

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



## PROGETTO DEFINITIVO PARCO EOLICO GALLURA

Titolo elaborato:

### RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN TERNA

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  
LTOE084

Formato  
A4

Scala  
/

Foglio  
1 di 65

## Sommarario

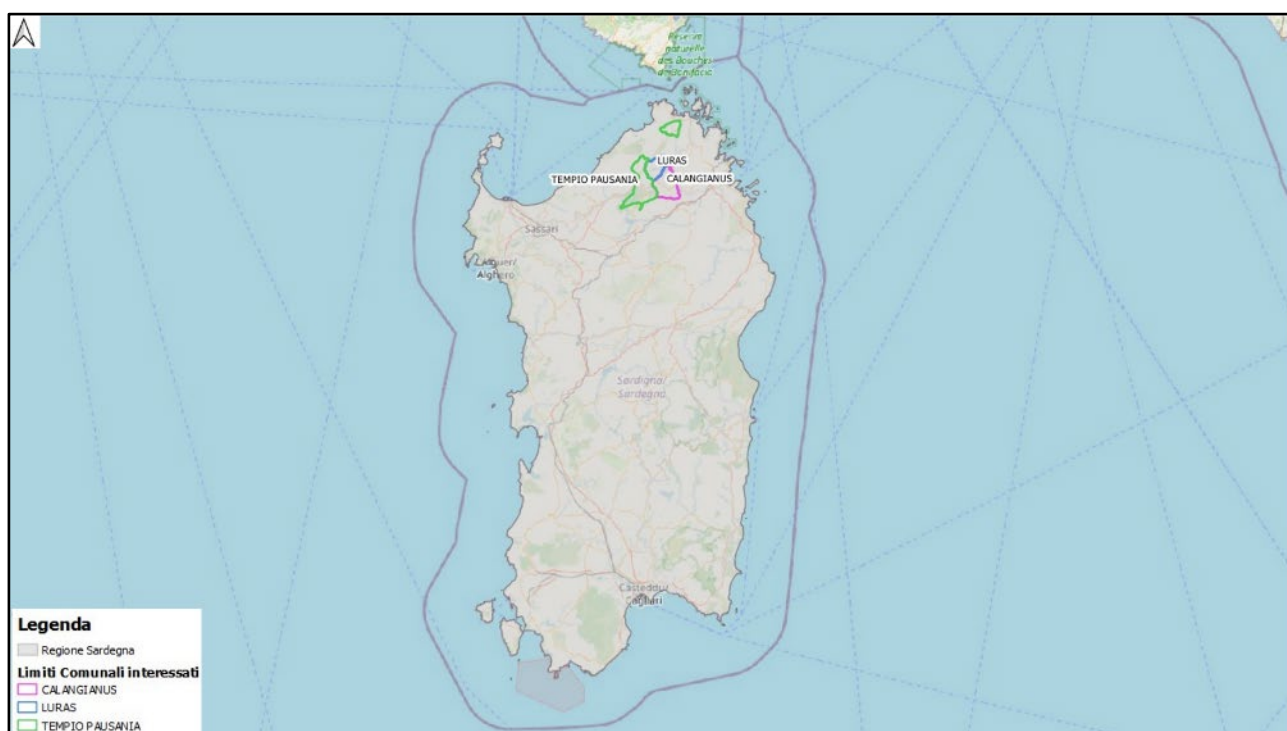
1. PREMESSA .....	4
2. NORMATIVE DI RIFERIMENTO .....	4
3. DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO.....	6
4. LOCALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO.....	7
5. AEROGENERATORE DI PROGETTO .....	10
5.1 Descrizione generale dell'aerogeneratore.....	10
5.2 Quadri elettrici in Media Tensione a 33 kV degli aerogeneratori.....	13
6. DISTRIBUZIONE A 33 KV E SCHEMA ELETTRICO DEL PARCO EOLICO .....	16
6.1. Sistema di distribuzione a 33 kV .....	16
6.2. Schema di collegamento elettrico .....	25
6.3. Linee di cavi elettrici a 33 kV .....	32
6.4. Tipologia posa e dati tecnici del cavo di collegamento utilizzato .....	34
6.5. Dimensionamento delle linee elettriche a 33 kV .....	39
7. SOTTOSTAZIONE ELETTRICA DI UTENTE.....	41
7.1 Descrizione Stazione Elettrica Utente.....	44
7.2 Apparecchiature AT 150 KV .....	45
7.3 Sistemi di misura .....	46
7.4 Sistema di automazione .....	46
7.5 Sistema di protezione .....	46
7.6 Servizi ausiliari.....	47
7.7 Rete di terra .....	47
7.8 Edificio di comando e controllo .....	48
7.9 Opere civili .....	49
8. ANALISI DEL RISCHIO ELETTROCUZIONE .....	49
9. STAZIONE DI CONDIVISIONE .....	51

10. IMPIANTO BESS .....	53
11. CAVO DI ALTA TENSIONE .....	59
12. STALLO ARRIVO PRODUTTORE.....	60

## 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

Nella presente trattazione sono descritte le opere elettriche inerenti al parco eolico in questione.

## 2. NORMATIVE DI RIFERIMENTO

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

- ✓ 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 totale in immissione di 144,0 MWp ed è costituito da 11 aerogeneratori di potenza pari a 7,2 MWp, altezza torre pari a 114 m e rotore pari a 172 m, collegati tra loro mediante un sistema di cavi interrati a 33 kV, opportunamente dimensionati e collegati alla Stazione Elettrica di trasformazione Utente (SEU) 150/33 kV nel Comune di Luras, e da un impianto di accumulo di energia (BESS, Battery Energy Storage System) di potenza pari a 64,8 MWp, collegato alla SEU 150/33 kV mediante cavi interrati a 33 kV.

La SEU 150/33 kV è collegata, mediante un cavo interrato in Alta Tensione a 150 kV, di lunghezza di circa 7,2 km, alla Stazione Elettrica (SE) della RTN 150 kV denominata “Tempio” nel Comune di Calangianus.

Gli aerogeneratori sono indipendenti da un punto di vista topografico, strutturale ed elettrico e sono dotati di generatori asincroni trifase.

Ognuno di essi è in grado di assolvere alle funzioni di controllo e protezione ed è caratterizzato, all’interno della torre, da:

- arrivo cavo Bassa Tensione (690 V) dal generatore al trasformatore;
- trasformatore da Bassa Tensione a Media Tensione (0,69/33 kV);
- sistema di rifasamento del trasformatore;
- cella in Media Tensione a 33 kV di arrivo linea e di protezione del trasformatore;
- quadro Bassa Tensione (690 V) di alimentazione dei servizi ausiliari;
- quadro di controllo locale.

Le opere ed infrastrutture previste riguardano:

