

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



PROGETTO DEFINITIVO PARCO EOLICO GALLURA

Titolo elaborato:

CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI ELETTRICI

TL	GD	GD	EMISSIONE	21/04/23	0	0
REDATTO	CONTR.	APPROV.	DESCRIZIONE REVISIONE DOCUMENTO	DATA	REV	

PROPONENTE



SARDEGNA PRIME S.R.L.

VIA A. DE GASPERI N. 8
74023 GROTTAGLIE (TA)

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
LTOE064

Formato
A4

Scala
/

Foglio
1 di 29

Sommarario

1. PREMESSA	3
2. NORMATIVE DI RIFERIMENTO	3
3. DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO	5
4. SISTEMA DI DISTRIBUZIONE DELLE LINEE ELETTRICHE	8
5. DIMENSIONAMENTO ELETTRICO DELLE LINEE A 33 KV	18
5.1. Criterio di dimensionamento	18
5.2. Posa e dati tecnici del cavo a 33 kV utilizzato	19
5.3. Calcolo delle portate	23
5.4. Calcolo della caduta di tensione	25
5.5. Calcolo della perdita di potenza	26
6. TABELLA DI CALCOLO	27
7. DIMENSIONAMENTO ELETTRICO CAVI AT	28
8. CONCLUSIONI	29

1. PREMESSA

La “**Sardegna Prime s.r.l.**” è una società costituita per realizzare un impianto eolico in Sardegna, denominato “**Parco Eolico Gallura**”, nel territorio del Comune di Luras e Tempio Pausania (Provincia di Sassari) con punto di connessione a 150 kV in corrispondenza della stazione elettrica RTN Terna “Tempio” 150 kV (di futura realizzazione) nel Comune di Calangianus (SS).

A tale scopo la Ge.co.D’Or. s.r.l., società italiana impegnata nello sviluppo di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili con particolare focus nel settore dell’eolico e proprietaria della citata società, si è occupata della progettazione definitiva per la richiesta di Autorizzazione Unica (AU) alla costruzione e l’esercizio dell’impianto eolico e della relativa Valutazione d’Impatto Ambientale (VIA).

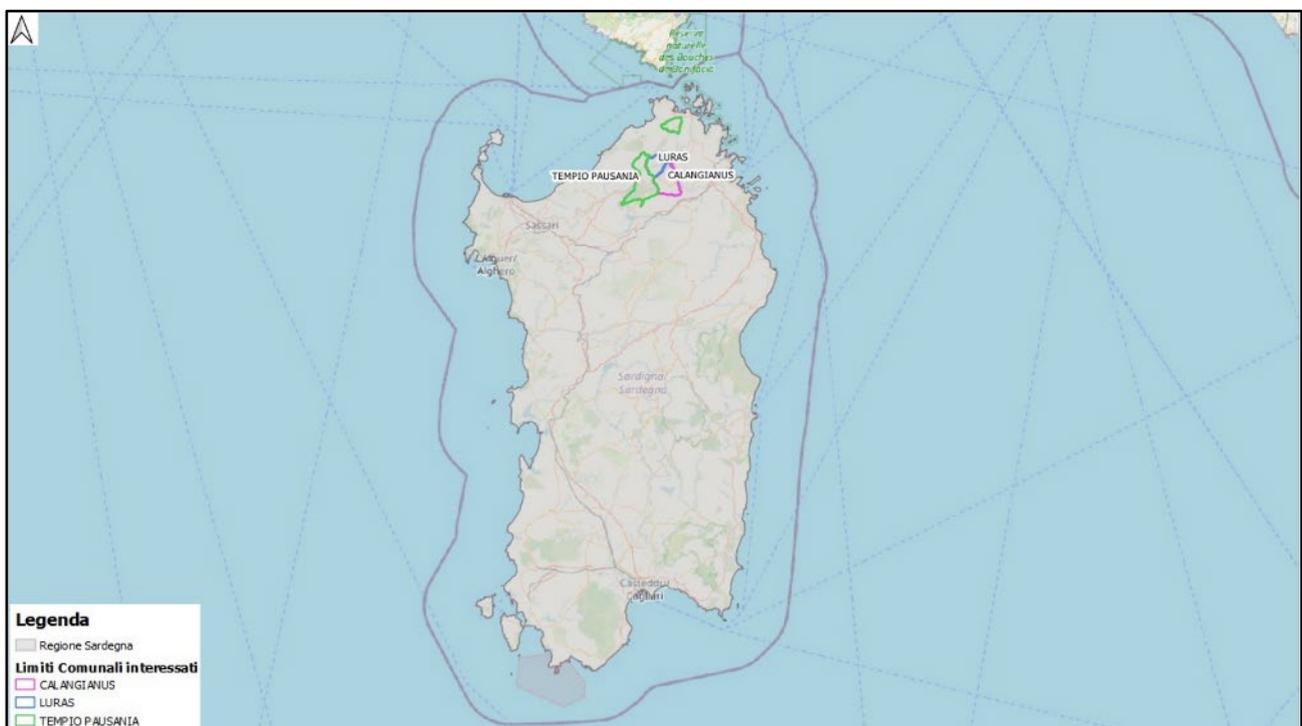


Figura 1.1: Localizzazione del Parco Eolico Gallura con individuazione dei comuni interessati

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 in immissione pari a 144,0 MWp ed è costituito da 11 aerogeneratori, di potenza nominale pari a 7,2 MWp, per una potenza complessiva installata pari a 79,2 MWp, e un sistema di accumulo di energia (BESS, Battery Energy Storage System) di potenza pari a 64,8 MWp.

L'impianto interessa prevalentemente il Comune di Tempio Pausania (SS), ove ricadano 3 aerogeneratori, il Comune di Luras (SS), ove ricadono 8 aerogeneratori, il BESS e la Stazione Elettrica Utente (SEU) di trasformazione 150/33 kV, e il Comune di Calangianus (SS), dove ricade la Stazione Elettrica (SE) RTN Terna 150 kV “Tempio” (**Figura 3.1**).

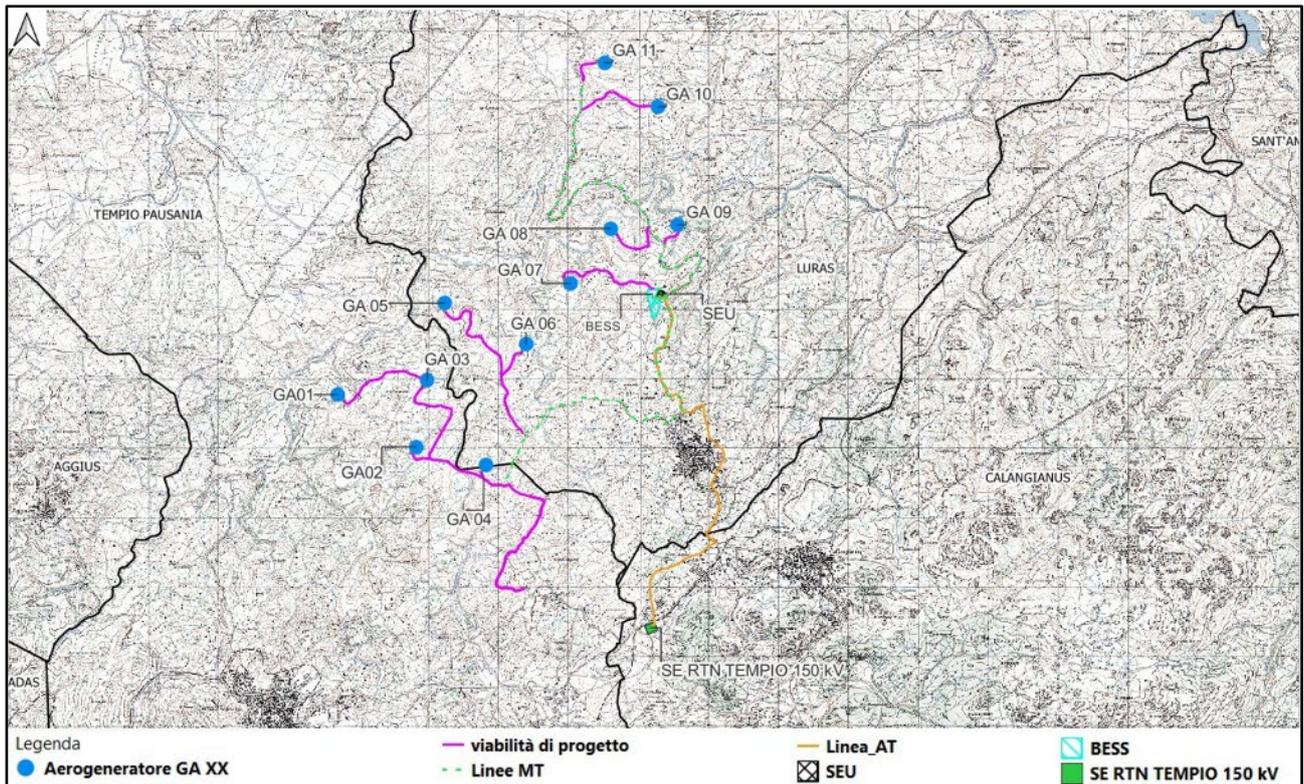


Figura 3.1: Inquadramento territoriale del Parco Eolico Gallura con i limiti amministrativi dei comuni interessati

La soluzione di connessione (Soluzione Tecnica Minima Generale STMG - Codice Pratica del preventivo di connessione C.P. 202200017) prevede che l'impianto eolico venga collegato in antenna a 150 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV in GIS denominata "Tempio" (prevista da Piano di Sviluppo di Terna), previa realizzazione di un nuovo elettrodotto di collegamento della RTN a 150 kV tra la SE di Santa Teresa e la nuova SE Buddusò (di cui al Piano di Sviluppo di Terna) (**Figura 3.2**).

Le turbine eoliche sono collegate attraverso un sistema di linee elettriche interrate a 33 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.

