

AUTORIZZAZIONE UNICA Ex D. LGS. N. 387/2003



PROGETTO DEFINITIVO PARCO EOLICO COLOBRARO TURSI

Titolo elaborato:

CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI ELETTRICI

TL	GD	WPD	EMISSIONE	10/01/24	0	0
REDATTO	CONTR.	APPROV.	DESCRIZIONE REVISIONE DOCUMENTO	DATA	REV	

PROPONENTE



WPD MURGE S.R.L.
VIALE LUCA GAURICO 9-11
00143 ROMA

CONSULENZA



GE.CO.D'OR S.R.L.
VIA A. DE GASPERI N. 8
74023 GROTTAGLIE (TA)

PROGETTISTA

ING. GAETANO D'ORONZIO
VIA GOITO 14 – COLOBRARO (MT)

Codice
CTOE038

Formato
A4

Scala
/

Foglio
1 di 24

Sommarìo

1. PREMESSA	3
2. NORMATIVE DI RIFERIMENTO	4
3. DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO	5
4. SISTEMA DI DISTRIBUZIONE DELLE LINEE ELETTRICHE	11
5. DIMENSIONAMENTO ELETTRICO DELLE LINEE A 30 KV	14
5.1. Criterio di dimensionamento	14
5.2. Posa e dati tecnici dei cavi a 30 kV utilizzato	15
5.3. Coesistenza tra i cavi elettrici di energia interrati e collegamenti interrati di altra natura	18
5.3.1. Coesistenza tra cavi di energia interrati e cavi di telecomunicazioni	18
5.3.2. Coesistenza tra cavi di energia interrati e tubazioni metalliche	19
5.3.3. Incroci di cavi	19
5.4. Calcolo delle portate	20
5.5. Calcolo della caduta di tensione	22
5.6. Calcolo della perdita di potenza	22
6. TABELLA DI CALCOLO	23
7. CONCLUSIONI	24

1. PREMESSA

Il Gruppo wpd nasce in Germania, a Brema, nel 1996 e da oltre 20 anni opera nel settore delle energie rinnovabili, in particolare da fonte eolica. Ad oggi il Gruppo wpd ha installato oltre 2.630 torri eoliche con una capacità totale di circa 6,1 GW ed è direttamente responsabile del funzionamento e della gestione di 513 parchi eolici, equivalenti a 5,3 GW di potenza installata.

Il Gruppo wpd inoltre è presente con le sue società controllate in 29 paesi (Europa, Asia, America del Nord) ed in Italia opera con la sua controllata wpd Italia s.r.l.

In Italia, la società sta costruendo un impianto eolico di 30 MW in Sicilia e ha in sviluppo una pipeline di nuovi impianti eolici per una potenza complessiva di circa 1500 MWp.

Nell'ambito di tali attività di sviluppo, Wpd ha conferito incarico alla società Gecodor s.r.l. di progettare un parco eolico in Basilicata, nel territorio dei Comuni di Colobrarò e Tursi (Provincia di Matera) con punto di connessione nel limitrofo Comune di Sant'Arcangelo (Provincia di Potenza) presso la Stazione Elettrica RTN Terna 150 kV di futura realizzazione.

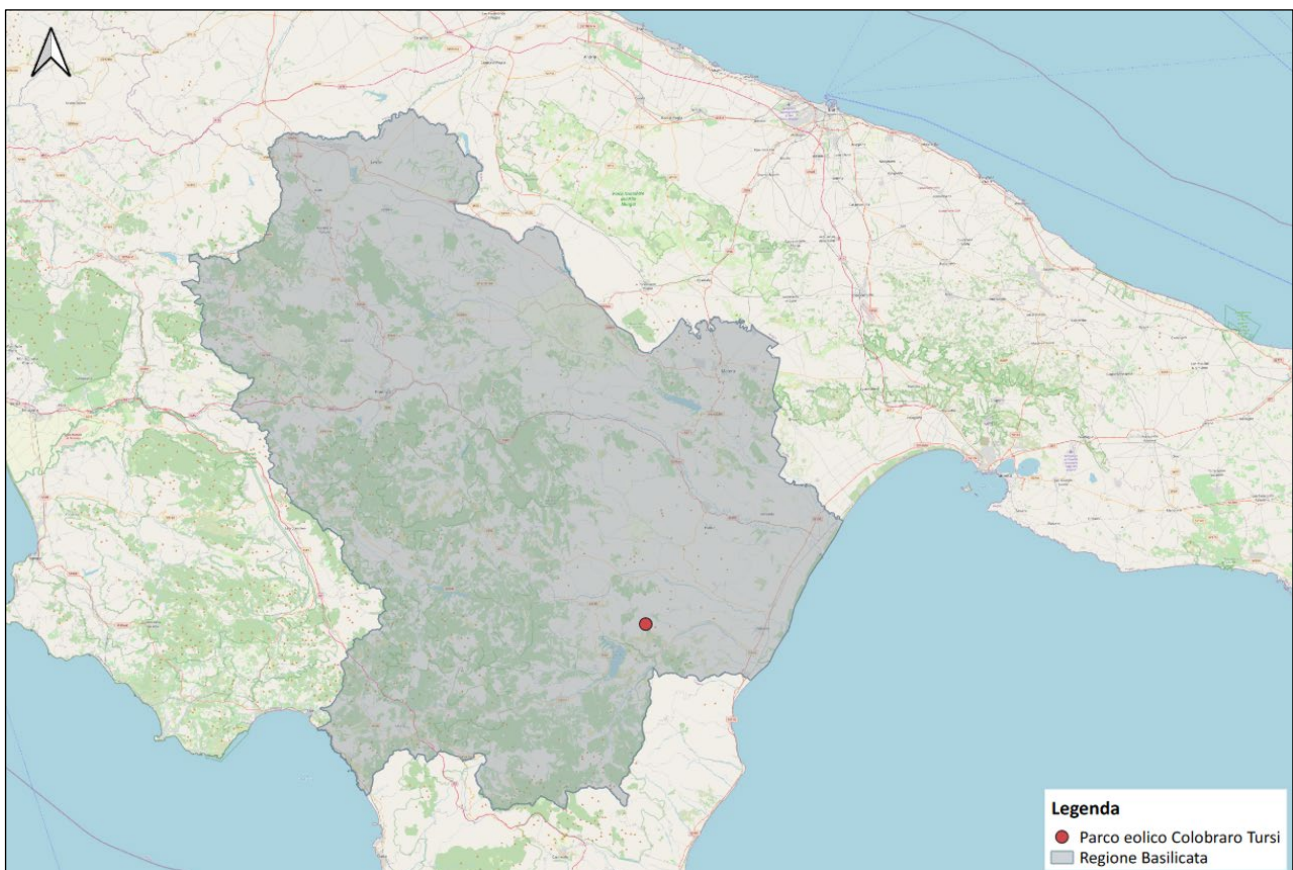


Figura 1.1: Localizzazione del Parco Eolico Colobrarò Tursi

Il presente documento ha come scopo la descrizione dei criteri e delle tecniche adottate per il dimensionamento delle linee elettriche di connessione dell'impianto.

2. NORMATIVE DI RIFERIMENTO

Nel seguito sono riportate le norme tecniche di riferimento del progetto in questione:

- ✓ IEC 60502-2: “Cavi di alimentazione con isolamento estruso e relativi accessori per tensioni nominali da 1 kV ($U_m = 1,2$ kV) fino a 30 kV ($U_m = 36$ kV) - Parte 2: Cavi per tensioni nominali da 6 kV ($U_m = 7,2$ kV) fino a 30 kV ($U_m = 36$ kV)”;
- ✓ IEC 60287: “Electric cables – Calculation of the current rating (12/2006)”;
- ✓ Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 – “Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità”;
- ✓ D.P.R. 18 marzo 1965, n. 342 – “Norme integrative della legge 6 dicembre 1962, n. 1643 e norme relative al coordinamento e all'esercizio delle attività elettriche esercitate da enti ed imprese diversi dall'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica”;
- ✓ Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28 – “Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE”;
- ✓ Decreto Legislativo 31 marzo 1998, n. 112 – “Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle regioni ed agli enti locali, in attuazione del capo I della legge 15 marzo 1997, n. 59”;
- ✓ Legge 28 giugno 1986, n. 339 – “Nuove norme per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne”;
- ✓ DM 29/05/2008 – “Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti”;
- ✓ Legge 22 febbraio 2001, n. 36 – “Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetiche”;
- ✓ Norma CEI 20-24: Giunzioni e terminazioni per cavi di energia;
- ✓ Norma CEI 20-13: Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV;
- ✓ Norma CEI 11-1: Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;

- ✓ Norma CEI 20-56: Cavi da distribuzione con isolamento estruso per tensioni nominali da 3,6/6 (7,2) kV a 20,8/36 (42) kV inclusi;
- ✓ Norma CEI EN 50522 (CEI 99-3) – “Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.”;
- ✓ Norma CEI EN 61936-1 (CEI 99-2): Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a - Parte 1: Prescrizioni comuni;
- ✓ Norma CEI 11-4: Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne;
- ✓ Norma CEI 11-17: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo;
- ✓ Norma CEI 11-3; V1: Impianti di produzione eolica;
- ✓ Norma CEI 11-32: Impianti di produzione di energia elettrica collegati a reti di III categoria;
- ✓ Norma CEI 11-35: Guida all’esecuzione delle cabine elettriche d’utente;
- ✓ Norma CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- ✓ Norma CEI 11-25: Calcolo delle correnti di corto circuito nelle reti trifasi a c.a., (IIa Ediz., Fasc. 6317, 2001-12);
- ✓ Norma CEI 17-1: Apparecchiature ad alta tensione – Interruttori a corrente alternata ad alta tensione;
- ✓ Norma CEI 211-6/2001 – “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 211-4/1996 – “Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche”.

3. DESCRIZIONE GENERALE DELL’IMPIANTO

L’impianto eolico presenta una potenza nominale totale pari a 60 MWp ed è costituito da 10 aerogeneratori, di potenza nominale pari a 6 MWp, altezza torre di 125 m e rotore di 150 m, collegati tra

loro mediante cavi interrati in Media Tensione a 30 kV che convogliano l'elettricità presso una Stazione Elettrica Utente (SEU) di trasformazione 150/30 kV al fine di collegarsi alla Stazione Elettrica (SE) della RTN (Rete di Trasmissione Nazionale) Terna attraverso un cavo in Alta Tensione a 150 kV.