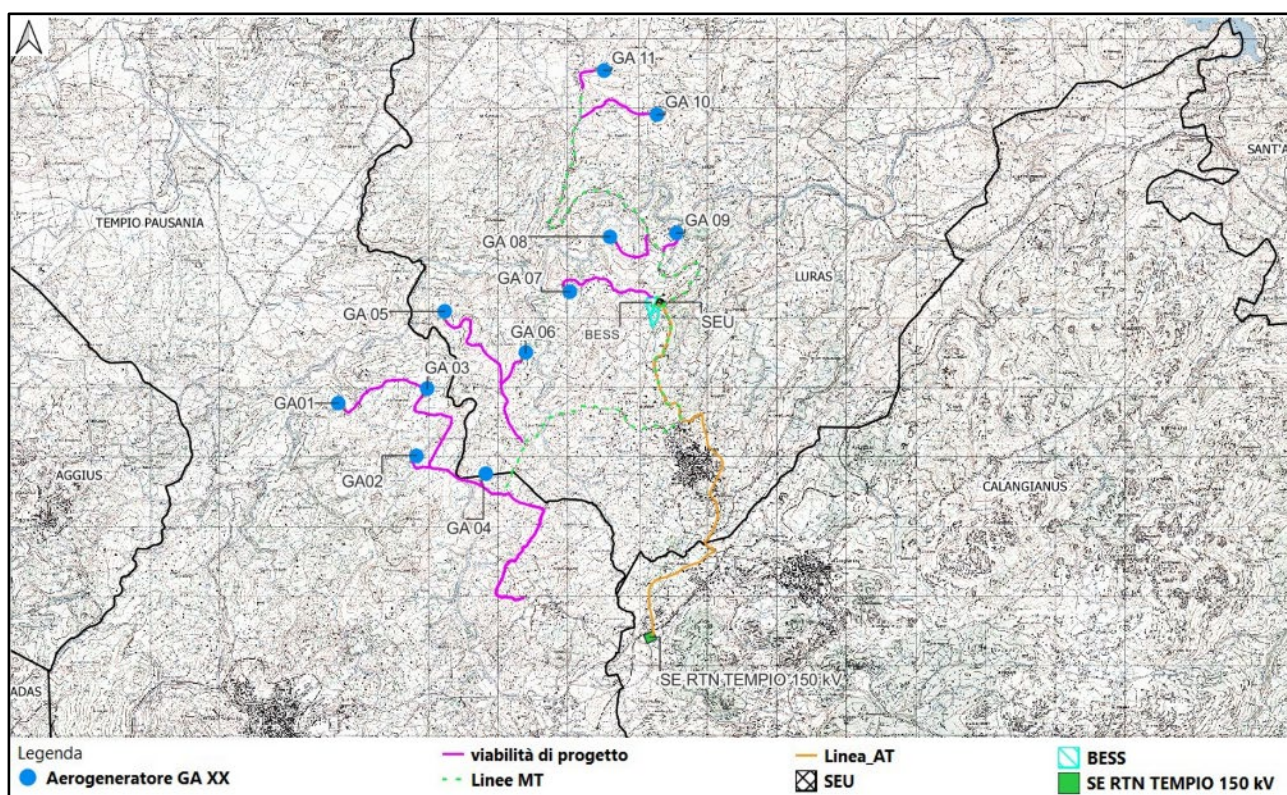
- Opere civili: comprendenti l'esecuzione dei plinti di fondazione delle macchine eoliche, la realizzazione delle piazzole degli aerogeneratori, l'adeguamento e/o ampliamento della rete viaria esistente nel sito e la realizzazione della viabilità di servizio interna all'impianto;
- Opere impiantistiche: comprendenti l'installazione degli aerogeneratori e l'esecuzione dei collegamenti elettrici in cavidotti interrati.

All'interno della SEU è raccolta l'energia prodotta a 33 kV (Media Tensione) ed è trasformata a 150 kV (Alta Tensione).

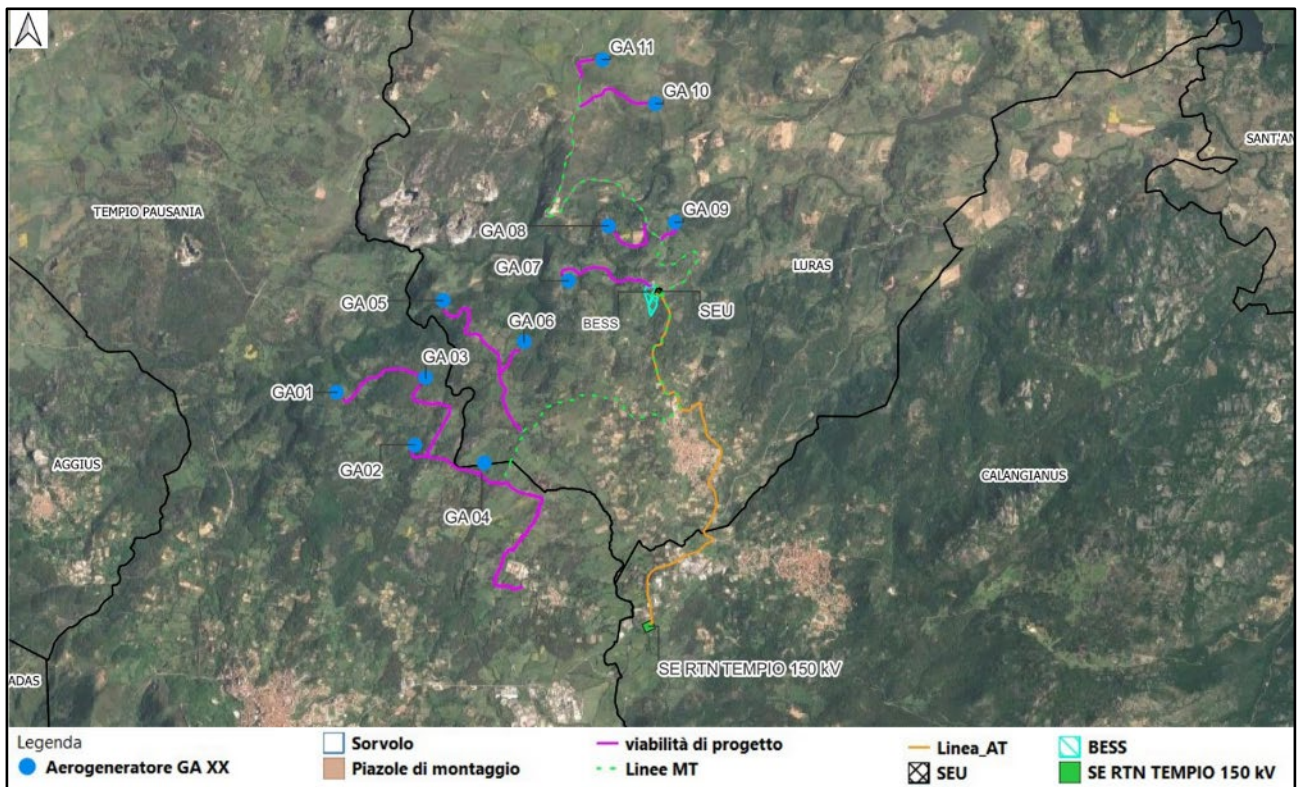
In quest'ultima è presente un trasformatore elevatore 150/33 kV di potenza di 180 MVA oltre al sistema di monitoraggio, comando, misura e supervisione dell'intero impianto, in grado di valutarne le prestazioni ed il funzionamento da remoto.

#### 4. LOCALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO

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 SEU 150/33 kV, e il Comune di Calangianus (SS), dove ricade lo stallo a 150 kV all'interno della SE RTN Terna 150 kV "Tempio" di futura realizzazione (**Figura 4.1**).



**Figura 4.1:** Inquadramento territoriale del Parco Eolico Gallura con i limiti amministrativi dei comuni interessati

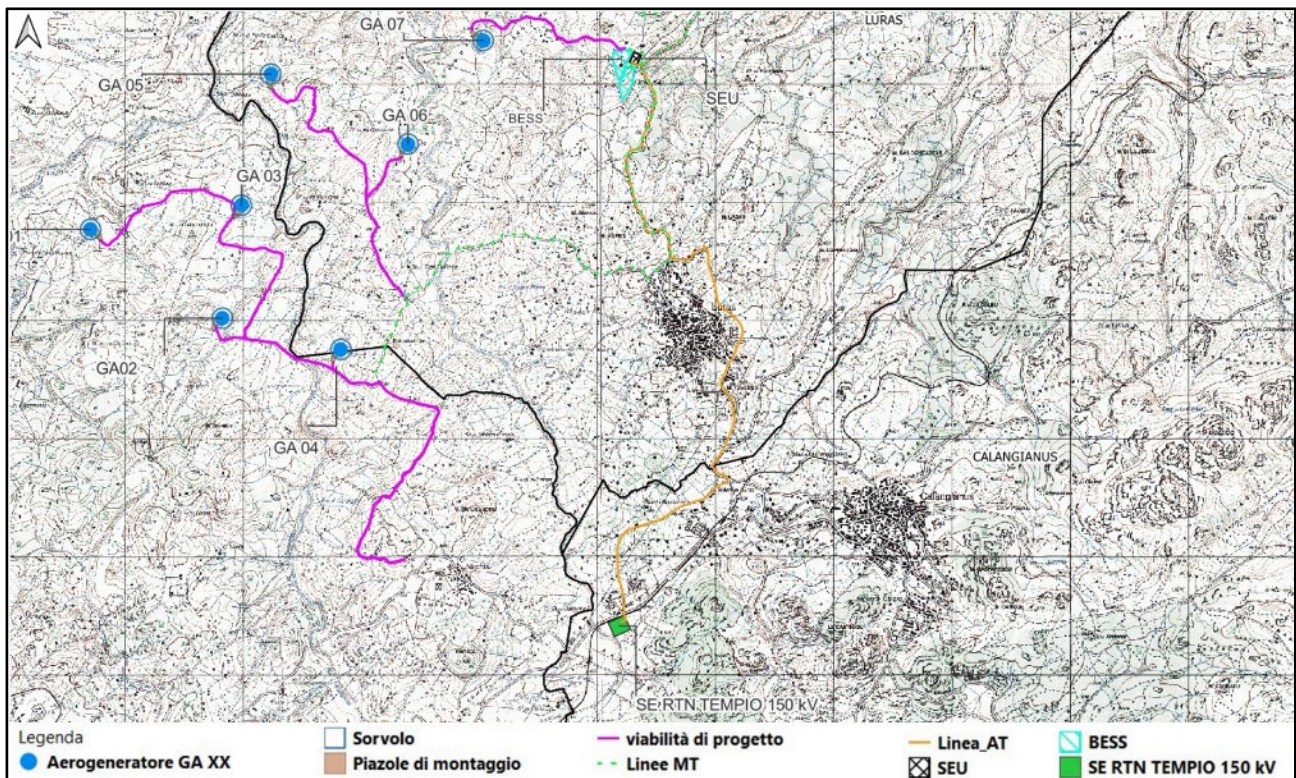


**Figura 4.2:** Layout d’impianto su ortofoto

La soluzione di connessione (soluzione tecnica minima generale STMG - Codice Pratica del preventivo di connessione 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 4.3**).

