROGRAMMA**

Il programma dei lavori per il rifacimento delle linee prevede la rimozione dei conduttori attuali, l'installazione dei sostegni lungo il nuovo tracciato e quindi l'armamento di nuovi conduttori e relative pertinenze.

I tempi stimati per la realizzazione di tutti gli interventi previsti è di circa 4 mesi + 1 mese/km.

In ogni caso, saranno intraprese tutte le azioni volte ad anticipare il più possibile il completamento delle opere e la conseguente messa in servizio.

## **16. SICUREZZA NEI CANTIERI**

I lavori si svolgeranno in ossequio alla normativa del D.Lgs. 494/96, come modificato dal D.Lgs. 528/99 e al D.Lgs n° 81 del 09/04/2008 e successive integrazioni. Pertanto, durante la progettazione esecutiva la società proponente provvederà a nominare un Coordinatore per la

sicurezza in fase di progettazione, abilitato ai sensi della predetta normativa, che redigerà il Piano di Sicurezza e Coordinamento.

Successivamente, in fase di realizzazione dell'opera, sarà nominato un Coordinatore per la esecuzione dei lavori, anch'esso abilitato, che vigilerà durante tutta la durata dei lavori sul rispetto da parte delle ditte appaltatrici delle norme di legge in materia di sicurezza e delle disposizioni previste nel Piano di Sicurezza e Coordinamento.

\*\*\*\*\*