L'impianto interessa prevalentemente i Comuni di Colobrarò, ove ricadono 5 aerogeneratori, Tursi, ove ricadono 5 aerogeneratori, e il Comune di Sant'Arcangelo, dove risulta localizzata la SEU 150/30 kV, contenuta all'interno di una Stazione Elettrica Condivisa (SEC) con altri produttori di energia, e la nuova Stazione Elettrica (SE) di smistamento a 150 kV della RTN.

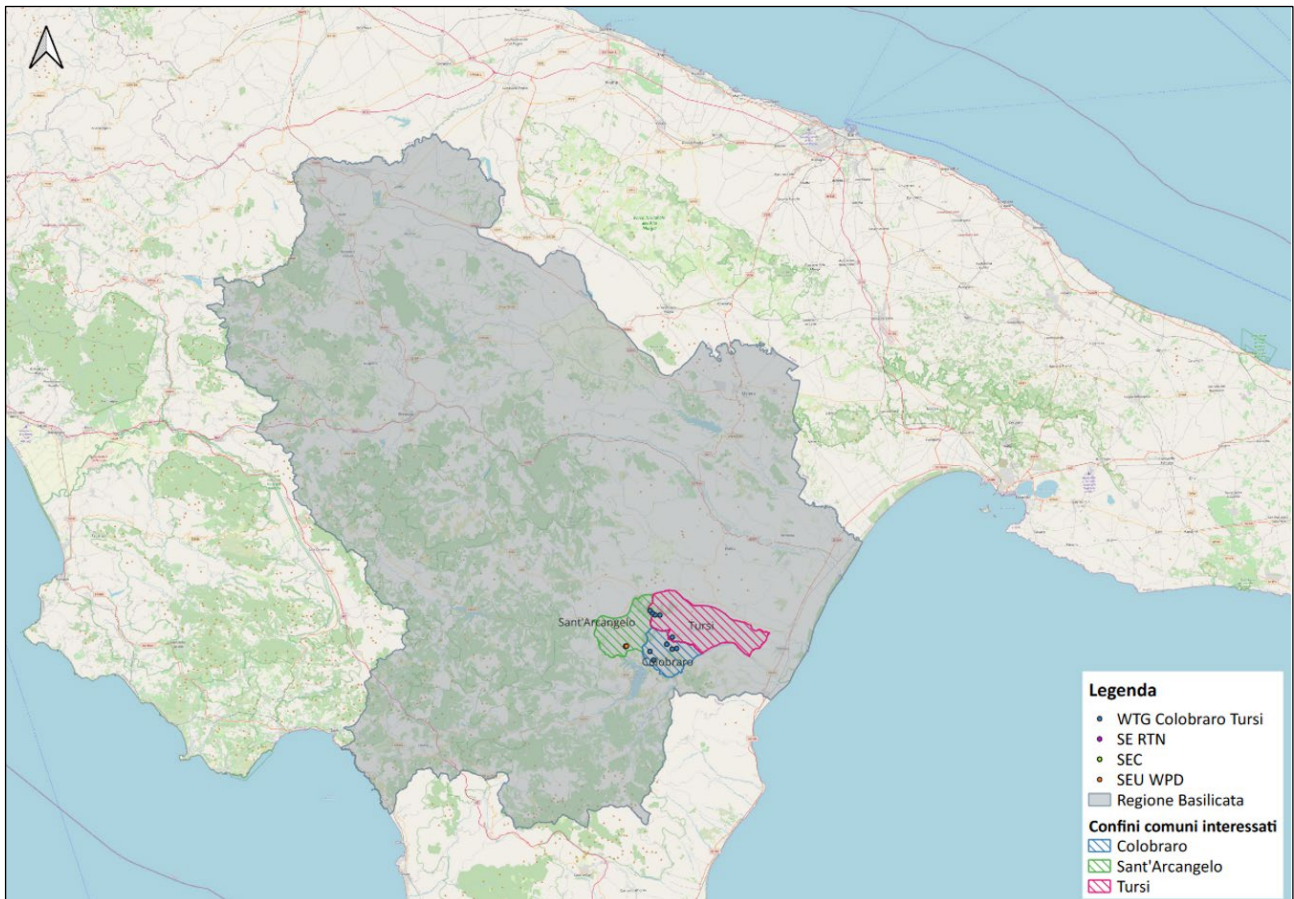


Figura 3.1: Inquadramento territoriale - Limiti amministrativi comuni interessati dall'impianto

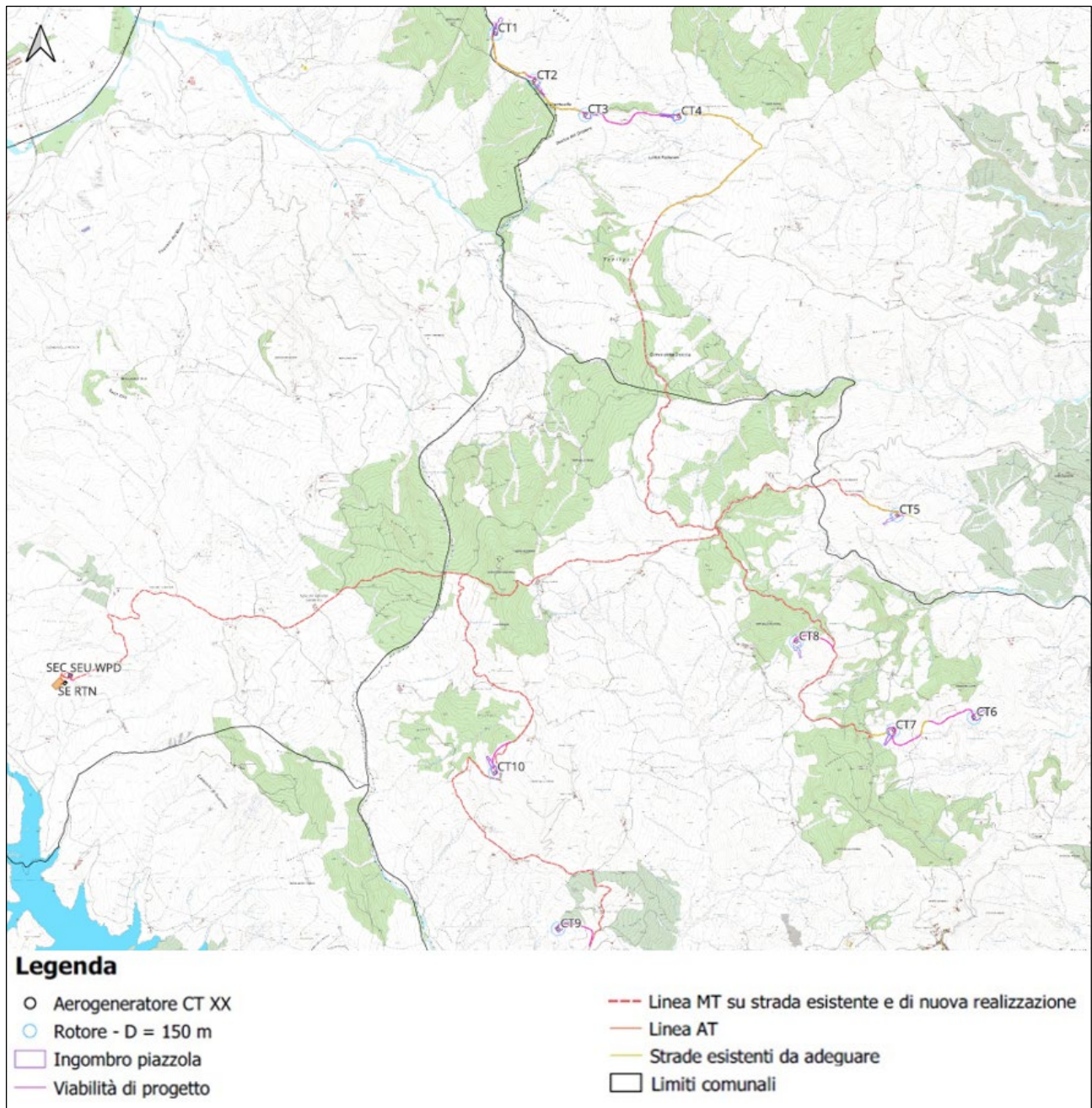


Figura 3.2: Layout d'impianto su CTR

Il Parco eolico risulta suddiviso in tre parti, una ricadente ad ovest del centro abitato di Colobraro (Zona 1 – rettangolo Rosso), costituita da 2 WTG (Wind Turbine Generator) e che si sviluppa lungo un crinale tra i 400 m e i 700 m s.l.m., in corrispondenza delle C.de Serre, Sirianni, Murge, Santamaria e Cozzo della Croce, una ricadente a Nord Ovest del centro abitato di Tursi (Zona 2 – rettangolo azzurro), costituita da 4 WTG e che si sviluppa su un altipiano a circa 500 m s.l.m., in corrispondenza della C.da Il Monticello, e una ricadente in prossimità del confine tra il Comune di Colobraro e il Comune di Tursi (Zona 3 – rettangolo verde), costituita da 4 WTG, che si sviluppa su un altipiano a circa 500 m s.l.m, in corrispondenza della C.da Cozzo della Lite (Colobraro) e C.da Cozzo di Penne (Tursi).