Il progetto prevede che la SEU 150/33 kV venga collegata alla SE RTN "Tempio" mediante la posa in opera, su strade esistenti o da realizzarsi per lo scopo, di una linea elettrica di Alta Tensione a 150 kV, interrata e di lunghezza complessiva di circa 7,2 km.

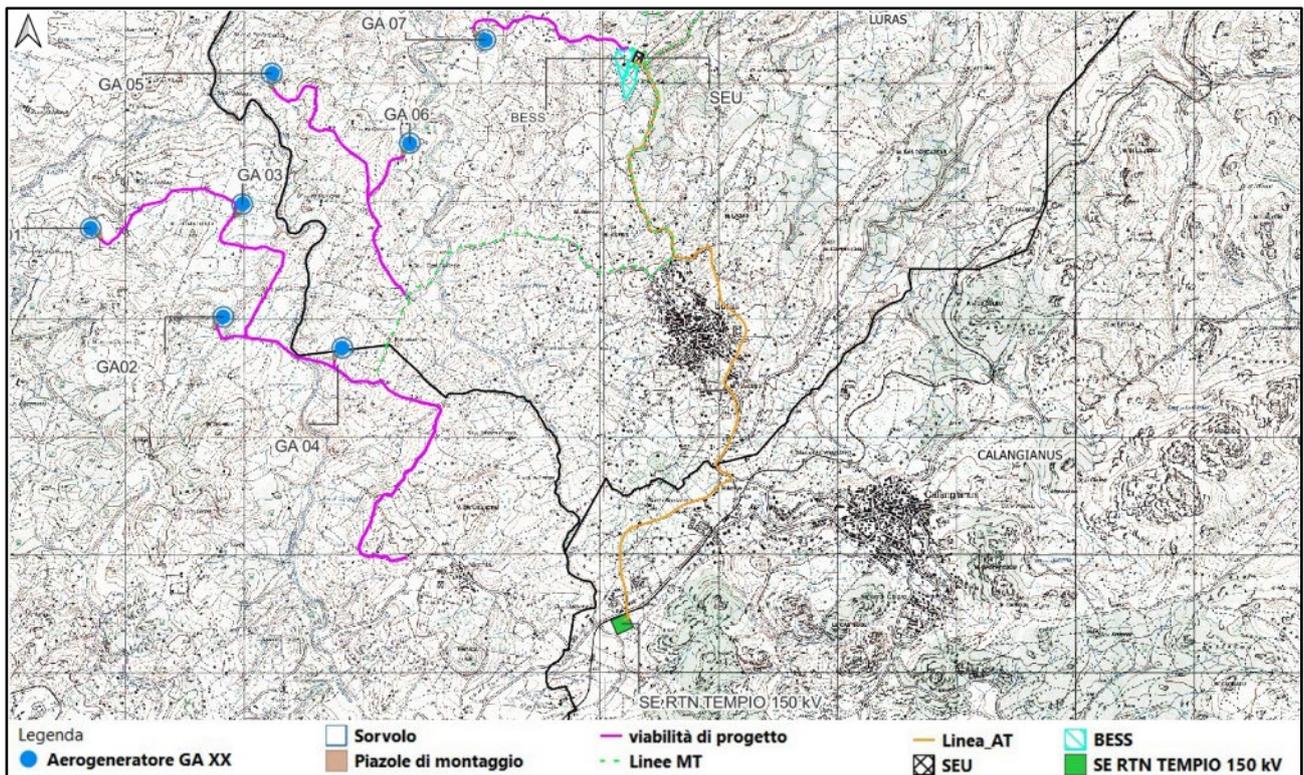


Figura 3.2: Soluzione di connessione a 150 kV in corrispondenza della Stazione Elettrica RTN Terna 150 kV “Tempio”

Si riportano di seguito le coordinate delle posizioni scelte per l’installazione degli aerogeneratori, le relative caratteristiche dimensionali e informazioni catastali.

ID	Comune (Provincia)	Informazioni catastali		Coordinate geografiche		D _{ROTORE} [m]	H _{HUB} [m]	H _{TOT} [m]
		Foglio	Particella	Latitudine [°]	Longitudine [°]			
GA01	Tempio Pausania (SS)	161	28	40.944209	9.114506	172	114	200
GA02	Tempio Pausania (SS)	1	72	40.937420	9.127765	172	114	200
GA03	Tempio Pausania (SS)	1	37	40.946034	9.129671	172	114	200
GA04	Luras (SS)	18	59	40.935028	9.139665	172	114	200
GA05	Luras (SS)	18	14	40.956035	9.132634	172	114	200
GA06	Luras (SS)	18	103	40.950686	9.146434	172	114	200
GA07	Luras (SS)	19	110	40.958569	9.154009	172	114	200
GA08	Luras (SS)	19	4	40.965673	9.160778	172	114	200
GA09	Luras (SS)	16	148	40.966117	9.172209	172	114	200
GA10	Luras (SS)	12	57	40.981420	9.168951	172	114	200
GA11	Luras (SS)	12	22	40.987169	9.159870	172	114	200

Tabella 3.1: Localizzazione e caratteristiche degli aerogeneratori di progetto

Il progetto prevede che uno dei possibili aerogeneratori da installare sia il modello Vestas V172, di

potenza nominale pari a 7,2 MWp, altezza torre all'hub pari a 114 m e diametro del rotore pari a 172 m (Figura 3.3).

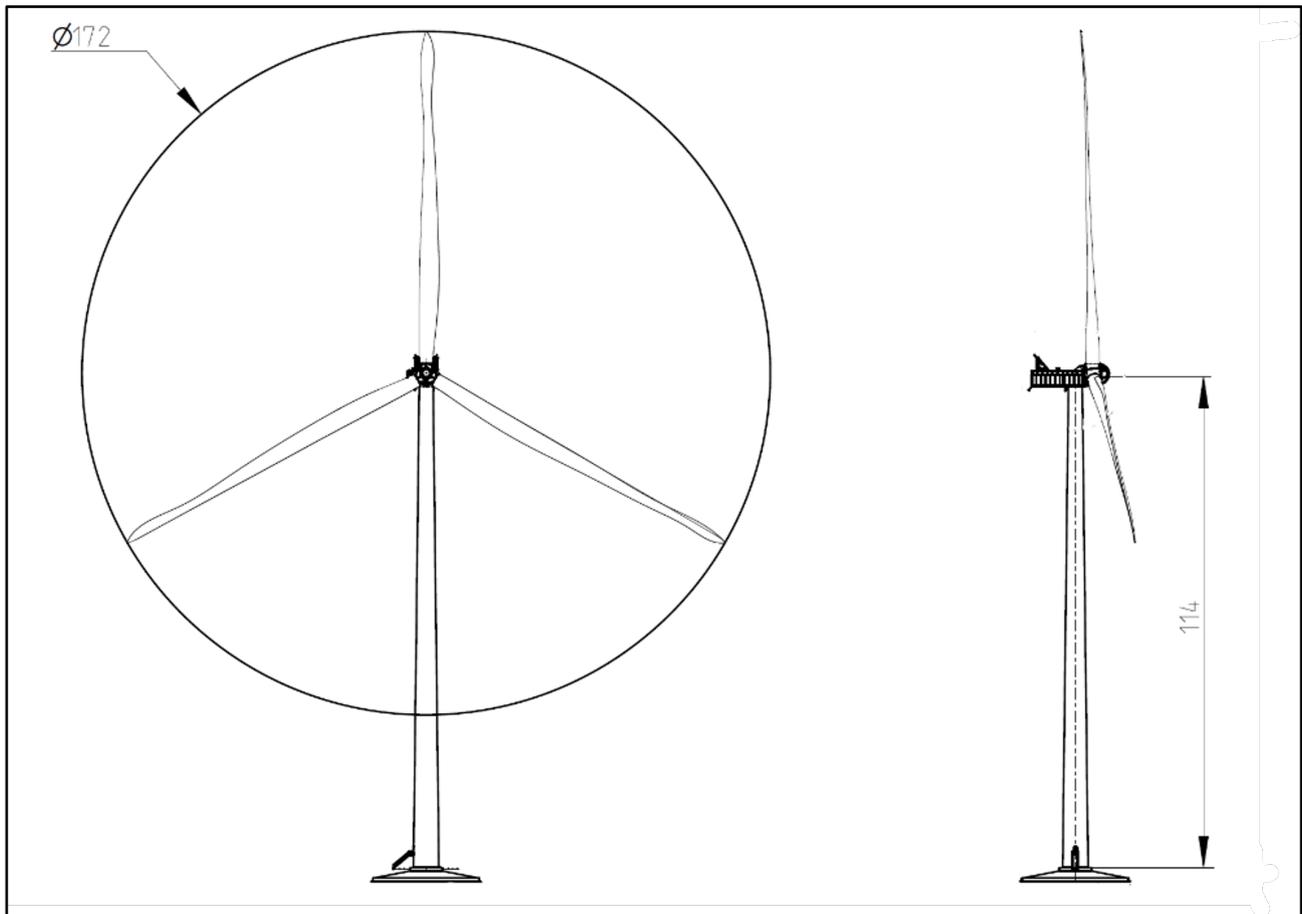


Figura 3.3: Profilo aerogeneratore V172 da 7,2 MWp – HH = 114 m – D = 172 m

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, viene 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 Gallura è caratterizzato da una potenza complessiva di 144,0 MWp, ottenuta da 11 aerogeneratori di potenza 7,2 MWp ciascuno e dal BESS di potenza 64,8 MWp.

Gli aerogeneratori sono collegati elettricamente tra loro mediante cavi a 33 kV in modo da formare 4 sottocampi (Circuiti A, B, C e D) di 2 o 3 WTG (Wind Turbine Generator); ognuno di tali circuiti,

associato ad un colore diverso per maggiore chiarezza di esposizione, è collegato mediante cavo interrato a 33 kV alla SEU 150/33 kV di Luras, come esplicitato nella **Tabella 4.1**.