Il Gestore ha inoltre prescritto che lo stallo occupato dall’impianto debba essere condiviso con altri produttori.





**Figura 4.3:** Soluzione di connessione a 150 kV in corrispondenza della Stazione Elettrica RTN Terna 150 kV “Tempio”

Le linee elettriche interrate a 33 kV sono allocate prevalentemente in corrispondenza del sistema di viabilità interna necessario anche per la costruzione e la gestione futura dell’impianto.

Il sistema di viabilità è realizzato prevalentemente adeguando il sistema viario esistente e realizzando nuovi tratti di raccordo per consentire il transito dei mezzi eccezionali.

La SEU 150/33 kV è collegata alla SE 150 kV “Tempio” mediante la posa in opera, su strade esistenti o da realizzarsi per lo scopo, di una linea Alta Tensione a 150 kV interrata.

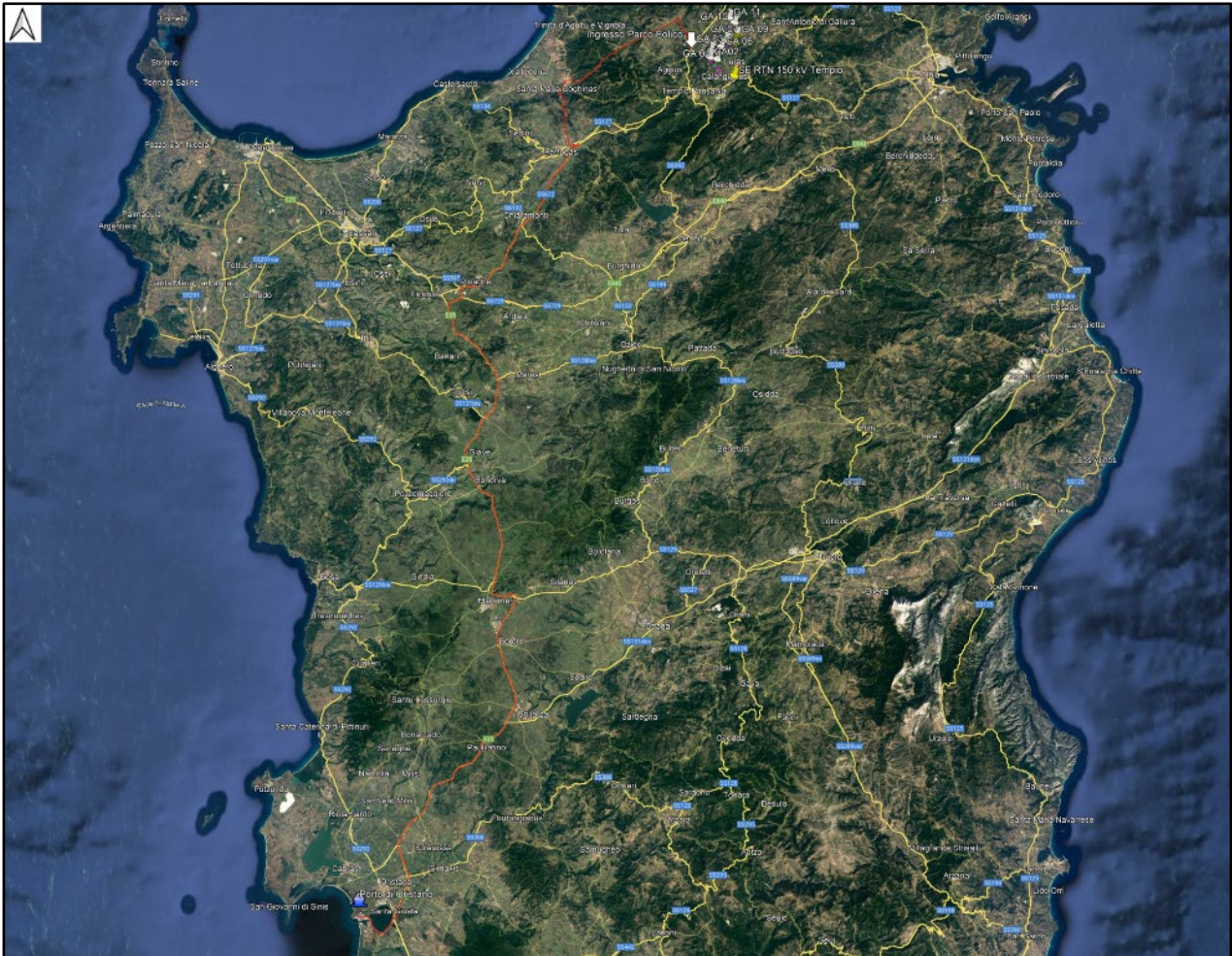


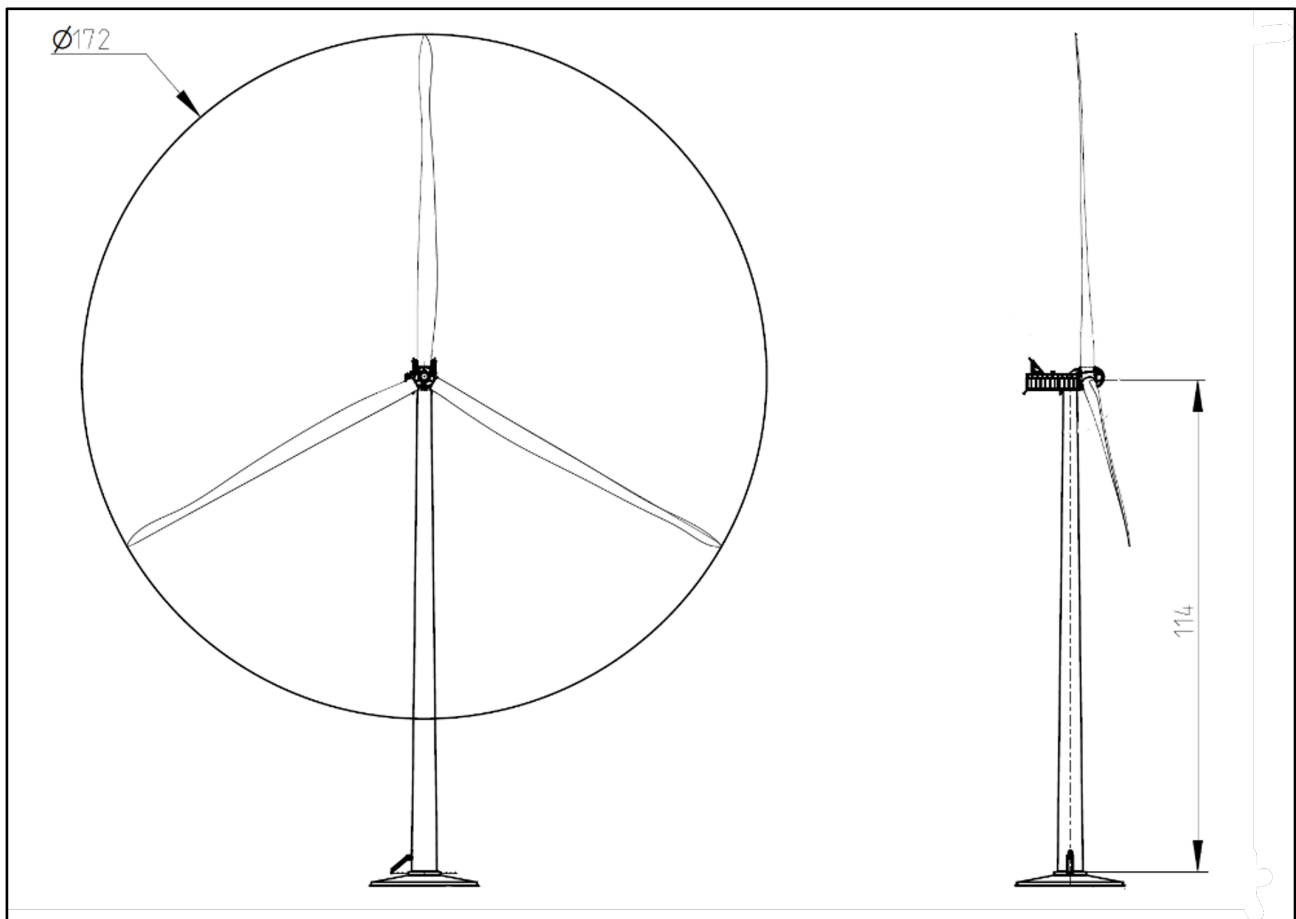
Figura 4.4: Viabilità di accesso al sito dal Porto Industriale di Oristano su immagine satellitare