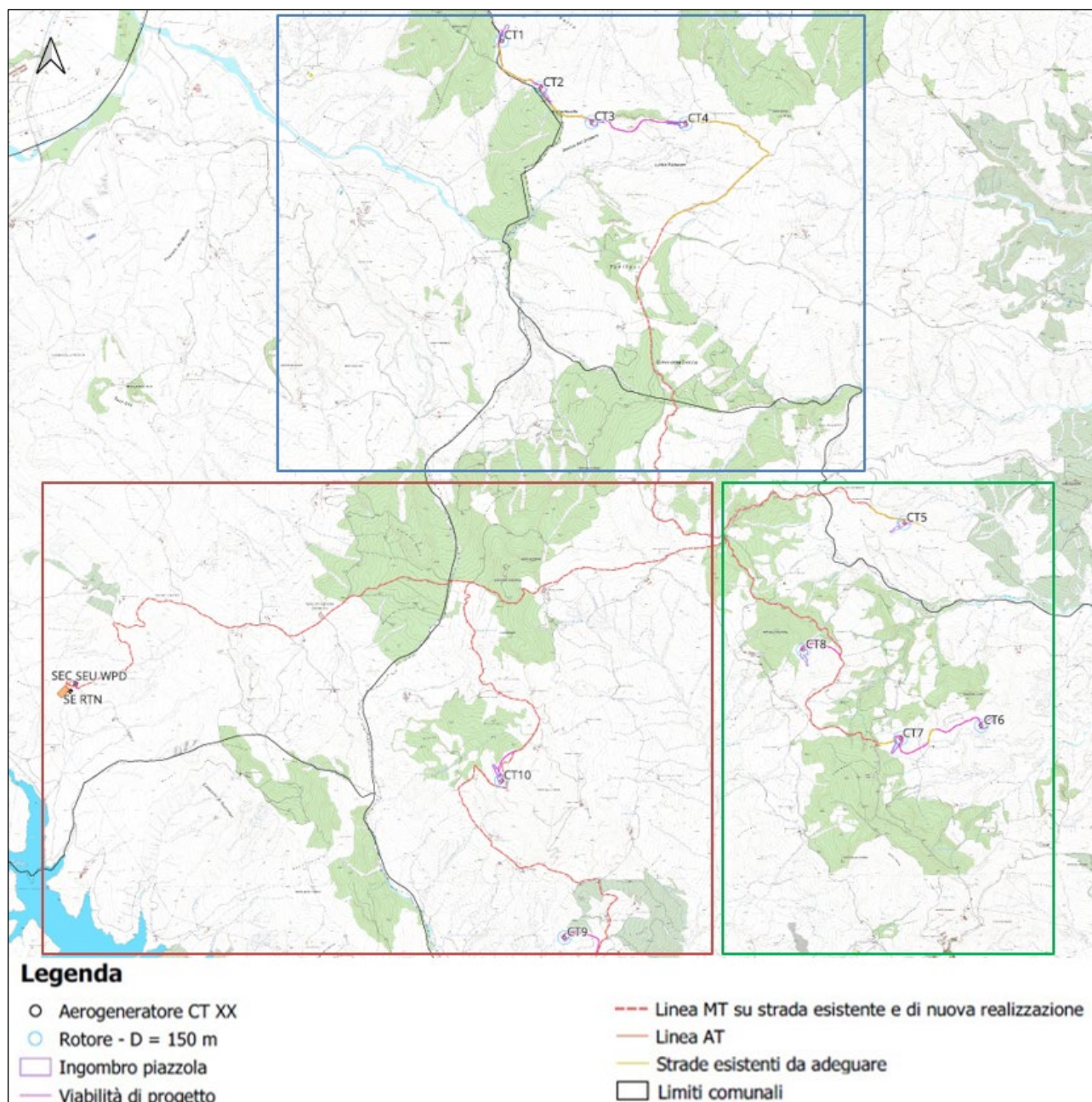


Figura 3.3: Layout d'impianto suddiviso in zone su CTR: Zona 1 - rettangolo rosso, Zona 2 - rettangolo azzurro, Zona 3 - rettangolo verde

Le turbine eoliche sono collegate tra loro mediante un sistema di linee elettriche interrato di Media Tensione a 30 kV allocate prevalentemente in corrispondenza del sistema di viabilità interna, necessario alla costruzione e alla gestione futura dell'impianto e realizzato prevalentemente adeguando il sistema viario esistente e realizzando nuovi tratti di raccordo per consentire il transito dei mezzi eccezionali.

Le linee elettriche in Media Tensione collegano gruppi di aerogeneratori alla SEU 150/30 kV, posizionata ad Ovest rispetto agli aerogeneratori di progetto.

La soluzione di connessione (Soluzione Tecnica Minima Generale STMG - Codice Pratica (CP) del preventivo di connessione 202000607 del 08/07/2020) prevede che l'impianto eolico venga collegato in

antenna a 150 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) di smistamento a 150 kV della RTN nel Comune di Sant'Arcangelo, da inserire in doppio entra – esce alle linee RTN a 150 kV “Aliano – Senise” e “Pisticci – Rotonda”.

Il Gestore ha, inoltre, prescritto che lo stallo assegnato dovrà essere condiviso con altri produttori, motivo per cui la SEU 150/30 kV è realizzata all'interno di una stazione in comune con altri produttori (SEC), collegata alla Stazione Elettrica RTN Terna mediante una linea in Alta Tensione a 150 kV interrata.

Il progetto prevede l'installazione dell'aerogeneratore di modello Vestas V 150, di potenza nominale pari a 6,0 MWp, altezza torre all'hub pari a 125 m e diametro del rotore pari a 150 m (Figura 3.4).