Sottocampo o Circuito	Aerogeneratori	Potenza totale [MWp]
CIRCUITO A	GA01 – GA03 – GA02	21,60
CIRCUITO B	GA05 – GA06 – GA04	21,60
CIRCUITO C	GA08 – GA09 – GA07	21,60
CIRCUITO D	GA11 – GA10	14,40

Tabella 4.1: Suddivisione degli aerogeneratori in circuiti elettrici

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

Il BESS, di potenza complessiva di 64,8 MWp, è collegato alla Stazione Elettrica Utente attraverso 4 linee elettrica interrate a 33 kV, come rappresentato nella **Tabella 4.2**.

Elemento	Potenza totale [MWp]
Linea 1 BESS - SEU	19,05
Linea 2 BESS - SEU	15,25
Linea 3 BESS - SEU	15,25
Linea 4 BESS - SEU	15,25

Tabella 4.2: Linee elettriche di collegamento tra BESS e SEU

Ulteriori 2 linee elettriche interrate a 33 kV sono necessarie per collegare i 4 Auxiliary Power Block, in grado di assicurare i servizi ausiliari del BESS e collegati tra loro secondo una configurazione ad anello aperto, al quadro di Media Tensione della SEU (maggiori dettagli sono riportati negli elaborati di progetto "LTOE063 Relazione tecnica descrittiva delle opere elettriche", "LTOE065 Relazione descrittiva BESS" e "LTOE072 Schema elettrico unifilare impianto utente").

Lo schema a blocchi di riferimento, nel quale sono indicate le sezioni e le lunghezze del cavo di ogni tratto di linea e nel quale gli aerogeneratori di ogni linea 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 "LTOE071 Schema a blocchi impianto utente").

L'aerogeneratore capofila (fine linea) è collegato al resto del circuito, i restanti sono collegati tra loro in Entra – Esci e ognuno dei 4 circuiti è collegato alla SEU 150/33 kV "Tempio".

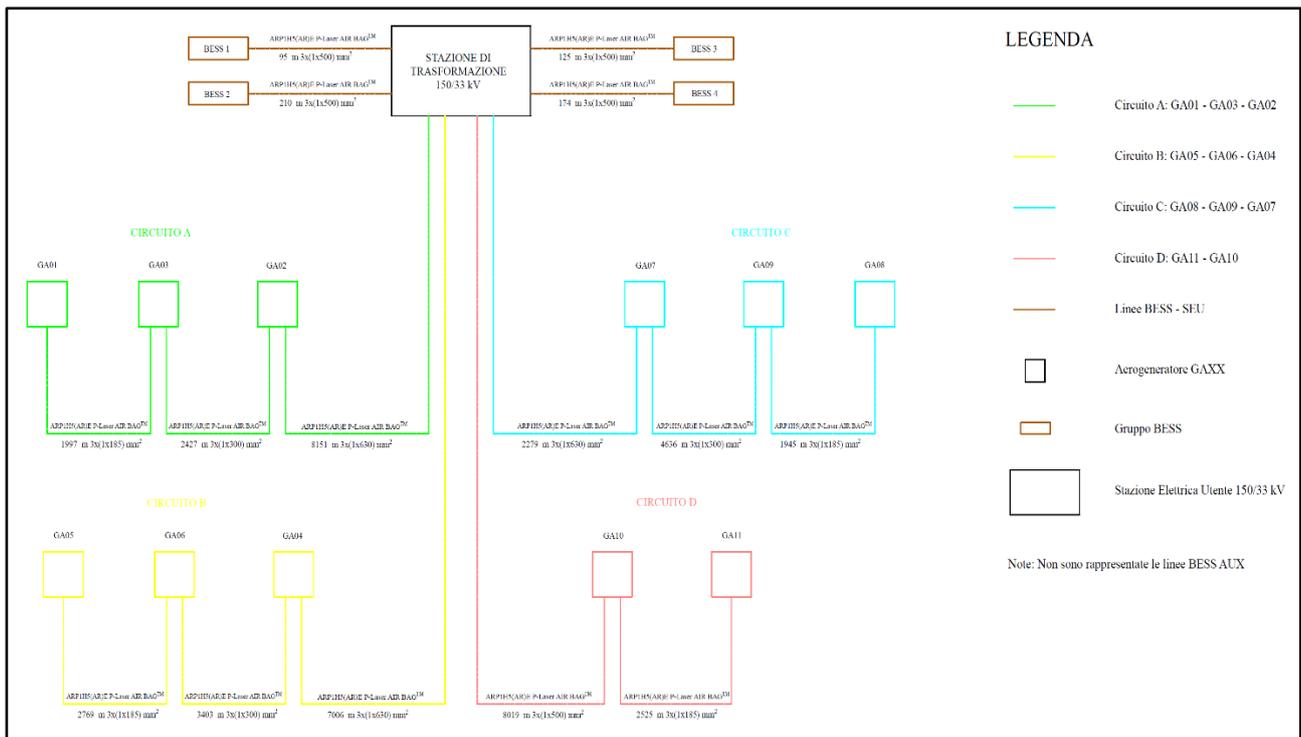


Figura 4.1: Schema a blocchi del Parco Eolico Gallura

Nel seguito sono riportati le planimetrie di distribuzione delle linee a 33 kV per i 4 circuiti e della linea a 150 kV e i relativi dettagli.

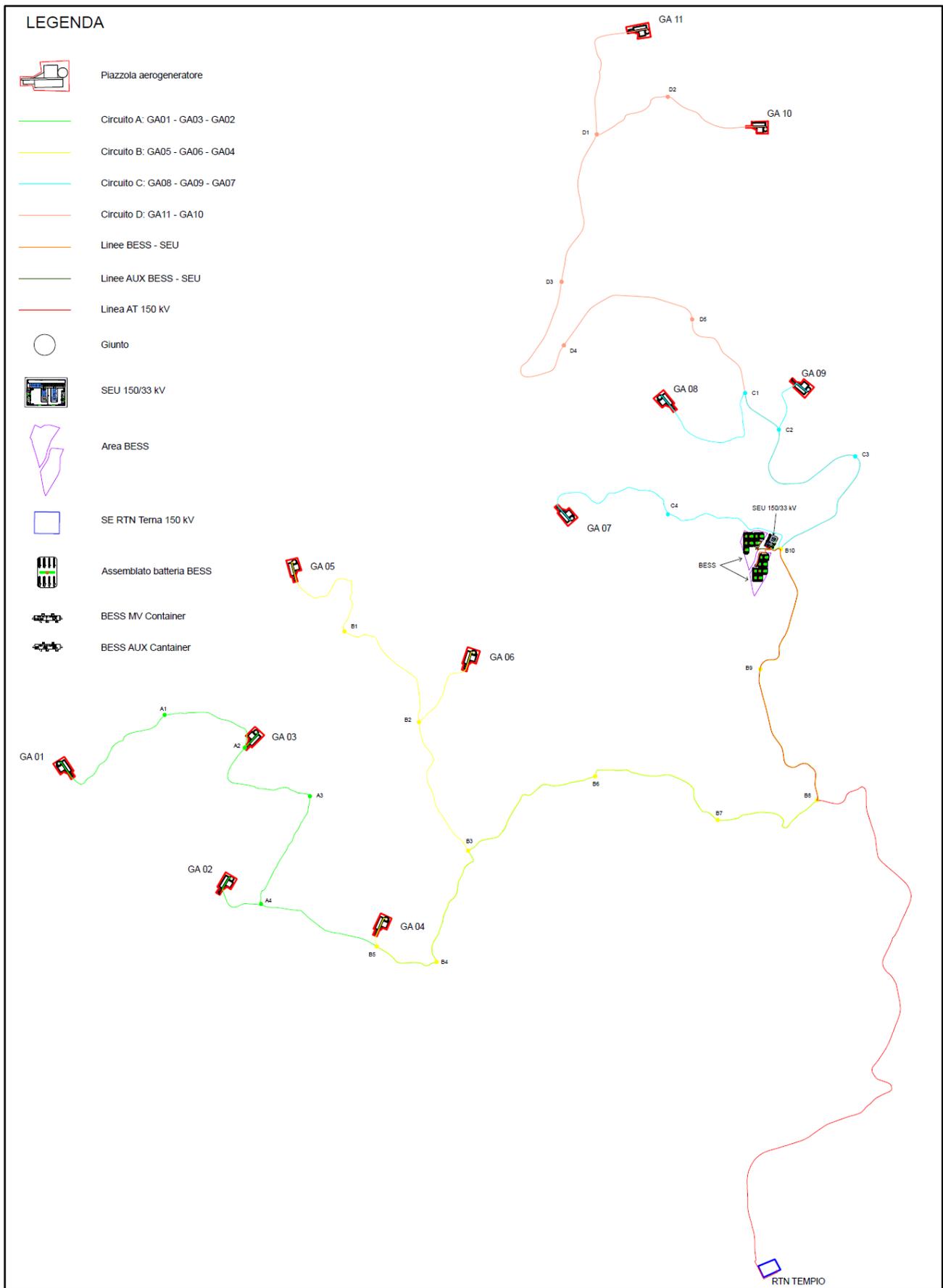


Figura 4.2: Planimetria generale di distribuzione linee a 33 kV e a 150 kV di collegamento, SEU 150/33 kV, BESS e SE RTN 150 kV