## 5. AEROGENERATORE DI PROGETTO

### 5.1 Descrizione generale dell'aerogeneratore

L'aerogeneratore è una macchina rotante che trasforma l'energia cinetica del vento in energia elettrica ed è essenzialmente costituito da una torre (suddivisa in più parti), dalla navicella, dal Drive Train, dall'Hub e tre pale che costituiscono il rotore.

Per il presente progetto una delle possibili macchine che potrebbe essere installata è 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 5.1.1).



**Figura 5.1.1:** Profilo aerogeneratore V172 da 7,2 MWp – HH = 114 m – D = 172 m

Ognuno degli aerogeneratori include un sistema che esegue il controllo della potenza ruotando le pale intorno al proprio asse principale e il controllo dell'orientamento della navicella (controllo dell'imbardata), che permette l'allineamento della macchina rispetto alla direzione del vento.

Il rotore è a passo variabile in resina epossidica rinforzata con fibra di vetro, posto sopravvento al sostegno, con mozzo rigido in acciaio.

Le caratteristiche dell'aerogeneratore sopra descritto 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.

In accordo alle disposizioni dell'ENAC (Ente Nazionale per l'Aviazione Civile), ognuna delle macchine è dotata di un sistema di segnalazione notturna per la segnalazione aerea, che prevede l'utilizzo di una luce rossa sull'estradosso della navicella.

Una segnalazione diurna consistente nella verniciatura della parte estrema della pala con tre bande di colore rosso ciascuna di 6 m per un totale di 18 m è previsto per gli aerogeneratori di inizio e fine tratto.

Inoltre, ognuna delle turbine è dotata di un completo sistema antifulmine, in grado di proteggere da danni diretti ed indiretti sia la struttura (interna ed esterna) che le persone, grazie ad un sistema di conduttori integrati nelle pale del rotore, disposti ogni 5 metri per tutta la lunghezza della pala.

In questa maniera la corrente del fulmine è scaricata a terra attraverso un sistema di conduttori a bassa impedenza.

I dispositivi antifulmine previsti sono conformi agli standard della più elevata classe di protezione (Classe I), secondo lo Standard Internazionale IEC 61024-1.

Ogni aerogeneratore è dotato altresì di un sistema antincendio, grazie al quale rilevatori di Ossido di Carbonio e fumo, rilevato l'eventuale incendio, attivano un sistema di spegnimento ad acqua atomizzata ad alta pressione nel caso di incendi dei componenti meccanici e a gas inerte (azoto) nel caso di incendi dei componenti elettrici (cabine elettriche e trasformatore).

Oltre a tale sistema le navicelle sono rivestite con materiali autoestinguenti.

Le moderne turbine eoliche sono dotate di un sistema di controllo del passo di rotazione delle pale intorno al loro asse principale.

A velocità del vento dell'ordine di  $3 \div 5$  m/s la turbina si attiva, a  $10 \div 14$  m/s raggiunge la sua potenza nominale, a velocità del vento superiori il sistema di controllo assicura la limitazione della potenza della macchina e previene sovraccarichi al generatore ed agli altri componenti elettromeccanici.

A velocità del vento ancora maggiori e dell'ordine di  $22 \div 25$  m/s il sistema di controllo arresta il rotore disponendolo secondo la direzione del vento, al fine di evitare danni strutturali e meccanici.

In definitiva, tale sistema di controllo assicura il funzionamento del rotore con massimo rendimento, con velocità del vento comprese tra quelle che attivano la macchina e quella nominale, arrivando a bloccare la stessa nel caso di velocità del vento estreme.

La vita utile di una turbina è di circa 30 anni, passati i quali avverrà il relativo smantellamento ed eventuale sostituzione, ovvero si renderà necessario smaltire le varie componenti elettriche e riciclare le parti in metallo (rame e acciaio) e plastica rinforzata.

Tali operazioni avverranno in accordo con la direttiva europea Waste of Electrical and Electronic Equipment.

Si riportano di seguito le coordinate delle posizioni scelte per l'installazione degli aerogeneratori e le relative caratteristiche.

ID	Comune (Provincia)	Informazioni catastali		Coordinate geografiche		D <sub>ROTORE</sub> [m]	H <sub>HUB</sub> [m]	H <sub>TOT</sub> [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 5.1.1:** Localizzazione e caratteristiche degli aerogeneratori di progetto

## 5.2 Quadri elettrici in Media Tensione a 33 kV degli aerogeneratori

Ad ognuno degli aerogeneratori corrisponde un Quadro Elettrico a 33 kV, costituito da componenti in Media Tensione sulla piattaforma più bassa e Interruttori di protezione del trasformatore.

A seconda della posizione di ogni turbina nello schema unifilare, successivamente riportato, si ha una particolare configurazione del Quadro a 33 kV.

In particolare, nelle figure seguenti sono riportate le due configurazioni elettriche dei Quadri elettrici considerate nello schema unifilare:

- Fine Linea

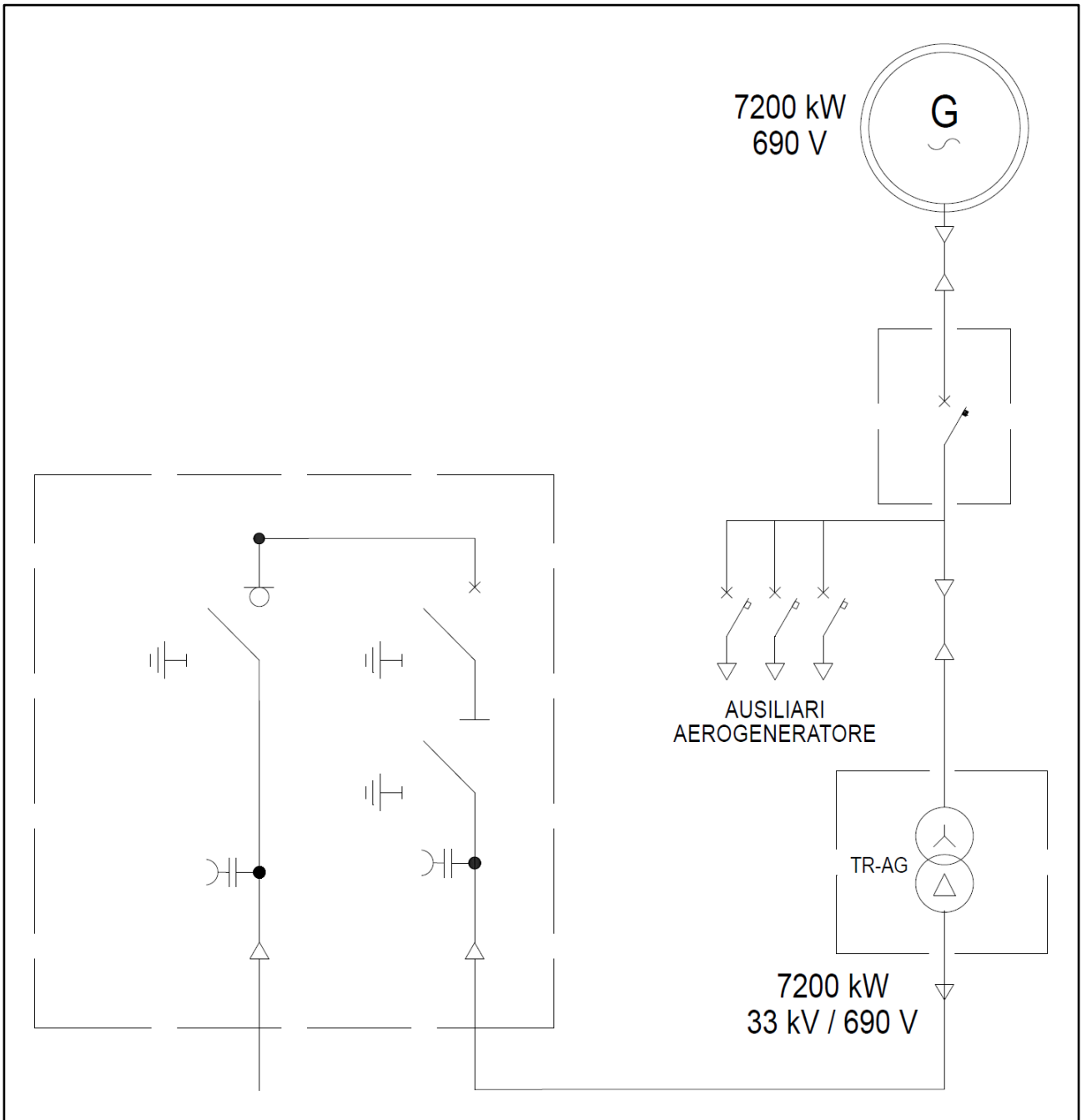
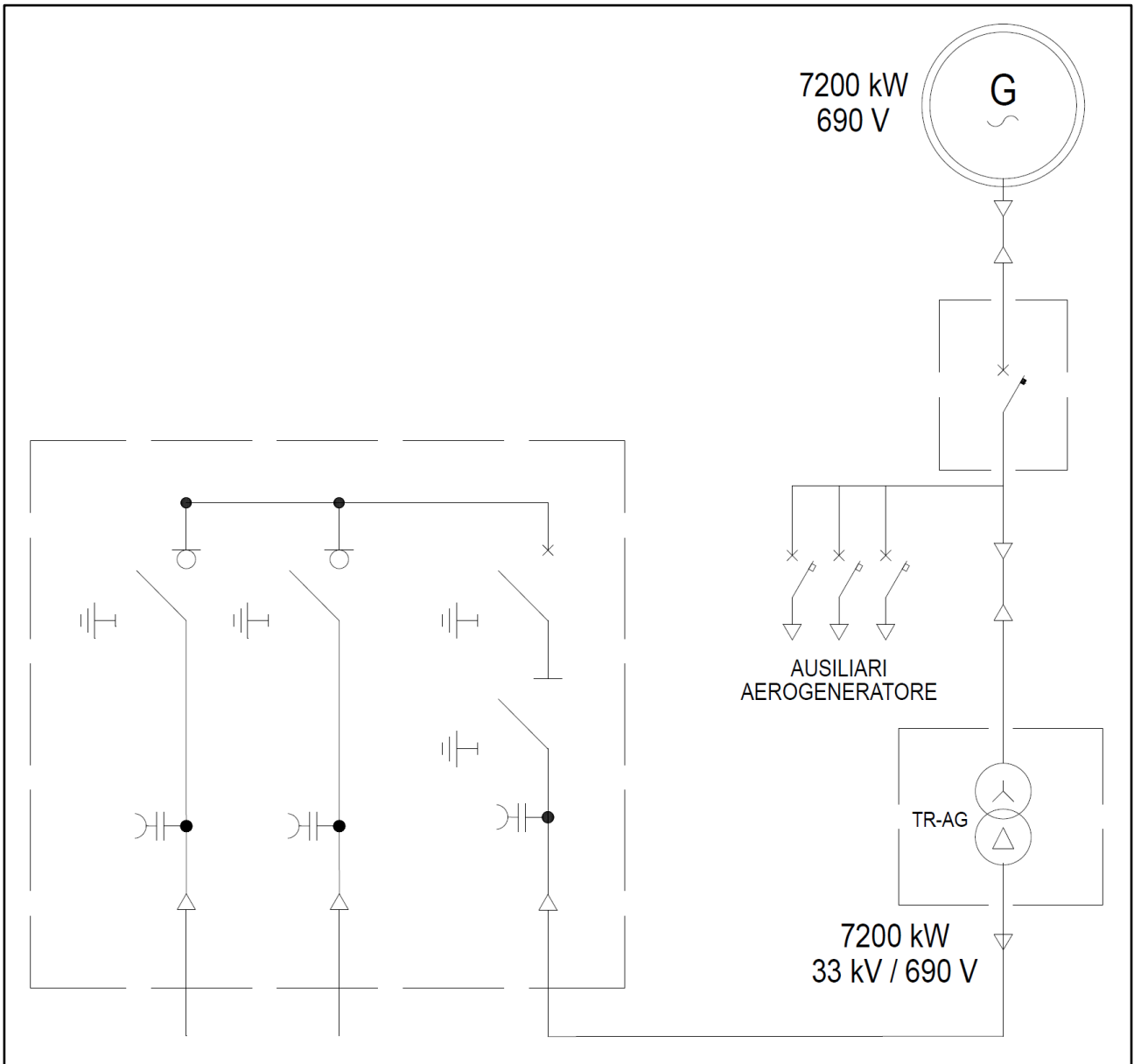


Figura 5.2.1: Configurazione di fine linea

▪ Entra – Esci



**Figura 5.2.2:** Configurazione di Entra – Esci

Gli aerogeneratori sono suddivisi in 4 sottocampi o circuiti, ognuno collegato alla Stazione Elettrica Utente e costituito da 2 o 3 macchine, collegate tra loro secondo lo schema riportato in tabella.

Circuito	Aerogeneratore	Configurazione Quadro Elettrico aerogeneratore
CIRCUITO A	GA01	Fine Linea
	GA03	Entra – Esci
	GA02	Entra – Esci
CIRCUITO B	GA05	Fine Linea
	GA06	Entra – Esci
	GA04	Entra – Esci

Circuito	Aerogeneratore	Configurazione Quadro Elettrico aerogeneratore
CIRCUITO C	GA08	Fine Linea
	GA09	Entra – Esci
	GA07	Entra – Esci
CIRCUITO D	GA11	Fine Linea
	GA10	Entra – Esci

**Tabella 5.2.1:** Suddivisione in circuiti degli aerogeneratori e tipologia di Quadro Elettrico

## 6. DISTRIBUZIONE A 33 KV E SCHEMA ELETTRICO DEL PARCO EOLICO

### 6.1. Sistema di distribuzione a 33 kV

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 6.1.1**.

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 6.1.1:** 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 6.1.2**.