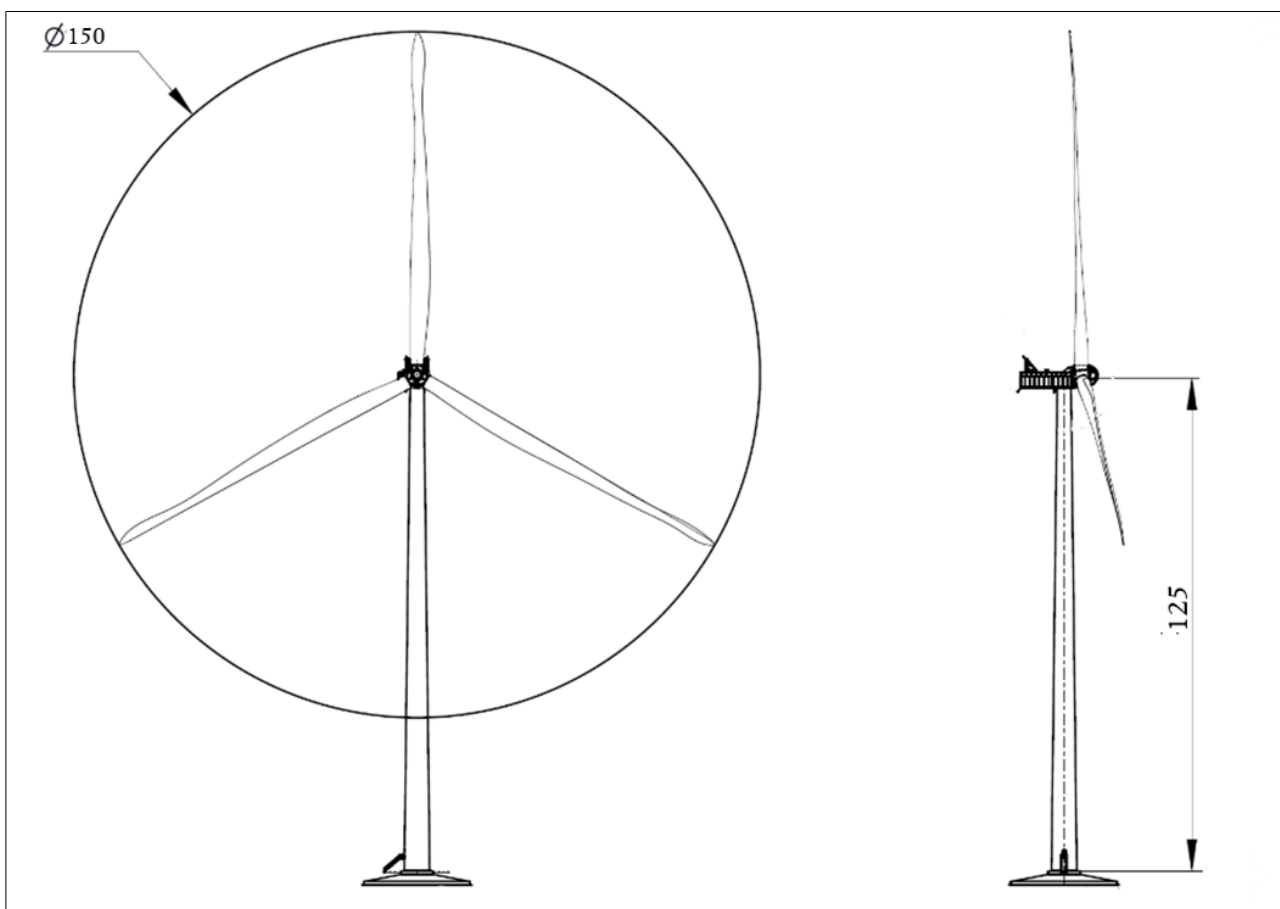


Figura 3.4: Profilo aerogeneratore V150 – 6,0 MWp – HH = 125 m – D = 150 m

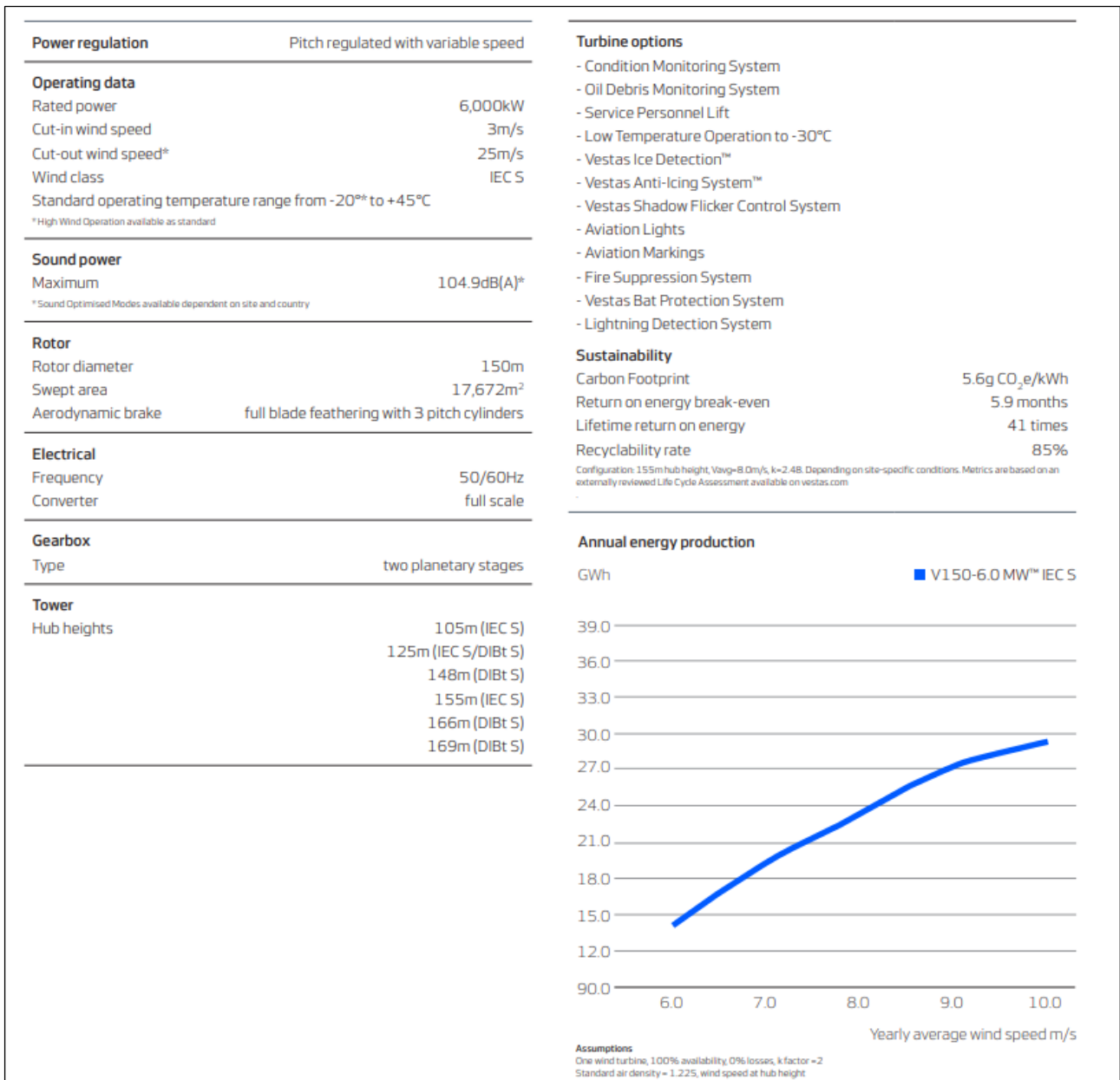


Figura 3.5: Specifiche tecniche aerogeneratore di progetto

Ogni macchina è dotata di un sistema che esegue il controllo della potenza ruotando le pale intorno al proprio asse principale ed il controllo dell'orientamento della navicella, detto controllo dell'imbardata, che permette l'allineamento della macchina rispetto alla direzione del vento.

Il rotore, posto sopravvento al sostegno, è realizzato in resina epossidica rinforzata con fibra di vetro ed è caratterizzato da un funzionamento a passo variabile.

Le caratteristiche dell'aerogeneratore considerato sono quelle ritenute idonee in base a quanto disponibile oggi sul mercato; in futuro potrà essere possibile cambiare il modello dell'aerogeneratore senza modificare in maniera sostanziale l'impatto ambientale e i limiti di sicurezza previsti.

4. SISTEMA DI DISTRIBUZIONE DELLE LINEE ELETTRICHE

Il Parco Eolico Colobrarò Tursi è caratterizzato da una potenza complessiva di 60,0 MWp, ottenuta da 10 aerogeneratori di potenza pari a 6,0 MWp ciascuno.

Gli aerogeneratori sono collegati elettricamente tra loro mediante terne di cavi a 30 kV in modo da formare 5 sottocampi (Circuiti A, B, C, D ed E) di 2 WTG, ciascuno dei quali è associato ad un colore diverso.

Sottocampo o Circuito	Aerogeneratori	Potenza totale [MWp]
CIRCUITO A	CT 1 – CT 2	12,0
CIRCUITO B	CT 3 – CT 4	12,0
CIRCUITO C	CT 8 – CT 5	12,0
CIRCUITO D	CT 6 – CT 7	12,0
CIRCUITO E	CT 9 – CT 10	12,0

Tabella 4.1: Suddivisione degli aerogeneratori in circuiti elettrici e potenza associata

Gli aerogeneratori sono connessi elettricamente secondo un criterio che tiene in considerazione i valori di cadute di tensione, le perdite di potenza e l'ottimizzazione delle lunghezze dei cavi utilizzati.

Lo schema a blocchi di riferimento, nel quale sono indicate le sezioni e le lunghezze dei cavi di ogni linea elettrica e nel quale gli aerogeneratori sono collegati tra loro secondo lo schema in entra – esci e in fine linea, è riportato nella **Figura 4.1** (maggiori dettagli sono riportati nell'elaborato di progetto "CTOE044 Distribuzione MT - schema a blocchi").

L'aerogeneratore capofila (fine linea) è collegato al resto del circuito, i restanti sono collegati tra loro in Entra – Esci e ognuno dei 5 circuiti è collegato alla SEU 150/30 kV.

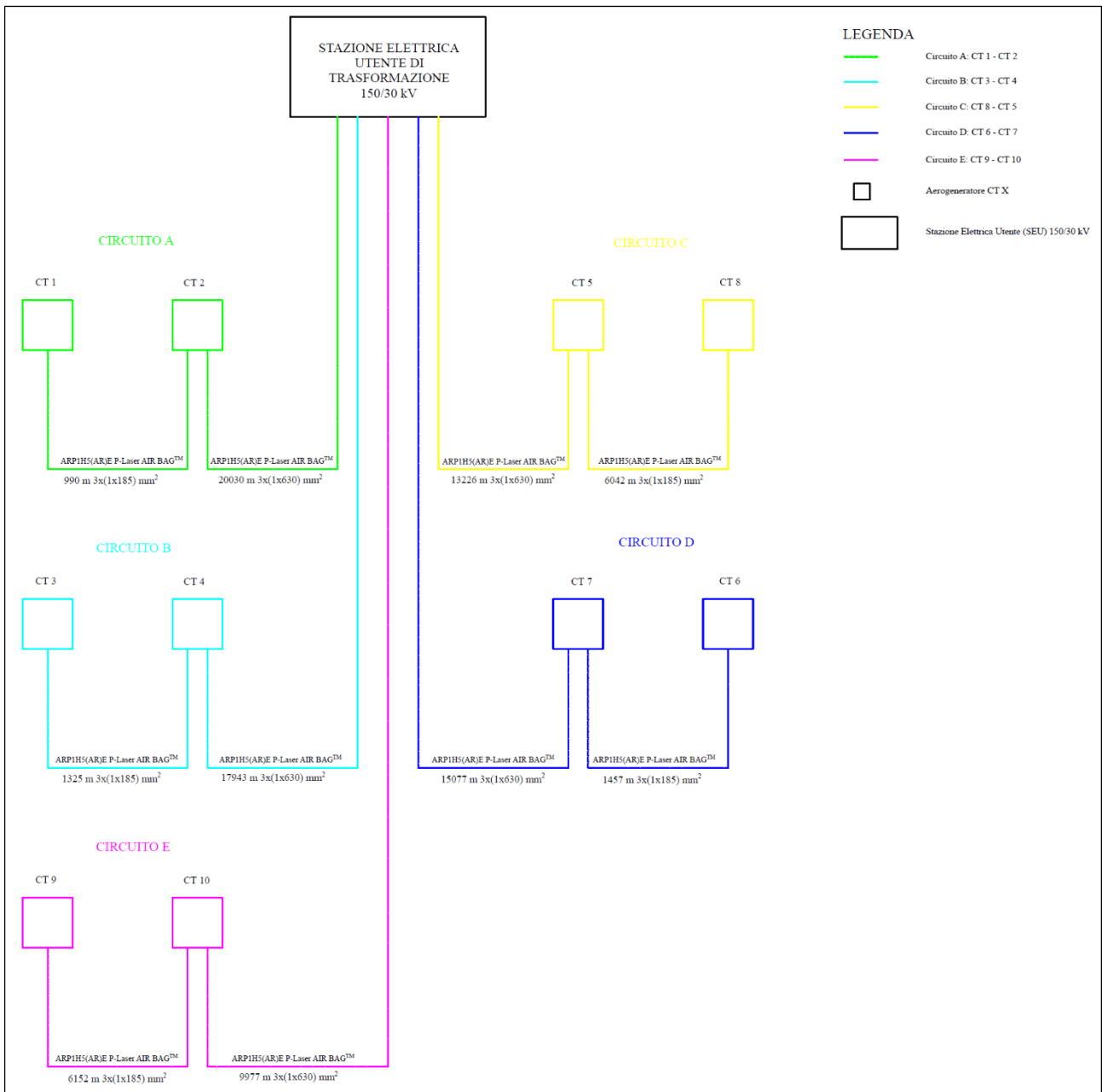


Figura 4.1: Schema a blocchi del Parco Eolico Colobrarò Tursi

Nel seguito è riportata la planimetria di distribuzione delle linee a 30 kV per i 5 circuiti e della linea a 150 kV e il dettaglio relativo all' arrivo linee ai quadri elettrici della SEU 150/30 kV (nelle figure seguenti le distanze tra le terne di cavi a 30 kV di circuiti distinti in parallelo non sono in scala essendo state maggiorate per chiarezza di rappresentazione; nel seguito della trattazione tali distanze sono indicate così come la larghezza dello scavo di ogni sotto-tratta elettrica).