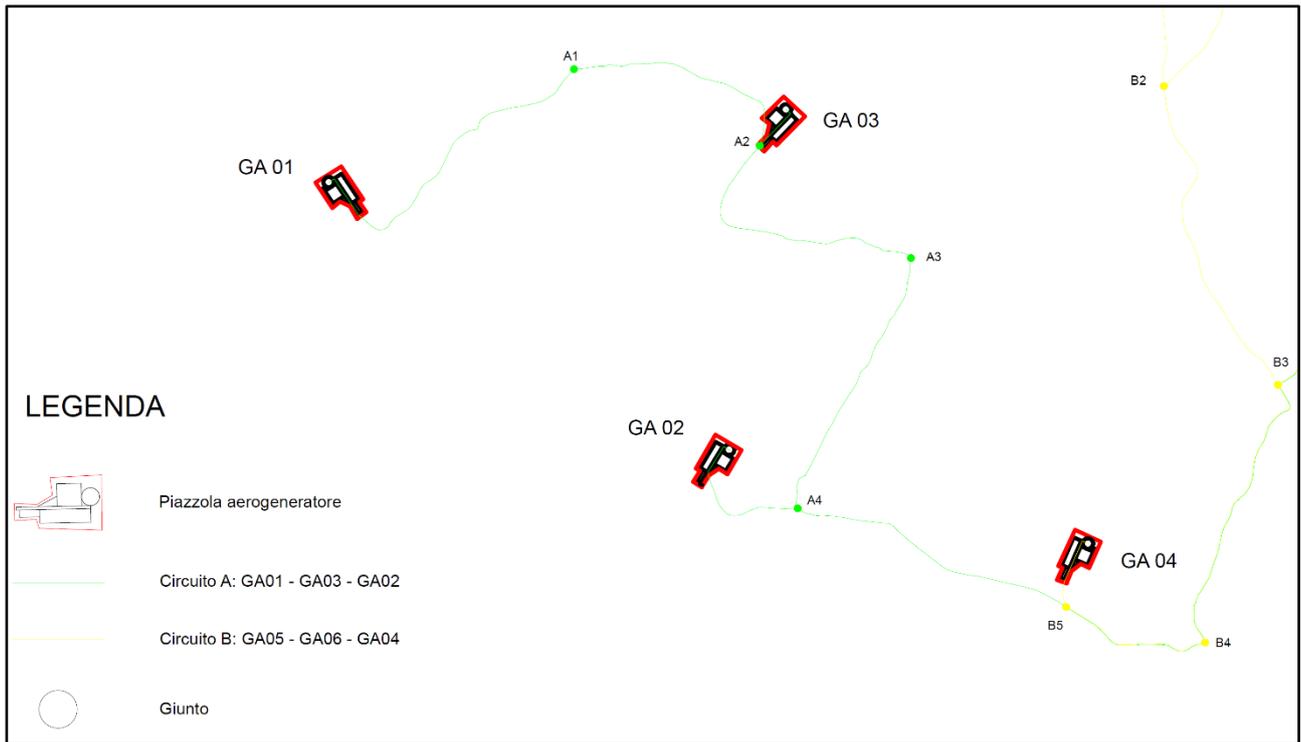


Figura 4.3: Dettaglio 1 - planimetria di distribuzione linee a 33 kV di collegamento tra gli aerogeneratori

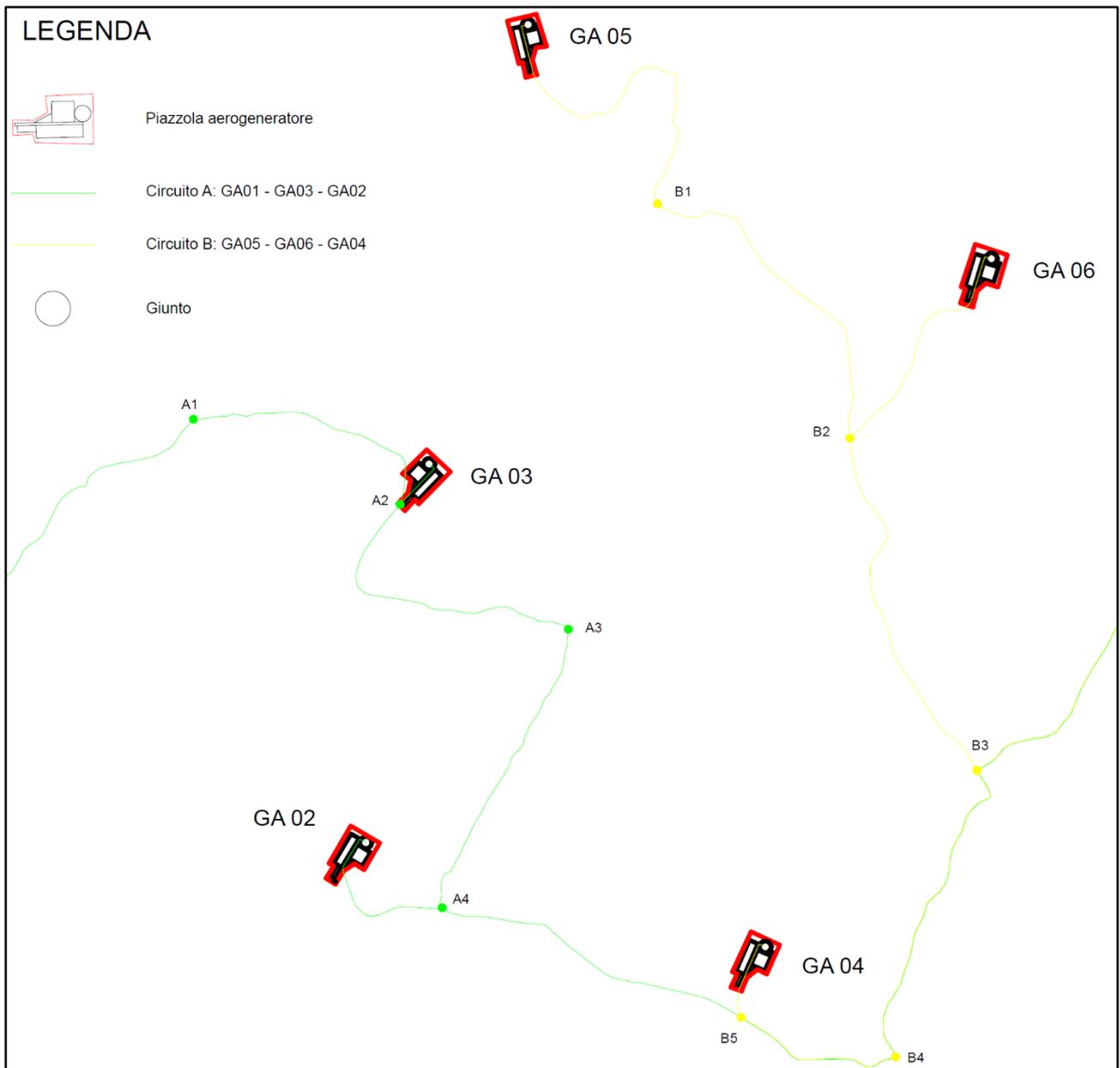


Figura 4.4: Dettaglio 2 - planimetria di distribuzione linee a 33 kV di collegamento tra gli aerogeneratori



Figura 4.5: Dettaglio 3 - planimetria di distribuzione linee a 33 kV di collegamento tra gli aerogeneratori e arrivo linea a 150 kV alla SE RTN 150 kV

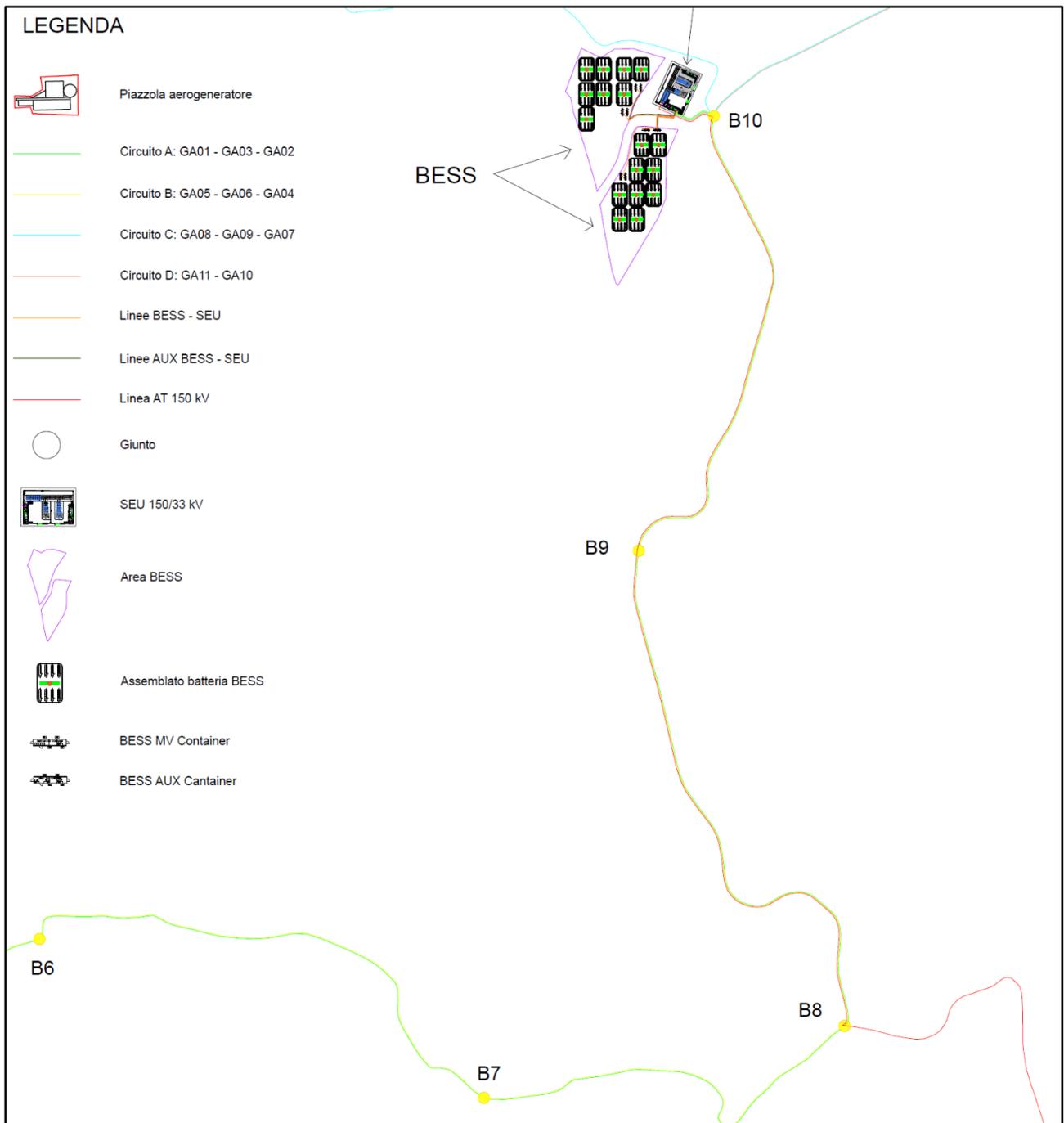


Figura 4.6: Dettaglio 4 - planimetria di distribuzione linee a 33 kV di collegamento tra i circuiti e la SEU 150/33 kV e tra la SE RTN a 150 kV e la SEU 150/33 kV