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

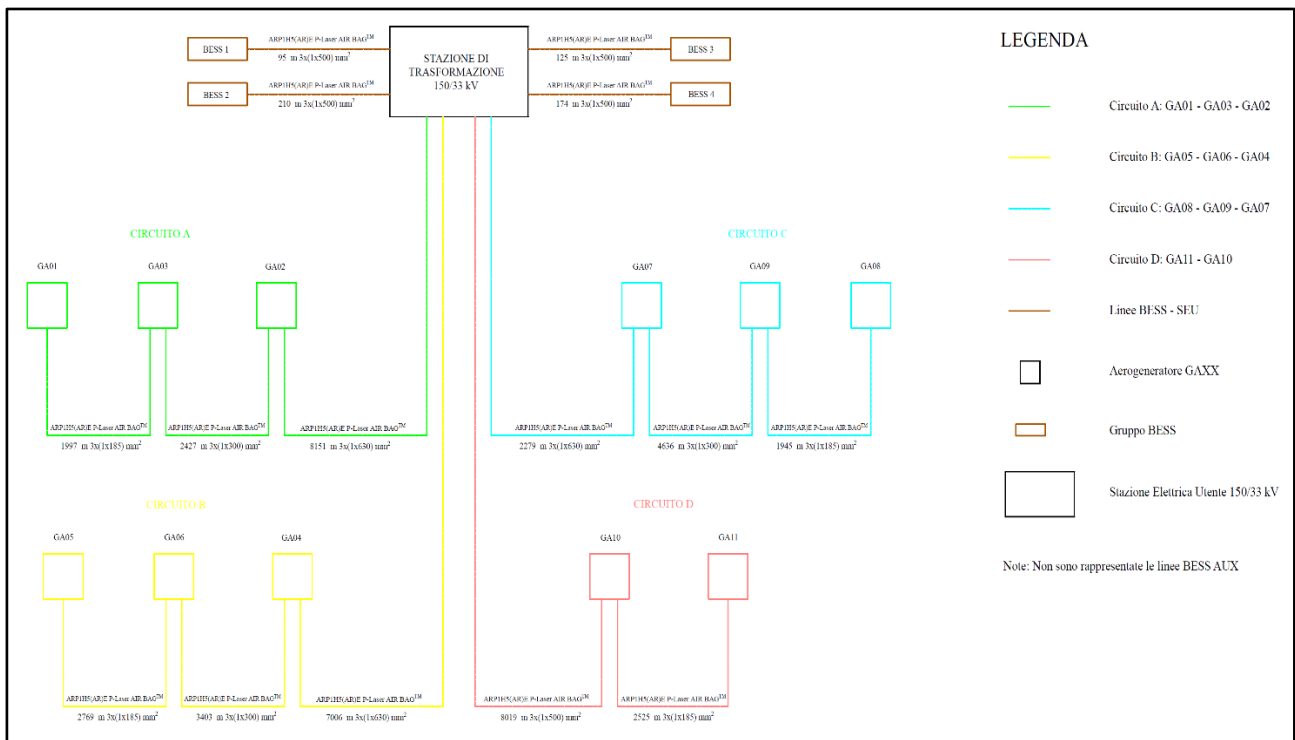
**Tabella 6.1.2:** Linee elettriche di collegamento tra BESS e SEU



Ulteriori 2 linee elettriche interrrete 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 “LTOE072 Schema elettrico unifilare impianto utente” e “LTOE065 Relazione descrittiva BESS”).

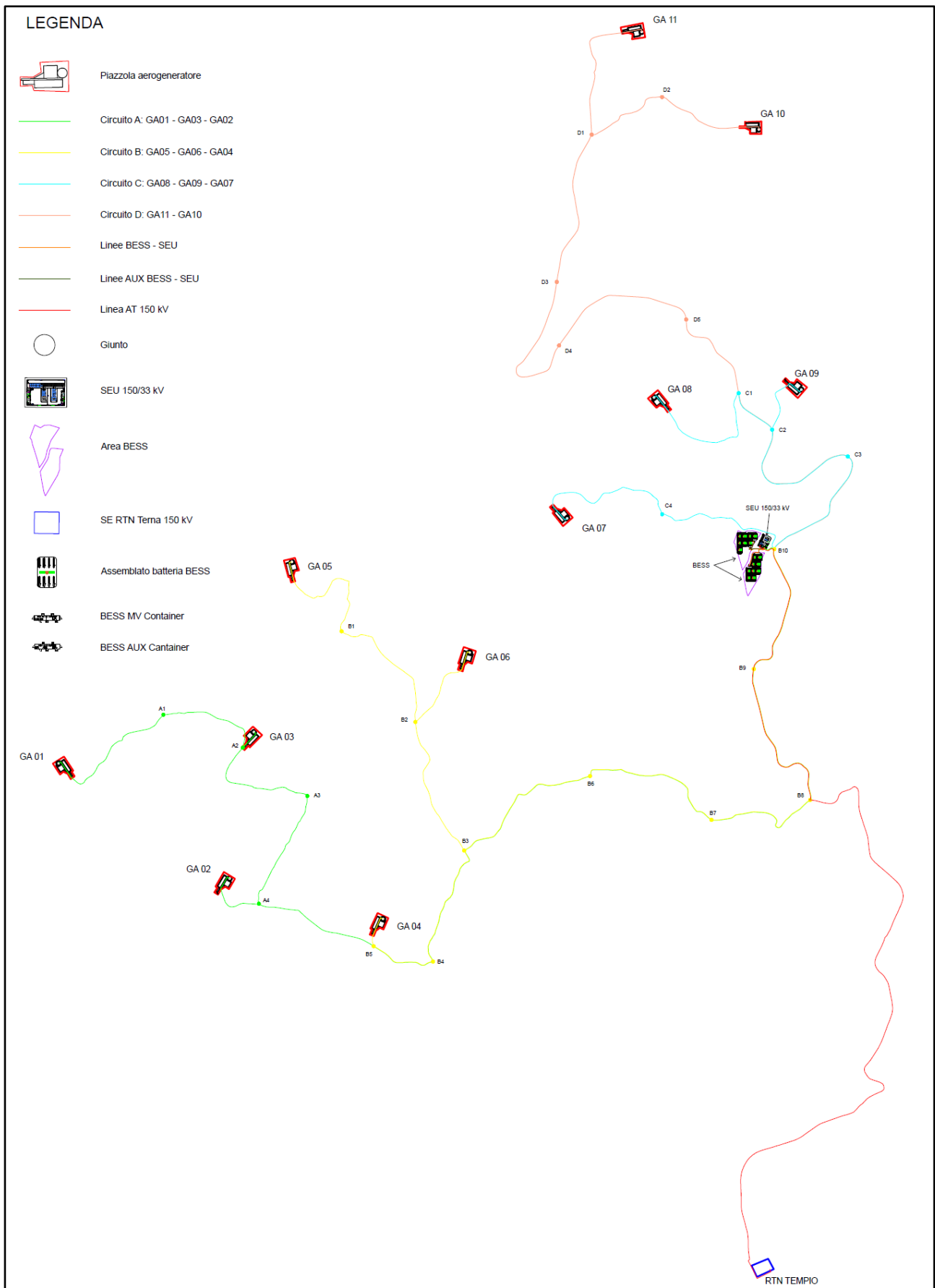
Lo schema a blocchi di riferimento, nel quale sono indicate le sezioni e le lunghezze del cavo di ogni tratto di linea e nel quale gli aerogeneratori di ogni linea sono collegati tra loro secondo lo schema in entra – esci e in fine linea, è riportato nella **Figura 6.1.3** (maggiori dettagli sono riportati 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”.