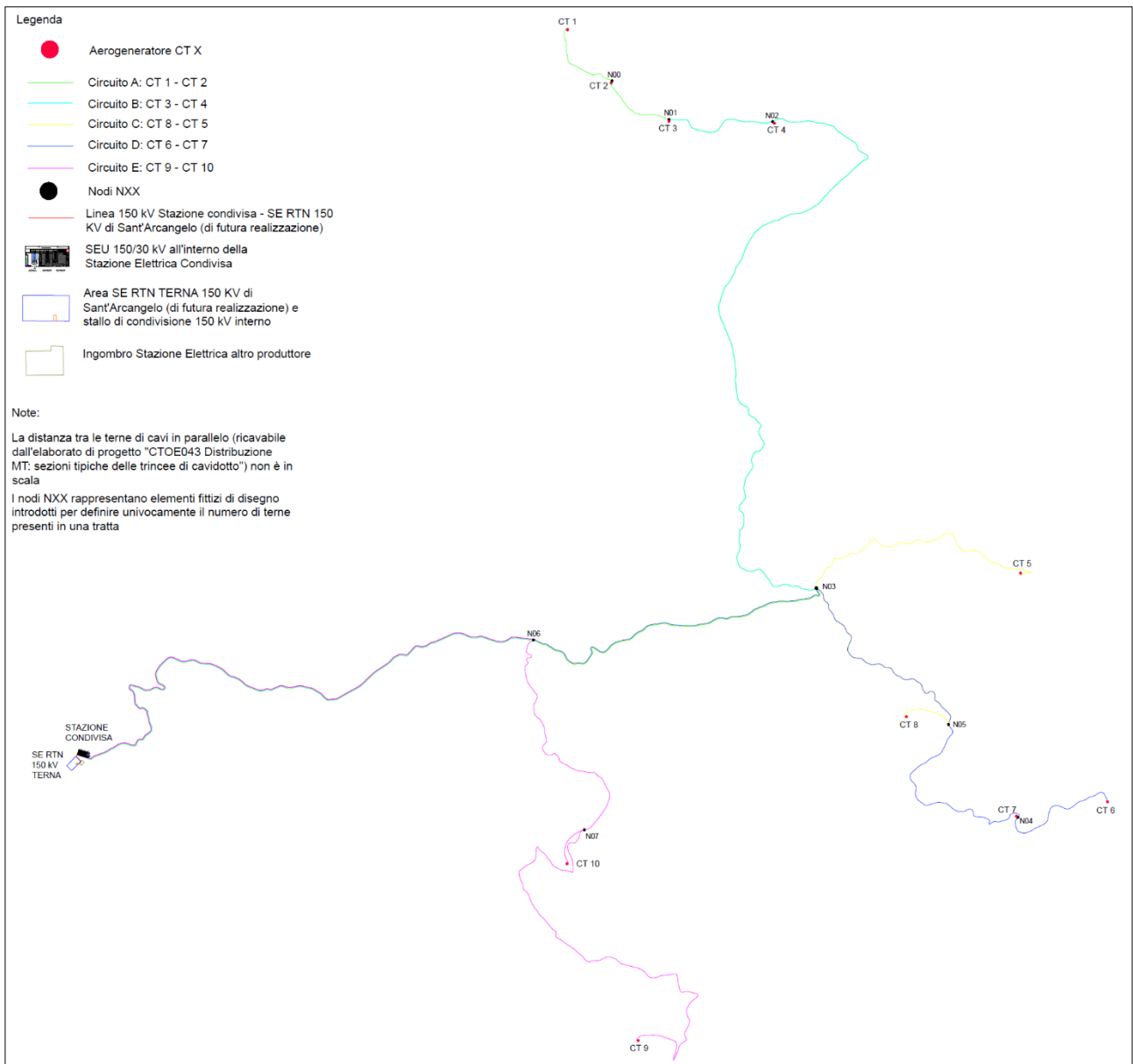


Figura 4.2: Planimetria generale di distribuzione linee a 30 kV e a 150 kV, SEU 150/30 kV e SE RTN Terna 150 kV (maggiori dettagli sono riportati negli elaborati di progetto "CTOE040 Distribuzione MT - cavidotto su CTR (per circuiti)" e "CTOE042 Distribuzione MT - cavidotto su ortofoto (per circuiti)")

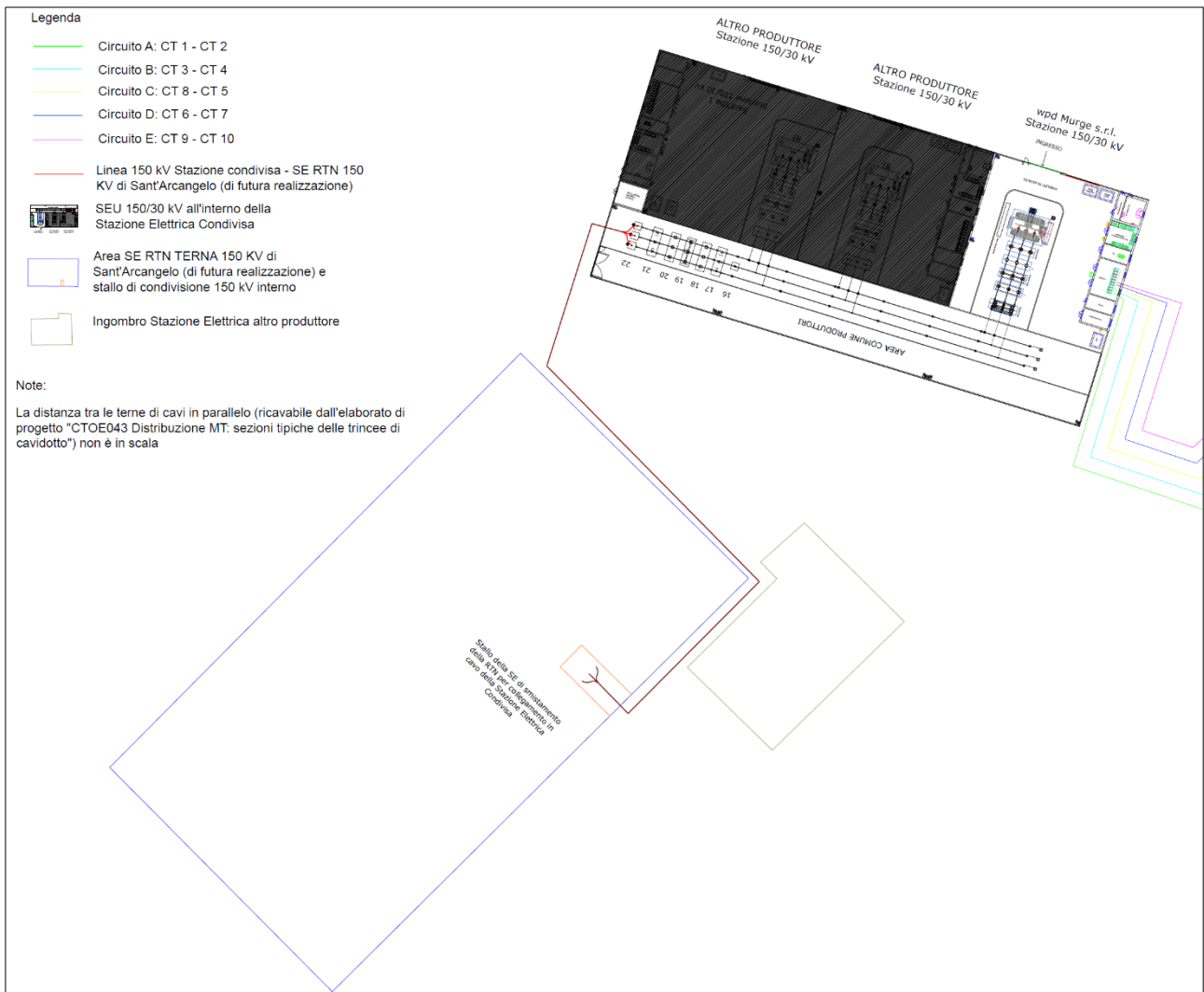


Figura 4.3: Dettaglio arrivo linee a 30 kV alla SEU 150/30 kV e partenza linea a 150 kV di collegamento tra la SEU 150/30 kV e la SE RTN Terna a 150 kV

5. DIMENSIONAMENTO ELETTRICO DELLE LINEE A 30 KV

5.1. Criterio di dimensionamento

La sezione dei cavi elettrici a 30 kV è calcolata, in accordo con la norma CEI 11 – 17, in modo che risultino soddisfatte le seguenti condizioni per ognuno dei circuiti:

1. $I_b \leq I'_z$
2. $\Delta V \leq 4\%$
3. $\Delta P \leq 5\%$

dove:

- I_b rappresenta la corrente di carico, ovvero l'intensità di corrente massima che scorre all'interno della linea di cavo;

- I_z rappresenta la portata di corrente effettiva del cavo e dipende dalla portata nominale del cavo stesso e dalle relative condizioni di posa lungo tutto il percorso;
- ΔV rappresenta la massima caduta di tensione per la linea di cavo ed è valutata in accordo con le modalità di posa dello stesso;
- ΔP rappresenta la perdita di potenza per ognuno dei sottocampi.

Individuate le sezioni dei singoli cavi vengono effettuate le verifiche termiche, calcolando le correnti di corto circuito previste e di tenuta termica dei cavi.

5.2. Posa e dati tecnici dei cavi a 30 kV utilizzato

Uno dei possibili cavi da impiegare per il collegamento di tutte le tratte in Media Tensione è il tipo ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAGTM (o similari), a norma IEC 60502-2 e HD 620, del primario costruttore Prysmian.

L'anima del cavo è costituita da un conduttore a corda rotonda compatta di alluminio, il semiconduttivo interno è costituito da materiale elastomerico estruso, l'isolante è in mescola in elastomero termoplastico (qualità HPTE), il semiconduttivo esterno è costituito da materiale in mescola estrusa.

La schermatura è realizzata mediante nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale, la protezione meccanica è in materiale polimerico (Air Bag) e la guaina è in polietilene di colore rosso e qualità DMP 2.

Per ogni tratto di collegamento si prevede una posa direttamente interrata di cavo, a trifoglio, essendo il cavo in questione idoneo alla stessa.

I cavi sono collocati in trincee ad una profondità di posa di 1 m dal piano del suolo su un sottofondo di sabbia di spessore di 0,1 m e la distanza di separazione delle terne adiacenti in parallelo sul piano orizzontale è pari a 0,20 m.

Una lastra protettiva, installata nella parte soprastante, assicura la protezione meccanica del cavo, mentre un nastro monitor ne segnala la presenza.

Inoltre, nel caso di eventuali interferenze e particolari attraversamenti, in accordo con la Norma CEI 11 – 17, tale modalità di posa potrà essere modificata, anche in base ai regolamenti riguardanti le opere interferite, in modo da garantire un'adeguata protezione del cavo rispetto alle condizioni di posa normali.