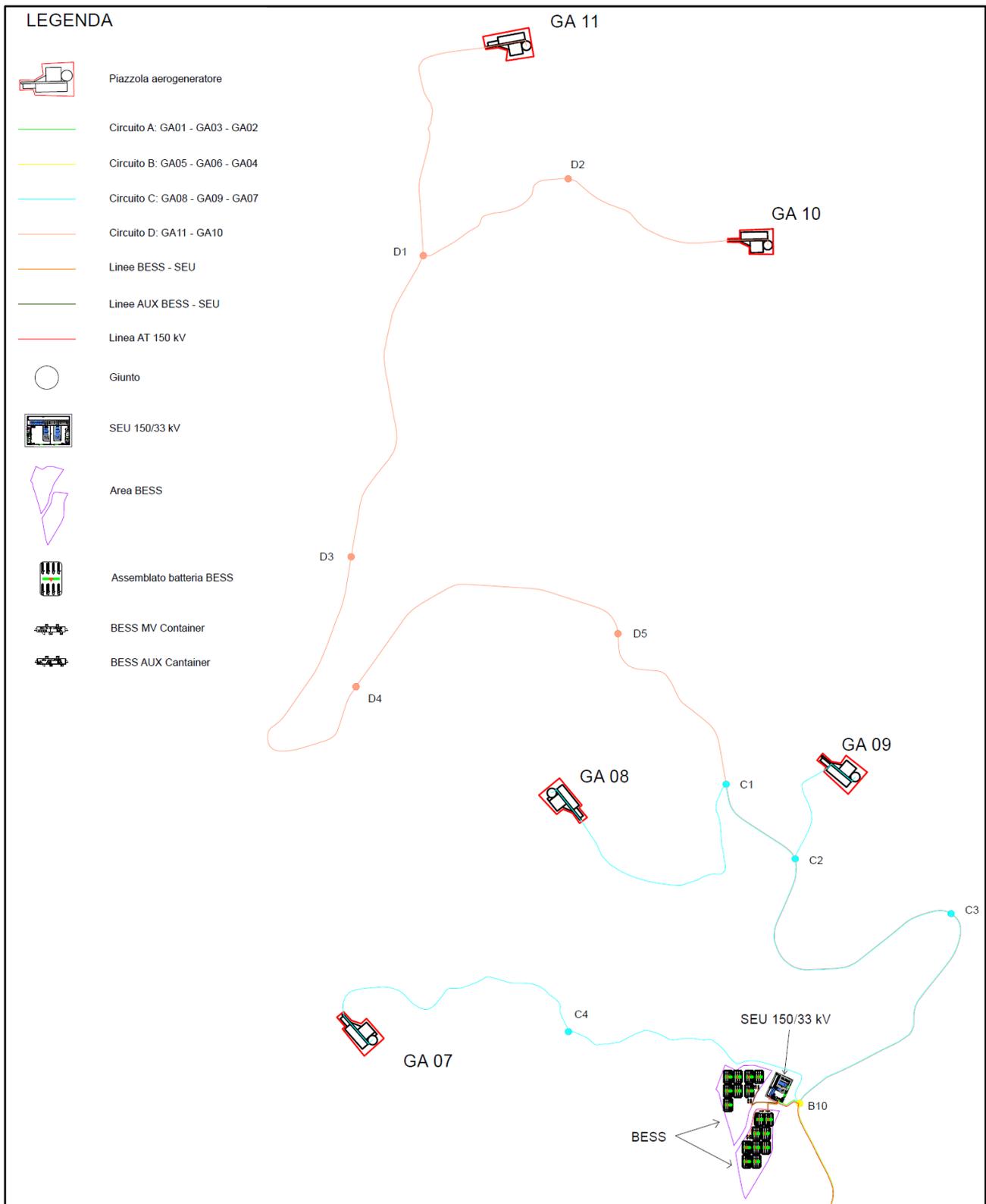


Figura 4.7: Dettaglio 5 - planimetria di distribuzione linee a 33 kV di collegamento tra gli aerogeneratori

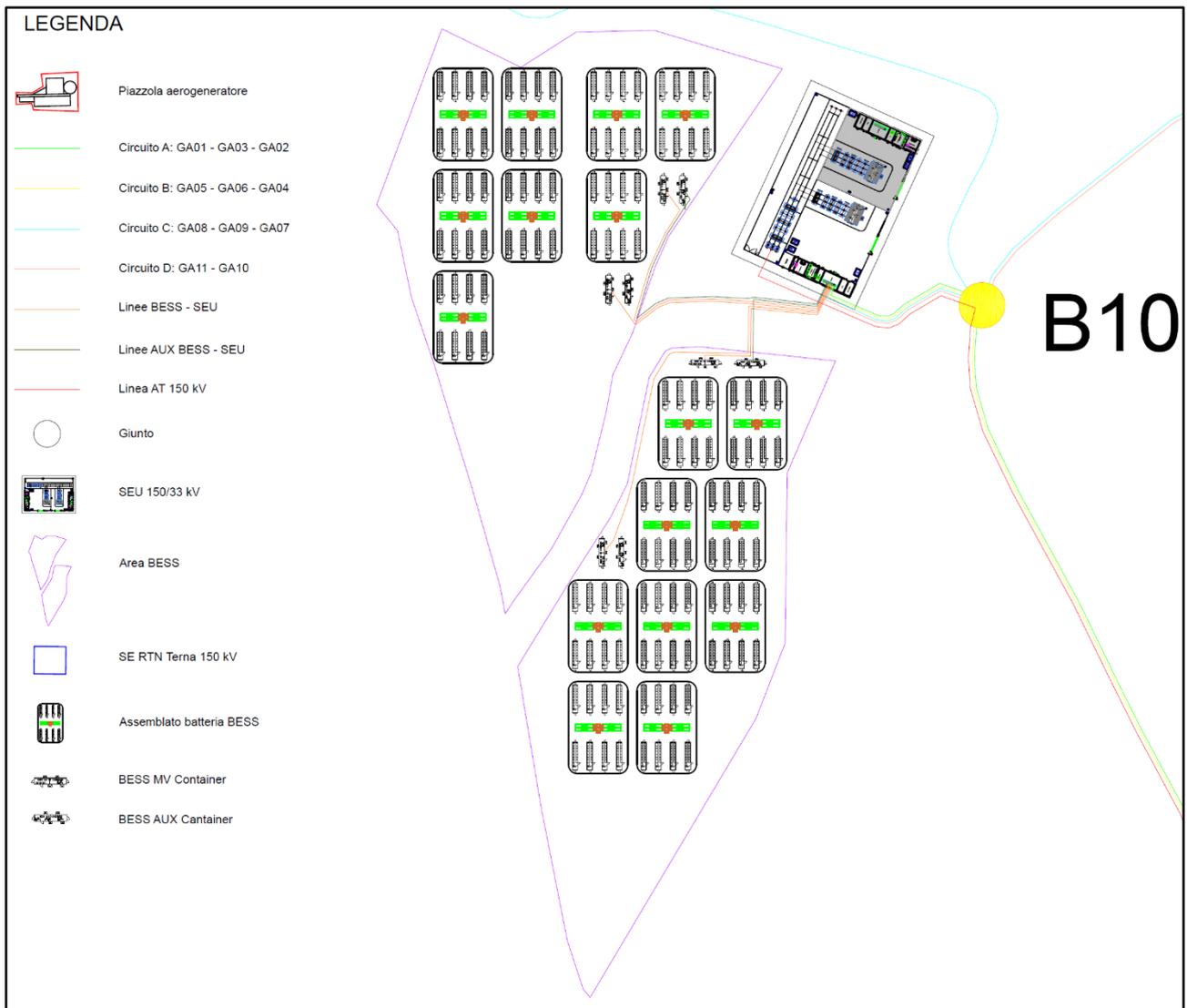


Figura 4.8: Dettaglio 6 - planimetria di distribuzione linee a 33 kV di collegamento tra i circuiti, il BESS e la SEU 150/33 kV e linea a 150 kV in ingresso alla SEU 150/33 kV