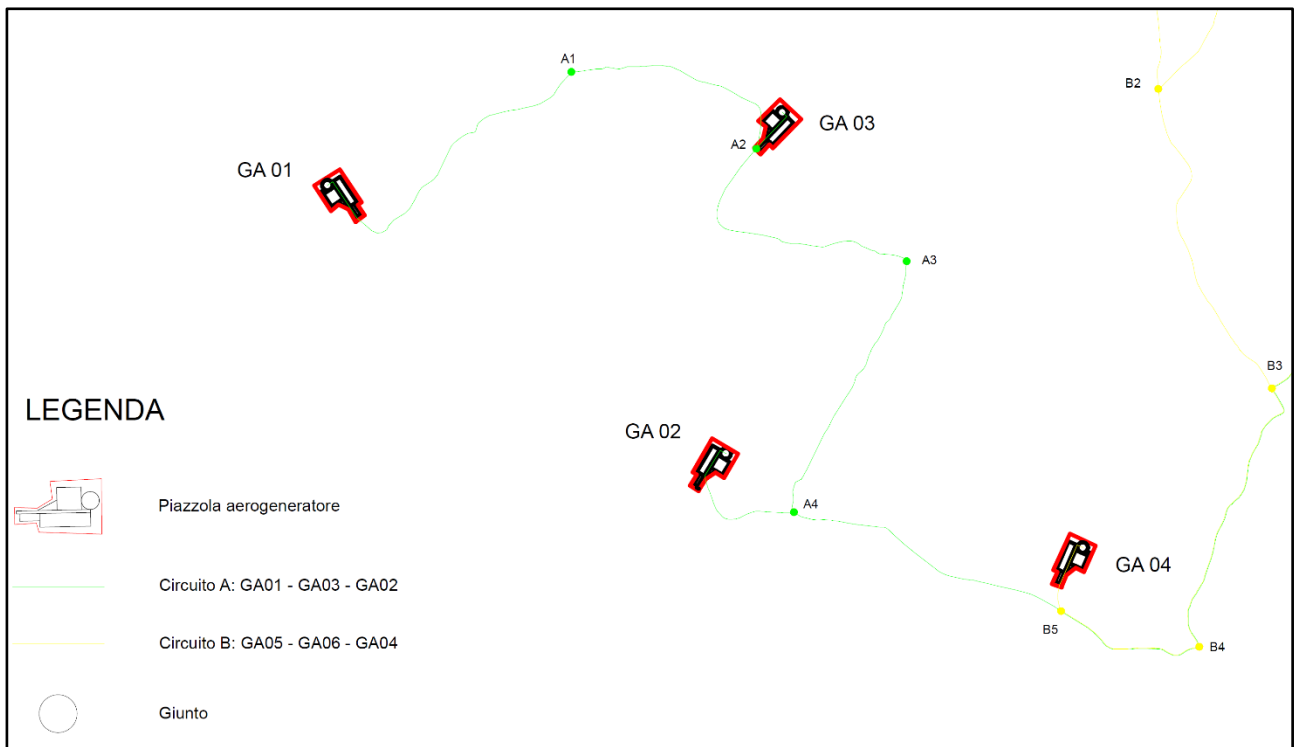


**Figura 6.1.1:** Schema a blocchi del Parco Eolico Gallura

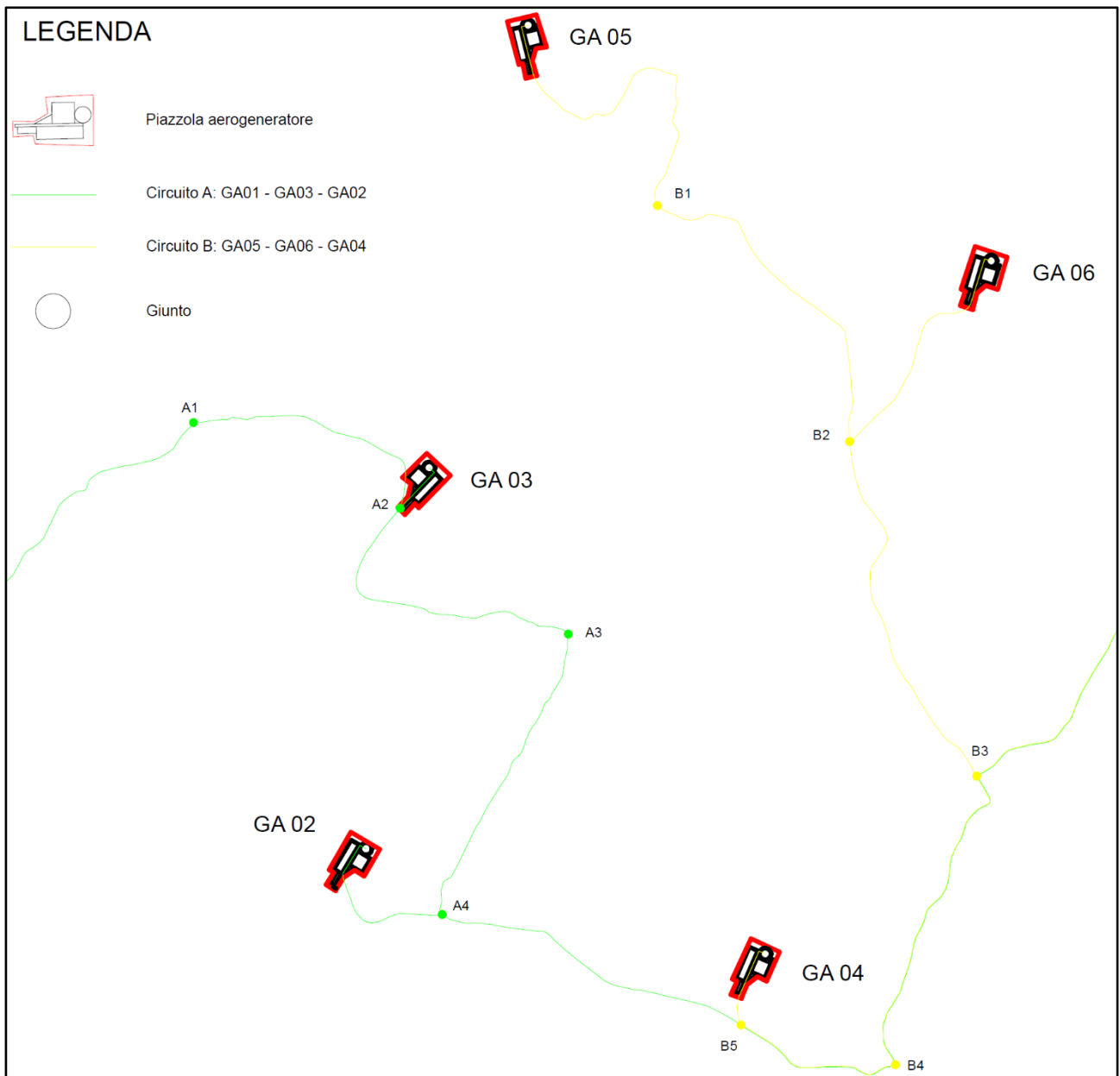
Nel seguito sono riportati le planimetrie di distribuzione delle linee a 33 kV per i 4 circuiti e della linea a 150 kV e i relativi dettagli.



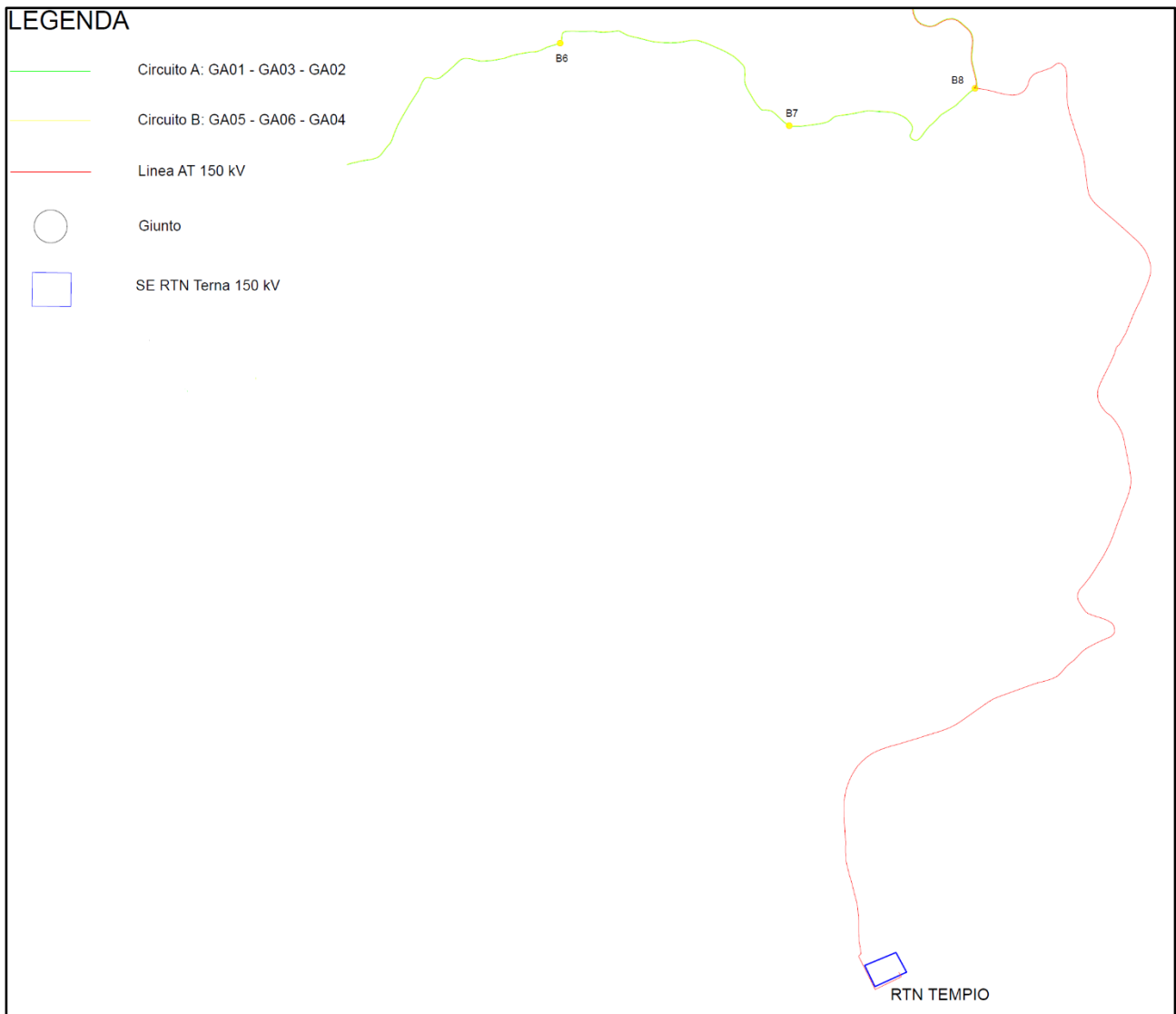
**Figura 6.1.2:** Planimetria generale di distribuzione linee a 33 kV e a 150 kV di collegamento, SEU 150/33 kV, BESS e SE RTN 150 kV