I fattori di progetto presi in considerazione per l'installazione dei cavi sono i seguenti:

- temperatura massima del conduttore pari a 90 °C;
- temperatura aria ambiente di 30 °C;

- temperatura del terreno di 20°C;
- resistività termica del terreno pari a 1,5 K m/W;
- tensione nominale pari a 30 kV;
- frequenza pari a 50 Hz;
- profondità di posa di 1,00 m dal piano del suolo.

Nel seguito è rappresentato il dettaglio dei tipologici di posa, come anche riportato nell'elaborato di progetto "CTOE043 Distribuzione MT - sezioni tipiche delle trincee di cavidotto", nel quale le misure sono espresse in mm.

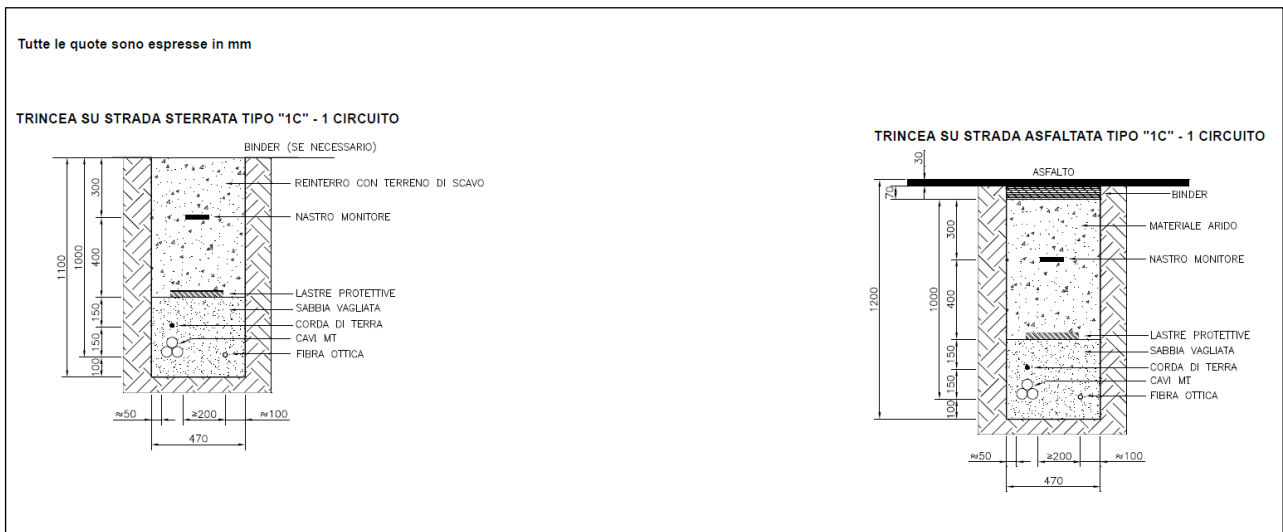


Figura 5.2.1: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per una terna di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

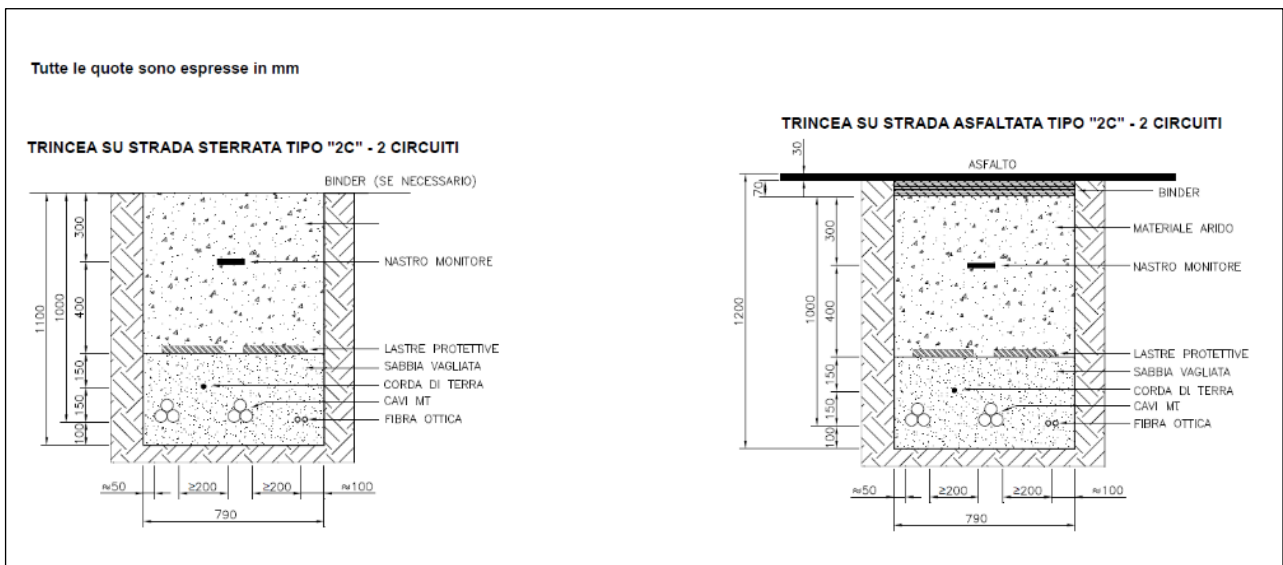


Figura 5.2.2: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per due terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

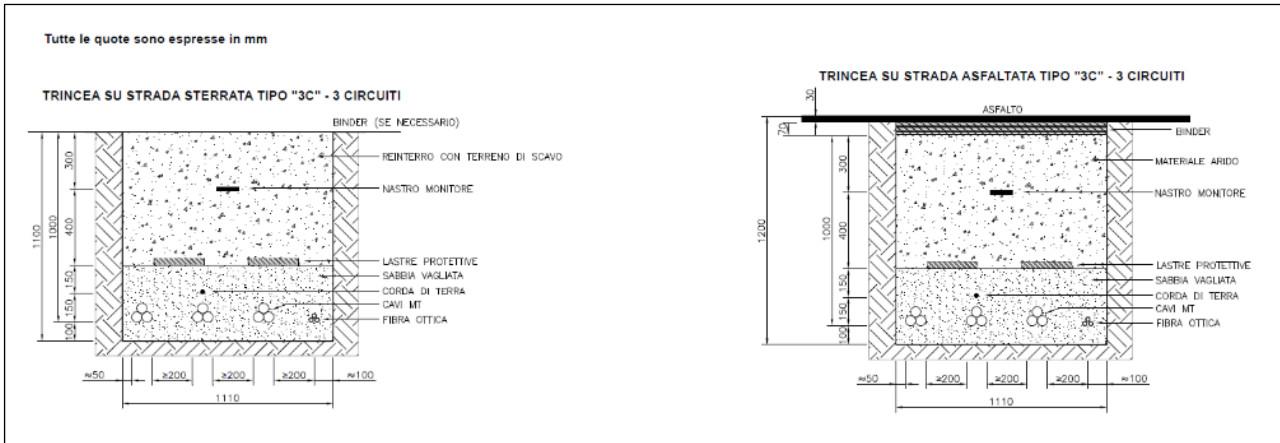


Figura 5.2.3: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per tre terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

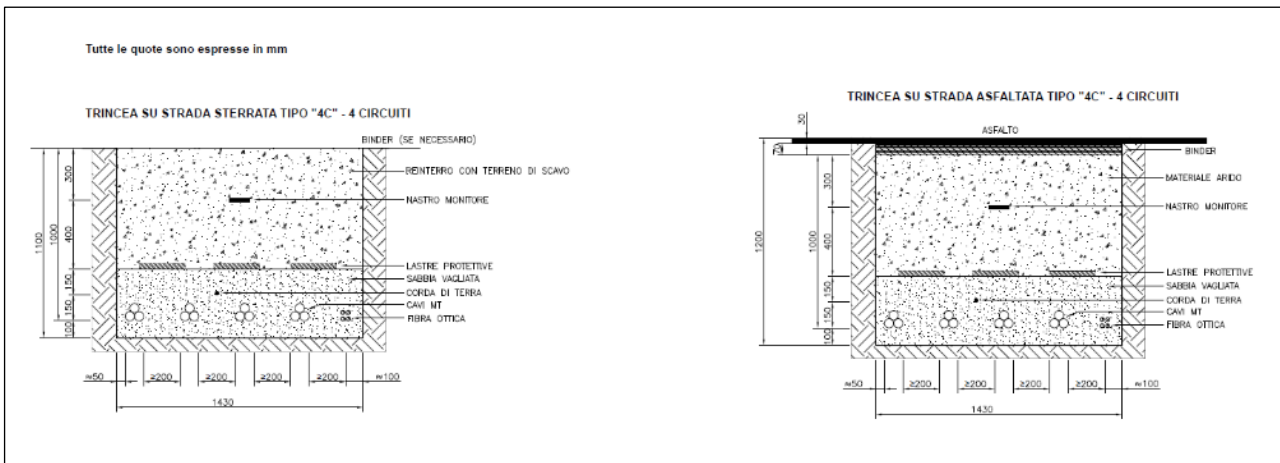


Figura 5.2.4: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per quattro terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

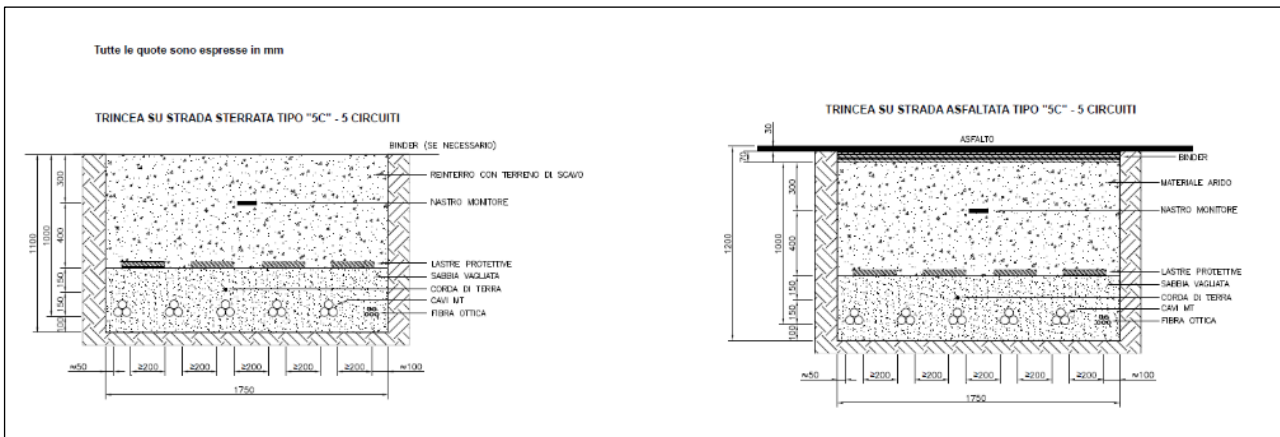


Figura 5.2.5: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per cinque terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

I cavi sono opportunamente segnalati grazie ai picchetti segnalatori, posizionati a distanze non superiori a 50 m sui tratti rettilinei e in corrispondenza di punti di cambio direzione del percorso e dei giunti.