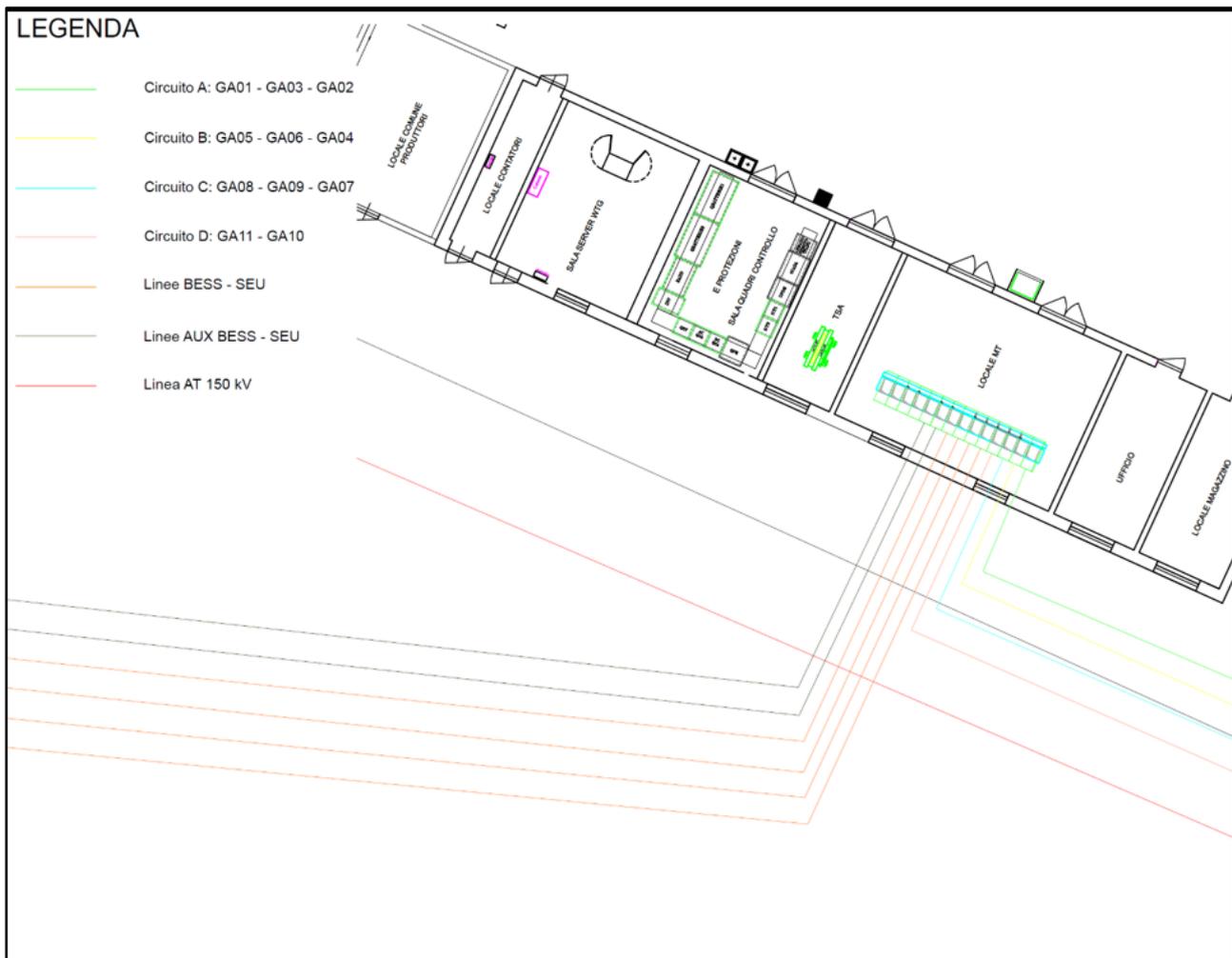


Figura 4.9: Dettaglio 7 – arrivo linee a 33 kV al quadro di Media Tensione a 33 kV della SEU 150/33 kV

5. DIMENSIONAMENTO ELETTRICO DELLE LINEE A 33 KV

5.1. Criterio di dimensionamento

La sezione dei cavi elettrici a 33 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 del cavo a 33 kV utilizzato

Il cavo impiegato 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 monitore 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 33 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 nel documento di progetto “LTOE070 Sezioni tipiche delle trincee di cavidotto utente”, nel quale le misure sono espresse in mm.

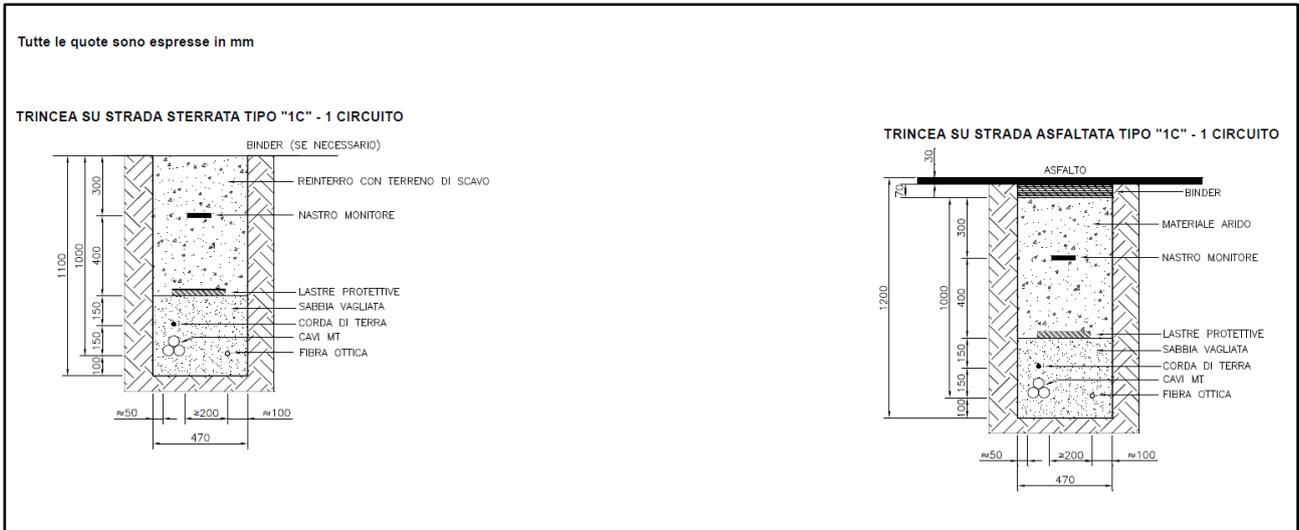


Figura 5.2.1: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per una terna di cavi su strada sterrata e asfaltata

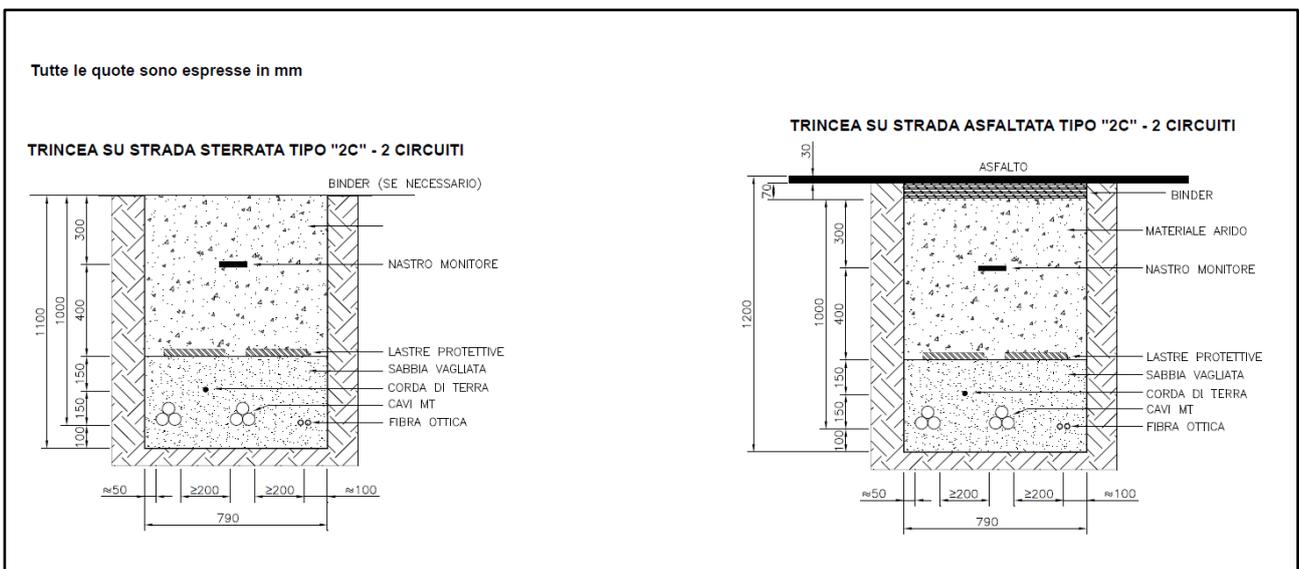


Figura 5.2.2: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per due terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

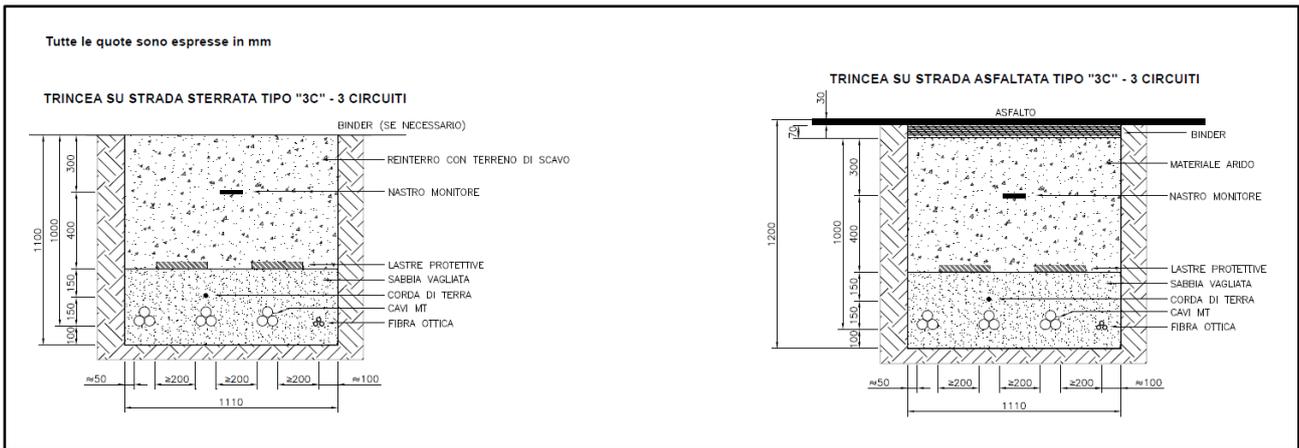


Figura 5.2.3: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per tre terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

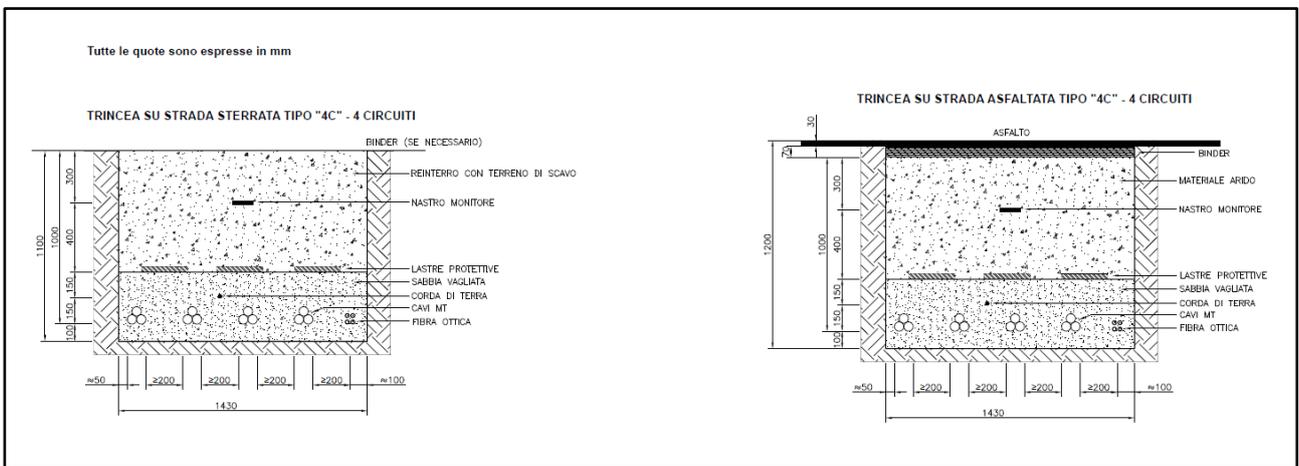


Figura 5.2.4: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per quattro terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

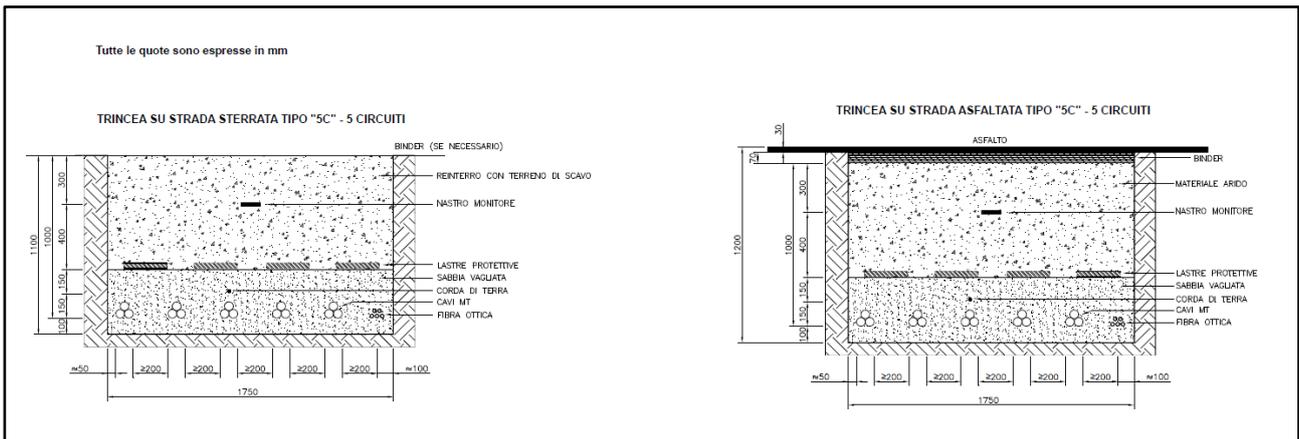


Figura 5.2.5: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per cinque terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

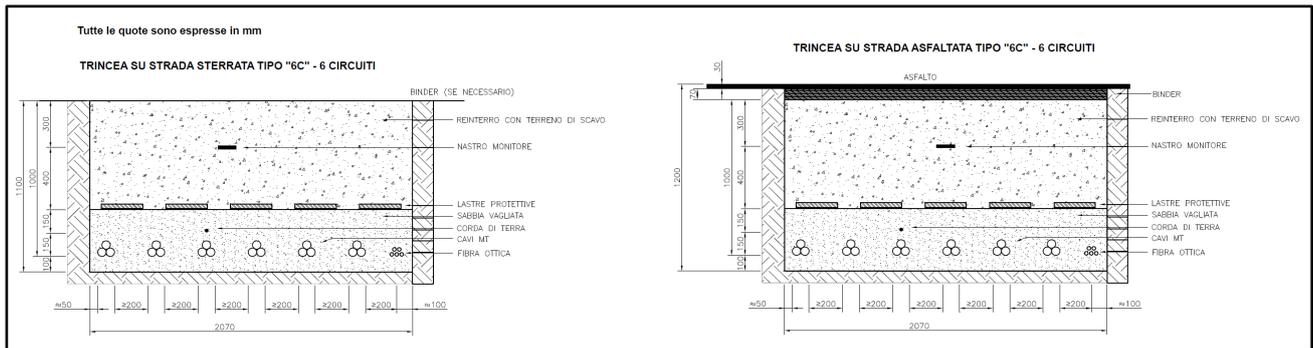


Figura 5.2.6: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per cinque sei di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

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.

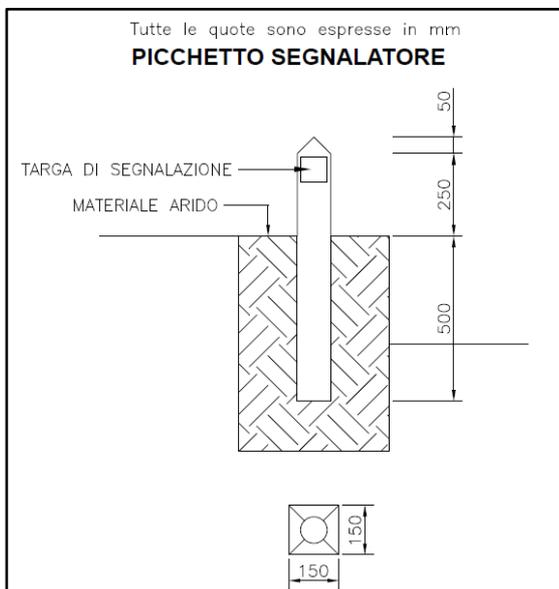


Figura 5.2.7: Sezione tipica del picchetto segnalatore

Considerando che le sezioni del cavo utilizzato sono di 185 mm², 300 mm², 500 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
500	0,089	0,100	636
630	0,0739	0,099	725

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

(*) I valori della portata nominale sono forniti dal costruttore per posa a trifoglio, direttamente interrata, ρ = 1 °C m/W.

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. 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 33 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 Gallura 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 mm² o le sezioni di 300 mm², 500 mm² e 630 mm².

Per quanto riguarda il fattore di correzione per resistività termica del suolo diversa da 1,5 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 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 cavi a 33 kV esistenti in parallelo sullo stesso piano orizzontale può essere desunto dagli elaborati grafici “LTOE066 Planimetria sottocampi elettrici MT su CTR (generale)”, “LTOE067 Planimetria sottocampi elettrici MT su CTR (per circuiti)”, nonché dalle **Figure 4.2 ÷ 4.8** e dalla **Tabella 5.3.2** e **Tabella 5.3.3** sotto riportate, i valori di k_4 si ottengono dai valori della Tabella B.19 della Norma IEC 60502-2 e considerando la distanza di separazione delle terne adiacenti in parallelo sullo stesso piano orizzontale pari a 0,20 m.

TRATTA			CIRCUITO A		CIRCUITO B		CIRCUITO C		CIRCUITO D	
DA	A	LUNGHEZZA [m]	N. CAVI	FORMAZIONE CAVO						
GA01	A1	1078	1	3x(1x185)						
A1	A2	744	1	3x(1x185)						
GA03	A2	175	2	3x(1x185) + 3x(1x300)						
A2	A3	880	1	3x(1x300)						
A3	A4	874	1	3x(1x300)						
GA02	A4	498	2	3x(1x300) + 3x(1x630)						
A4	B5	903	1	3x(1x630)						
GA05	B1	1081			1	3x(1x185)				
B1	B2	977			1	3x(1x185)				
GA06	B2	711			2	3x(1x185) + 3x(1x300)				
B2	B3	1052			1	3x(1x300)				
B3	B4	905	1	3x(1x630)	2	3x(1x300) + 3x(1x630)				
B4	B5	479	1	3x(1x630)	2	3x(1x300) + 3x(1x630)				
GA04	B5	256			2	3x(1x300) + 3x(1x630)				
B3	B6	1148	1	3x(1x630)	1	3x(1x630)				
B6	B7	1080	1	3x(1x630)	1	3x(1x630)				
B7	B8	873	1	3x(1x630)	1	3x(1x630)				
B8	B9	1176	1	3x(1x630)	1	3x(1x630)				
B9	B10	1000	1	3x(1x630)	1	3x(1x630)				
GA11	D1	1113							1	3x(1x185)
GA10	D2	802							2	3x(1x185) + 3x(1x500)
D2	D1	610							2	3x(1x185) + 3x(1x500)
D1	D3	1132							1	3x(1x500)
D3	D4	1175							1	3x(1x500)
D4	D5	1137							1	3x(1x500)
D5	C1	717							1	3x(1x500)
GA08	C1	1108					1	3x(1x185)		
C1	C2	374					1	3x(1x185)	1	3x(1x500)
GA09	C2	463					2	3x(1x185) + 3x(1x300)		
C2	C3	1034					1	3x(1x300)	1	3x(1x500)
C3	B10	949					1	3x(1x300)	1	3x(1x500)
GA07	C4	1194					2	3x(1x300) + 3x(1x630)		
C4	B10	996					2	3x(1x300) + 3x(1x630)		
B10	SEU 150/33 kV	89	1	3x(1x630)	1	3x(1x630)	1	3x(1x630)	1	3x(1x500)

Tabella 5.3.2: Singole tratte delle linee a 33 kV per i vari circuiti

Linea	TRATTA			FORMAZIONE CAVO
	DA	A	LUNGHEZZA [m]	
Linea 1 BESS - SEU	BESS 1	SEU 150/33 kV	95	3x(1x500)
Linea 2 BESS - SEU	BESS 2	SEU 150/33 kV	210	3x(1x500)
Linea 3 BESS - SEU	BESS 3	SEU 150/33 kV	125	3x(1x500)
Linea 4 BESS - SEU	BESS 4	SEU 150/33 kV	174	3x(1x500)
Linea 1 AUX BESS - SEU	BESS 1 AUX	SEU 150/33 kV	72	3x(1x185)
Linea 2 AUX BESS - SEU	BESS 4 AUX	SEU 150/33 kV	169	3x(1x185)

Tabella 5.3.3: Linee a 33 kV di collegamento tra BESS e SEU 150/33 kV

Numero circuiti in parallelo	1	2	3	4	5	6
K₄	1	0,83	0,73	0,68	0,63	0,61

Tabella 5.3.4: 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.