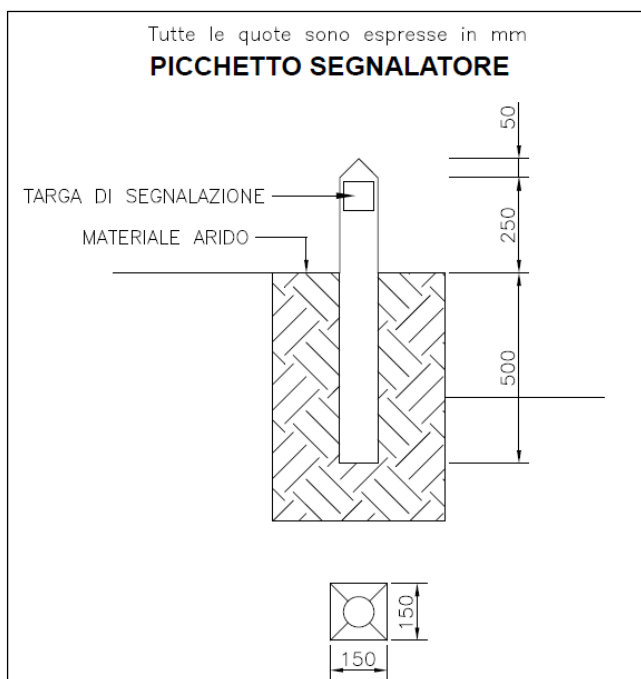


Figura 5.2.6: Sezione tipica del picchetto segnalatore

Considerando che le sezioni dei cavi di Media Tensione utilizzati sono di 185 mm², 300 mm² e 630 mm², le specifiche tecniche del cavo in questione sono riassunte nella tabella seguente:

Sezione [mm ²]	Resistenza apparente di fase a 90°C e 50 Hz [Ω/Km]	Reattanza di fase a 50 Hz [Ω/Km]	Portata nominale del cavo [A] (*)
185	0,218	0,12	368
300	0,1360	0,11	486
630	0,0739	0,099	725

Tabella 5.2.1: Parametri elettrici del cavo ARP1H5(AR)E P-LASER AIR BAGTM forniti dal costruttore Prysmian

(*) I valori della portata nominale sono forniti dal costruttore per posa a trifoglio, direttamente interrata, $\rho = 1 \text{ }^\circ\text{C m/W}$.

5.3. Coesistenza tra i cavi elettrici di energia interrati e collegamenti interrati di altra natura

In fase di progettazione esecutiva si procederà alla verifica di eventuali interferenze con sottoservizi (cavi di telecomunicazione, acquedotti, oleodotti, gasdotti, serbatoi contenenti liquidi a gas infiammabile) con i gestori degli stessi e si rispetteranno le minime distanze in accordo con la Norma CEI 11-17.

5.3.1. Coesistenza tra cavi di energia interrati e cavi di telecomunicazioni

Nel caso di tratti in cui si verifica il parallelismo dei cavi di energia interrati con i cavi di telecomunicazioni è buona norma disporre i due cavi sui lati opposti della strada e, ove tale situazione non può essere verificata, è auspicabile mantenere i 2 cavi ad una distanza in proiezione orizzontale di almeno 0,30 m.

Nei casi in cui anche tale ultima distanza non possa essere rispettata è necessario adoperare alcuni dispositivi di protezione dei cavi quali tubazioni in acciaio zincato a caldo o in materiale plastico conforme alle norme CEI in vigore e cassette metalliche con zincatura a caldo.

Qualora i cavi in parallelo avessero una differenza di quota almeno pari a 0,15 m i dispositivi di protezione di cui sopra potrebbero essere omessi per il cavo interrato ad una maggiore profondità.

Lungo i tratti in cui almeno uno dei 2 cavi è contenuto in un manufatto (cunicolo o tubazione), che ne assicura una maggiore protezione e la possibilità di manutenzione, è possibile non adoperare i dispositivi di protezione di cui sopra, così come nel caso in cui ambo i cavi siano disposti all'interno dello stesso manufatto, nel quale, tuttavia, è necessario evitare contatti meccanici diretti e disporre i cavi stessi in distinte tubazioni.

5.3.2. Coesistenza tra cavi di energia interrati e tubazioni metalliche

Nel caso di tratti in cui si verifica il parallelismo dei cavi di energia interrati con tubazioni metalliche interrate, quali per esempio oleodotti e acquedotti, necessarie al trasporto di fluidi, è necessario disporre i due cavi ad una distanza in proiezione orizzontale di almeno 0,30 m.

Tale distanza può non essere rispettata nel caso in cui la differenza di quota tra le superfici esterne cavo energia-tubazione metallica sia superiore a 0,50 m o nel caso in cui sia compresa tra 0,30 e 0,50 m, si frappongano tra le 2 strutture elementi non metallici e la tubazione non sia interna ad un dispositivo di protezione non metallico.

Inoltre, le superfici esterne dei cavi di energia interrati devono essere distanti almeno 1 m dalle superfici esterne di serbatoi contenenti gas o liquidi infiammabili, mentre i cavi di energia e le tubazioni metalliche non devono essere contenute negli stessi dispositivi di protezione.

Si rende necessario realizzare giunzioni sui cavi di energia ad una distanza di almeno 1 m da ogni eventuale punto di incrocio, tranne nei casi in cui la distanza tra le superfici esterne del cavo di energia e della tubazione metallica o dispositivo di protezione sia superiore a 0,50 m.

Nel caso di coesistenza tra cavi di energia, interrati secondo la modalità di posa a M (protezione meccanica) o L (senza protezione meccanica), e gasdotti, è possibile adottare le distanze di rispetto di cui sopra purché siano rispettate al contempo le disposizioni presenti nelle "Norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione e l'utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0,8".

5.3.3. Incroci di cavi

Nel caso di incroci tra cavi di energia è necessario rispettare una interdistanza di almeno 0,30 m e proteggere il cavo disposto a profondità superiore per una lunghezza di almeno 1 m adoperando i

dispositivi di protezione di cui al paragrafo 5.3.1, da disporre in maniera simmetrica rispetto alla disposizione del cavo a profondità inferiore.

Lungo i tratti in cui almeno uno dei 2 cavi è contenuto in un manufatto (cunicolo o tubazione), che ne assicura una maggiore protezione e la possibilità di manutenzione, è possibile non adoperare i dispositivi di protezione di cui sopra, così come nel caso in cui i 2 cavi sono contenuti in 2 dispositivi di protezione di caratteristiche analoghe.

5.4. Calcolo delle portate

La corrente di carico che attraversa il cavo può essere valutata attraverso la seguente espressione:

$$I_b = \frac{P_n}{\cos \varphi V_n \sqrt{3}} \quad (1)$$

dove:

- P_n rappresenta la massima potenza per ogni singola tratta.
- V_n rappresenta la tensione nominale dell'impianto (nel caso in questione 30 kV).
- $\cos\varphi$ rappresenta il fattore di potenza (nella presente relazione assunto pari a 0,9).

Il calcolo della portata effettiva viene effettuato sulla base della norma CEI 11 – 17, della tabella CEI – UNEL 35026 e delle caratteristiche tecniche, fornite dal costruttore, del particolare cavo utilizzato.

In particolare, si fa riferimento a 4 fattori di correzione e alla portata nominale I_z del cavo:

$$I'_z = k_1 k_2 k_3 k_4 I_z \quad (2)$$

dove:

- k_1 rappresenta il fattore di correzione per temperature del terreno diverse da 20° C;
- k_2 rappresenta il fattore di correzione per profondità di posa diverse da 0,8 m;
- k_3 rappresenta il fattore di correzione per resistività termica del suolo diversa da 1,5 K m/W;
- k_4 rappresenta il fattore di correzione per gruppi di circuiti trifase di cavi unipolari installati sullo stesso piano in parallelo;

Nel caso del Parco Eolico in progetto può essere adoperato il fattore di correzione $k_1 = 1$, in quanto si può ritenere la temperatura del terreno pari a 20° C alla profondità di posa dei cavi.

Per la valutazione del fattore di correzione k_2 , tenendo conto che è stata prevista la posa direttamente interrata dei cavi ad una profondità di 1,00 m dal piano del suolo, sulla scorta della Tabella B.12 della Norma IEC 60502-2, si considerano i valori di seguito riportati:

Profondità di posa [m]	K_2 (sezione $\leq 185 \text{ mm}^2$)	K_2 (sezione $> 185 \text{ mm}^2$)
1,00	0,98	0,97

Tabella 5.3.1: Fattore di correzione k_2

In corrispondenza della profondità di posa di 1,00 m si ottiene $k_2 = 0,98$ oppure 0,97 a seconda che si consideri la sezione di 185 mm^2 o le sezioni di 300 mm^2 e 630 mm^2 .

Per quanto riguarda il fattore di correzione per resistività termica del suolo diversa da $1,5 \text{ K m/W}$, si ritiene $k_3 = 1$ in quanto si assume che la posa dei cavi sia in terreno asciutto con resistività termica pari a $1,5 \text{ K m/W}$ (in fase di progettazione esecutiva sarà possibile effettuare le misure di resistività ed ottenere il corrispondente valore del parametro k_3).

Tenendo conto che il numero di terne di cavi a 30 kV esistenti in parallelo sullo stesso piano orizzontale può essere desunto dagli elaborati grafici "CTOE040 Distribuzione MT - cavidotto su CTR (per circuiti)" e "CTOE042 Distribuzione MT - cavidotto su ortofoto (per circuiti)", nonché dalla **Tabella 5.3.2** nel seguito riportata, i valori di k_4 si ottengono dai valori della Tabella B.19 della Norma IEC 60502-2 e considerando una distanza di separazione delle terne adiacenti in parallelo sullo stesso piano orizzontale pari a 0,20 m.

DA	A	TRATTA			CIRCUITO A		CIRCUITO B		CIRCUITO C		CIRCUITO D		CIRCUITO E	
		LUNGHEZZA [m]	LARGHEZZA SCAVO [m]	PROFONDITA' SCAVO [m]	N. TERNE	FORMAZIONE CAVO	N. TERNE	FORMAZIONE CAVO	N. TERNE	FORMAZIONE CAVO	N. TERNE	FORMAZIONE CAVO	N. TERNE	FORMAZIONE CAVO
CT 1	N00	936	0,47	1,1	1	3x(1x185)								
CT 2	N00	54	0,79	1,1	2	3x(1x185) + 3x(1x630)								
N00	N01	846	0,47	1,1	1	3x(1x630)								
CT 3	N01	40	0,47	1,1			1	3x(1x185)						
N01	N02	1236	0,79	1,1	1	3x(1x630)	1	3x(1x185)						
CT 4	N02	49	0,79	1,1			2	3x(1x185) + 3x(1x630)						
N02	N03	7685	0,79	1,1	1	3x(1x630)	1	3x(1x630)						
CT 5	N03	3017	0,79	1,1					2	3x(1x185) + 3x(1x630)				
CT 6	N04	1397	0,47	1,1							1	3x(1x185)		
CT 7	N04	60	0,79	1,1							2	3x(1x185) + 3x(1x630)		
N04	N05	2407	0,47	1,1							1	3x(1x630)		
CT 8	N05	624	0,47	1,1					1	3x(1x185)				
N05	N03	2401	0,79	1,1					1	3x(1x185)	1	3x(1x630)		
N03	N06	3592	1,43	1,1	1	3x(1x630)	1	3x(1x630)	1	3x(1x630)	1	3x(1x630)		
CT 9	N07	5642	0,47	1,1									1	3x(1x185)
CT 10	N07	510	0,79	1,1									2	3x(1x185) + 3x(1x630)
N07	N06	2850	0,47	1,1									1	3x(1x630)
N06	SEU 150/30 KV	6617	1,75	1,1	1	3x(1x630)	1	3x(1x630)	1	3x(1x630)	1	3x(1x630)	1	3x(1x630)

Tabella 5.3.2: Singole sotto-tratte delle linee elettriche a 30 kV per i vari circuiti

Numero circuiti in parallelo	1	2	3	4	5	6
K_4	1	0,83	0,73	0,68	0,63	0,61

Tabella 5.3.3: Fattore di correzione k_4

Inoltre, per ciascuna tratta si considera quale valore k_4 quello relativo al numero massimo di terne in parallelo e sullo stesso piano orizzontale della medesima tratta, in modo da ottenere, per maggiore cautela, un sovradimensionamento rispetto alle effettive condizioni di posa.

A scopo cautelativo la distanza per eventuali brevi tratti in tubatura sarà incrementata di 0,5 m, in accordo rispetto a quanto previsto dalla Norma CEI 11 – 17, Allegato B della Tabella III.

5.5. Calcolo della caduta di tensione

Per la valutazione della caduta di tensione lungo il cavo si considera la seguente formula:

$$\Delta V = I_b (R_f \cos\varphi + X_f \sin\varphi) \sqrt{3}$$

dove:

- I_b rappresenta la corrente transitante lungo il cavo;
- $\cos\varphi$ rappresenta il fattore di potenza (0,9);
- R_f rappresenta la resistenza di fase del cavo;
- X_f rappresenta la reattanza longitudinale di fase del cavo.

L'espressione considerata porta in conto la potenza attiva e reattiva lungo il cavo e i parametri longitudinale del cavo.

Tenendo presente che la tensione di esercizio del cavo è $V = 30$ kV, che R_f è pari alla resistenza unitaria R per la lunghezza L del cavo e che X_f è pari alla reattanza unitaria X per la lunghezza L , la caduta di tensione lungo la singola tratta percentuale relativa si ottiene dalla seguente espressione:

$$\Delta V_{r,\%} = \frac{\sqrt{3} L I_b (R \cos \varphi + X \sin \varphi)}{V} 100 \quad (3)$$

5.6. Calcolo della perdita di potenza

Il calcolo della perdita di potenza per effetto Joule lungo una tratta viene valutato mediante l'espressione seguente:

$$\Delta P = 3 \frac{\rho L}{S} I_b^2$$

dove:

- ρ rappresenta la resistività elettrica del conduttore [$\Omega \text{ mm}^2 / \text{m}$];
- L rappresenta la lunghezza della tratta di linea considerata [m];
- S rappresenta la sezione del cavo del tratto di linea [mm^2];
- I_b rappresenta la corrente transitante lungo la tratta di linea [A].

Tenendo conto che la resistenza di fase del cavo si può esprimere come:

$$R_f = \frac{\rho L}{S}$$

si ottiene:

$$\Delta P = 3 R L I_b^2$$

con R resistenza unitaria del cavo lungo la tratta.

La perdita di potenza percentuale relativa lungo un tratto di linea è data dall'espressione:

$$\Delta P_{r,\%} = \frac{\Delta P}{\sum_{i=1}^K P_i} 100 \quad (4)$$

dove:

- $\sum_{i=1}^K P_i$ rappresenta la somma delle potenze massime relative agli aerogeneratori presenti a monte di quello terminale del tratto di linea in questione + la potenza di quello terminale di tale tratto;
- K rappresenta il numero di aerogeneratori presenti a monte di quello terminale del tratto di linea in questione +1.

6. TABELLA DI CALCOLO

In accordo con le norme CEI 11 – 17, tenendo conto delle espressioni (1), (2), (3) e (4) di cui ai paragrafi precedenti, sono valutate le sezioni dei singoli tratti di linea, la corrente di carico, la portata effettiva, la caduta di tensione e la perdita di potenza.

Inoltre, la caduta di tensione e la perdita di potenza lungo un circuito sono valutati come la somma delle cadute di tensioni e perdite di potenza relative ai singoli tratti di linea (a partire dal generatore più lontano) che lo costituiscono.

La **Tabella 6.1** riporta i risultati ottenuti relativi al dimensionamento a 30 kV.

LINEA	DA	A	L [m]	SEZIONE [mm ²]	I _b [A]	I'z [A]	ΔV _{r,%}	ΔP _{r,%TOT}
CIRCUITO A	CT 1	CT 2	990	185	128,3	299,3	0,182	
	CT 2	SEU 150/30 KV	20.030	630	256,6	443,0	3,25	
							SOMMA	SOMMA
							3,43	2,52
CIRCUITO B	CT 3	CT 4	1.325	185	128,3	299,3	0,244	
	CT 4	SEU 150/30 KV	17.943	630	256,6	443,0	2,91	
							SOMMA	SOMMA
							3,15	2,30

LINEA	DA	A	L [m]	SEZIONE [mm ²]	I _b [A]	I _z [A]	ΔV _r ,%	ΔP _r ,%TOT
CIRCUITO C	CT 8	CT 5	6.042	185	128,3	299,3	1,11	
	CT 5	SEU 150/30 KV	13.226	630	256,6	443,0	2,15	
							SOMMA	SOMMA
						3,26	2,15	
CIRCUITO D	CT 6	CT 7	1.457	185	128,3	299,3	0,268	
	CT 7	SEU 150/30 KV	15.077	630	256,6	443,0	2,45	
							SOMMA	SOMMA
						2,72	1,96	
CIRCUITO E	CT 9	CT 10	6.152	185	128,3	299,3	1,13	
	CT 10	SEU 150/30 KV	9.977	630	256,6	443,0	1,62	
							SOMMA	SOMMA
						2,75	1,76	

Tabella 6.1: Calcolo del dimensionamento delle linee elettriche a 30 kV

7. CONCLUSIONI

Come si evince dalla **Tabella 6.1**, la corrente di progetto lungo ogni linea elettrica a 30 kV è inferiore a quella effettiva e le cadute di tensioni e le perdite di potenza lungo ogni circuito sono inferiori rispettivamente al 4% ed al 5%.

Alla luce di tale risultato la sezione di ognuno dei cavi di collegamento a 30 kV è adeguata al trasporto della potenza richiesta.

La tabella seguente riporta in maniera sintetica le lunghezze e le sezioni dei cavi che formano una terna presi in considerazione in questa fase progettuale per ognuno dei circuiti elettrici.

PARCO EOLICO COLOBRARO TURSI					
CIRCUITO A	Lunghezza tratta [m]	Sezione cavo [mm ²]	Tipologia cavo	Modello cavo	Costruttore
CT 1 - CT 2	990	185	AL 3x(1x185)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
CT 2 - SEU 150/30 kV	20030	630	AL 3x(1x630)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
CIRCUITO B	Lunghezza tratta [m]	Sezione cavo [mm ²]	Tipologia cavo	Modello cavo	Costruttore
CT 3 - CT 4	1325	185	AL 3x(1x185)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
CT 4 - SEU 150/30 kV	17943	630	AL 3x(1x630)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
CIRCUITO C	Lunghezza tratta [m]	Sezione cavo [mm ²]	Tipologia cavo	Modello cavo	Costruttore
CT 8 - CT 5	6042	185	AL 3x(1x185)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
CT 5 - SEU 150/30 kV	13226	630	AL 3x(1x630)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
CIRCUITO D	Lunghezza tratta [m]	Sezione cavo [mm ²]	Tipologia cavo	Modello cavo	Costruttore
CT 6 - CT 7	1457	185	AL 3x(1x185)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
CT 7 - SEU 150/30 kV	15077	630	AL 3x(1x630)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
CIRCUITO E	Lunghezza tratta [m]	Sezione cavo [mm ²]	Tipologia cavo	Modello cavo	Costruttore
CT 9 - CT 10	6152	185	AL 3x(1x185)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
CT 10 - SEU 150/30 kV	9977	630	AL 3x(1x630)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian

Figura 7.1: Lunghezze, sezioni e modello dei cavi a 30 kV in questione