5.4. 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 longitudinali del cavo.

Tenendo presente che la tensione di esercizio del cavo è $V = 33$ 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:

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

5.5. 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 33 kV.

LINEA	DA	A	L [m]	SEZIONE [mm ²]	I _b [A]	I _z [A]	$\Delta V_r, \%$	$\Delta P_r, \%$
CIRCUITO A	GA01	GA03	1.997	185	140,0	299,3	0,364	
	GA03	GA02	2.427	300	280,0	391,3	0,607	
	GA02	SEU 150/33 KV	8.151	630	419,9	478,2	1,970	
							SOMMA	SOMMA
						2,942	1,953	
CIRCUITO B	GA05	GA06	2.769	185	140,0	299,3	0,505	
	GA06	GA04	3.403	300	280,0	344,1	0,851	
	GA04	SEU 150/33 KV	7.006	630	419,9	478,2	1,69	
							SOMMA	SOMMA
						3,05	1,93	
CIRCUITO C	GA08	GA09	1.945	185	140,0	299,3	0,355	
	GA09	GA07	4.636	300	280,0	320,6	1,16	
	GA07	SEU 150/33 KV	2.279	630	419,9	478,2	0,551	
							SOMMA	SOMMA
						2,07	1,21	
CIRCUITO D	GA11	GA10	2.525	185	140,0	299,3	0,461	
	GA10	SEU 150/33 KV	8.019	500	280,0	419,5	1,46	
							SOMMA	SOMMA
						1,92	1,39	

Tabella 6.1: Calcolo del dimensionamento delle linee elettriche a 33 kV

Nella **Tabella 6.2** sono riportate le lunghezze, le sezioni, le cadute di tensione e le perdite di potenze relative alle linee interrate a 33 kV di collegamento tra il BESS e la SEU 150/33 kV.

LINEA	DA	A	L [m]	SEZIONE [mm ²]	$\Delta V_r, \%$	$\Delta P_{r, \% \text{TOT}}$
Linea 1 BESS-SEU	BESS 1	SEU 150/33 kV	95	500	0,0236	0,0091
Linea 2 BESS-SEU	BESS 2	SEU 150/33 kV	210	500	0,0418	0,0161
Linea 3 BESS-SEU	BESS 3	SEU 150/33 kV	125	500	0,0249	0,0096
Linea 4 BESS-SEU	BESS 4	SEU 150/33 kV	174	500	0,0347	0,0134
Linea 1 AUX BESS-SEU	BESS 1 AUX	SEU 150/33 kV	72	185	0,0414	0,002
Linea 2 AUX BESS-SEU	BESS 4 AUX	SEU 150/33 kV	169	185	0,0097	0,0047

Tabella 6.1: Calcolo del dimensionamento delle linee elettriche a 33 kV di collegamento tra BESS e SEU 150/33 kV

7. DIMENSIONAMENTO ELETTRICO CAVI AT

Il collegamento tra la Stazione Elettrica di trasformazione Utente 150/33 kV, nel Comune di Luras, e la Stazione Elettrica della RTN a 150 kV, denominata “Tempio”, nel Comune di Calangianus, è realizzato tramite una linea interrata a 150 kV di lunghezza di circa 7,2 km ed è composta da una terna di cavi unipolari ARE4H5E (o similari) del costruttore Prysmian, di sezione di 1000 mm², in accordo con lo standard IEC 60840, con conduttore in alluminio, schermo semiconduttivo del conduttore, isolamento in polietilene reticolato XLPE, U₀/U_n (U_{max}) 87/150 (170) kV, portata nominale di 750 A, schermo semiconduttivo dell'isolamento, schermo metallico e guaina di protezione esterna in alluminio saldata longitudinalmente.

Il cavo a 150 kV è installato secondo una posa a trifoglio a 1,60 m dal piano del suolo e su un letto di sabbia di 0,1 m, sono ricoperti da uno strato di sabbia di 0,4 m al di sopra del quale una lastra protettiva in cemento ne assicura la protezione meccanica.

A 0,7 m dal piano del suolo un nastro monitore ha lo scopo di segnalare la presenza dei cavi al fine di evitarne eventuali danneggiamenti seguenti ad eventuali scavi da parte di terzi.

La terna di cavi in AT è distante sul piano orizzontale almeno 0,3 m dal cavo in fibra ottica, mentre nel letto di sabbia è previsto anche un cavo unipolare di protezione, così come rappresentato nel dettaglio dell'elaborato di progetto “LTOE089 Sezione tipica delle trincea di cavidotto AT”.

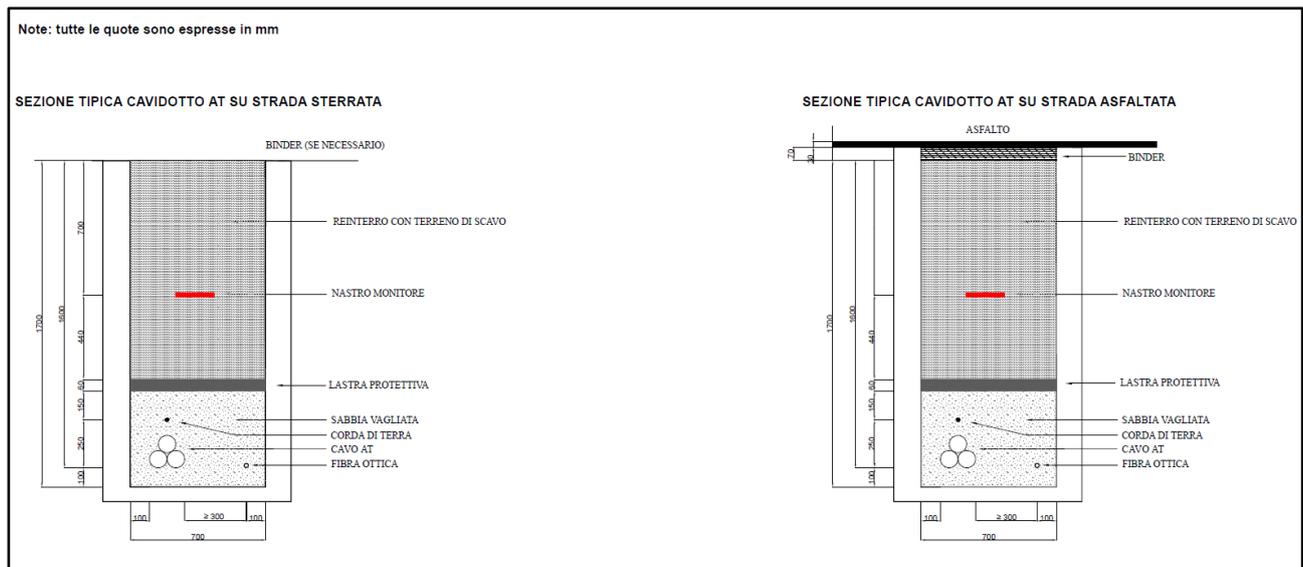


Figura 7.1: Sezione tipica del cavidotto AT di connessione tra la SEU 150/33 kV e il nuovo stallo della Stazione Elettrica della RTN a 150 kV denominata “Tempio” su strada sterrata e asfaltata

La scelta della sezione dei cavi presi in considerazione è stata effettuata in modo che la corrente di impiego I_b risulti inferiore alla portata effettiva del cavo stesso e tenendo presente le condizioni di posa adottate.

La **Tabella 7.1** riporta i risultati ottenuti relativi al dimensionamento a 150 kV.

Cavo AT a 150 kV	Lunghezza [m]	Sezione [mm ²]	Potenza [MW]	Corrente di impiego [A]	Portata effettiva [A]	$\Delta V_{r,\%}$	$\Delta Pr,\% \text{ TOT}$
ARE4H5E	7.200	1000	144,0	615,8	727,5	0,357	0,0828

Tabella 7.1: Calcolo del dimensionamento del cavo a 150 kV

La scelta dei particolari cavi AT e delle relative condizioni di posa potranno comunque subire modifiche, non sostanziali, in fase di progettazione esecutiva, a seconda delle condizioni operative riscontrate.

8. CONCLUSIONI

Come si evince dalla **Tabella 6.1**, la corrente di progetto lungo ogni tratta di linea a 33 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 33 kV presi in considerazione è adeguata al trasporto della potenza richiesta.

La scelta della sezione del cavo di collegamento in Alta Tensione tra la SEU 150/33 kV di Luras e il nuovo stallo della Stazione Elettrica 150 kV Terna di Calangianus risulta essere adeguata in quanto le correnti di progetto risultano inferiori alle portate effettive con una minima caduta di tensione relativa percentuale.