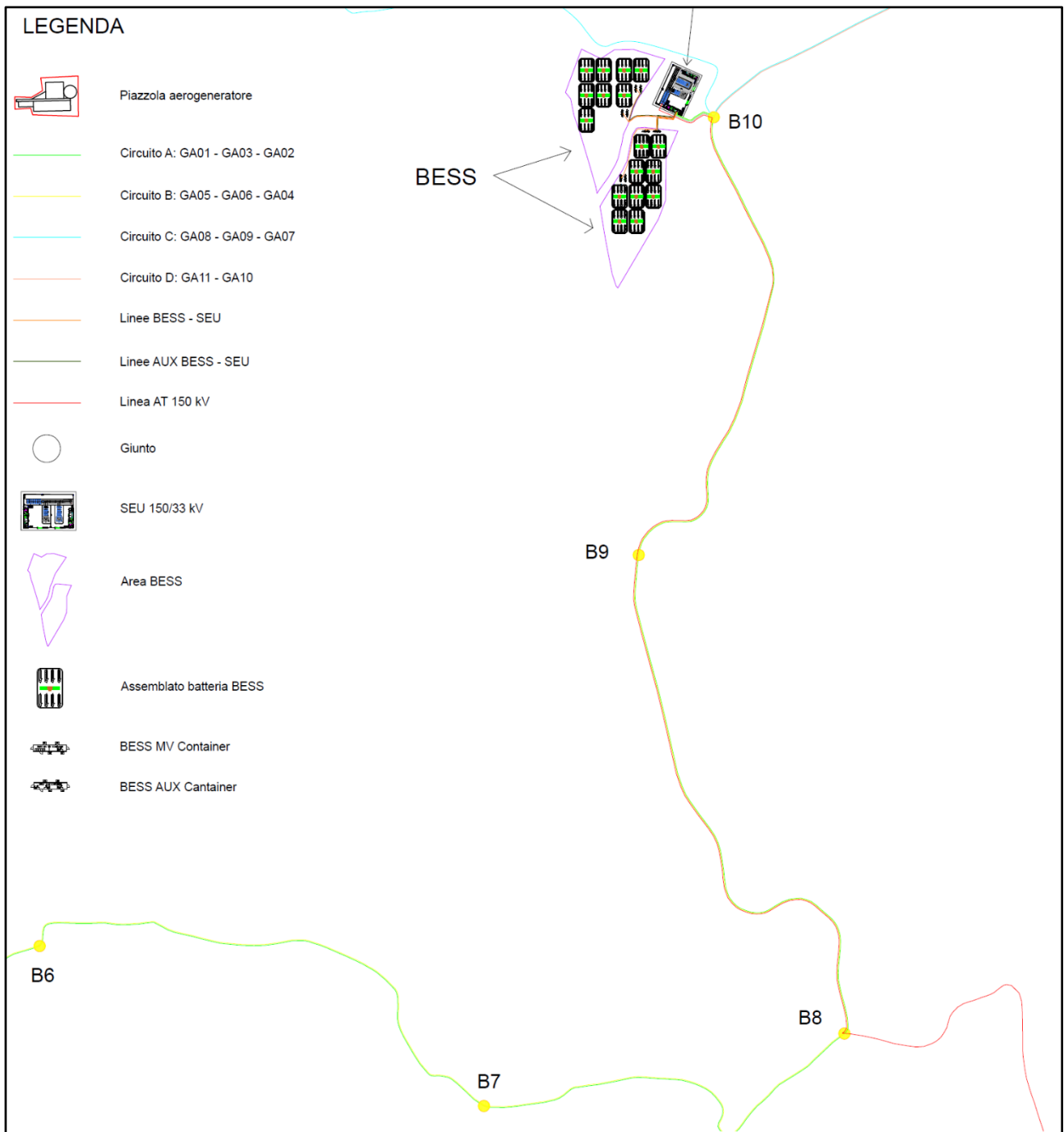
**Figura 6.1.3:** Dettaglio 1 - planimetria di distribuzione linee a 33 kV di collegamento tra gli aerogeneratori



**Figura 6.1.4:** Dettaglio 2 - planimetria di distribuzione linee a 33 kV di collegamento tra gli aerogeneratori



**Figura 6.1.5:** 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 6.1.6:** 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

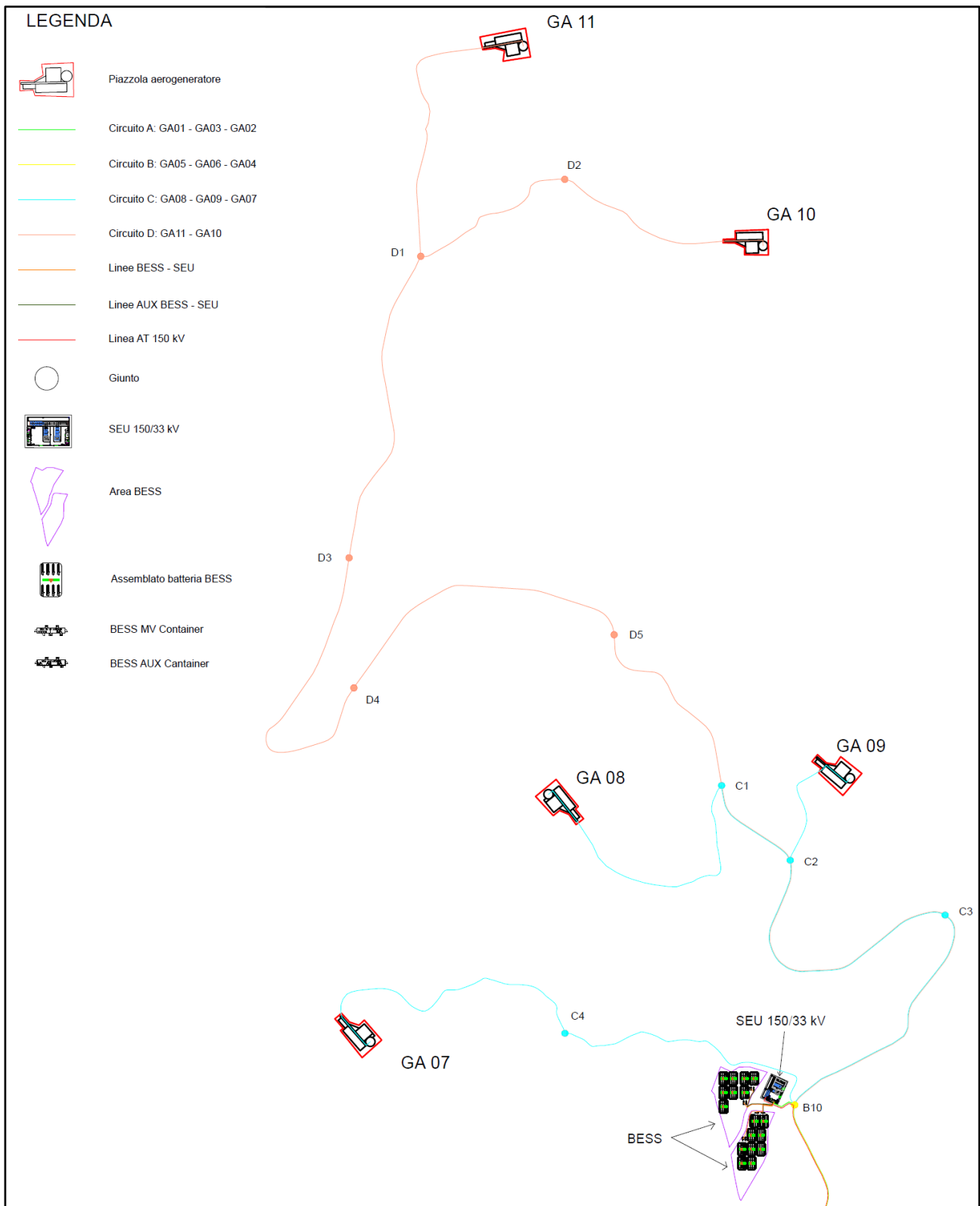
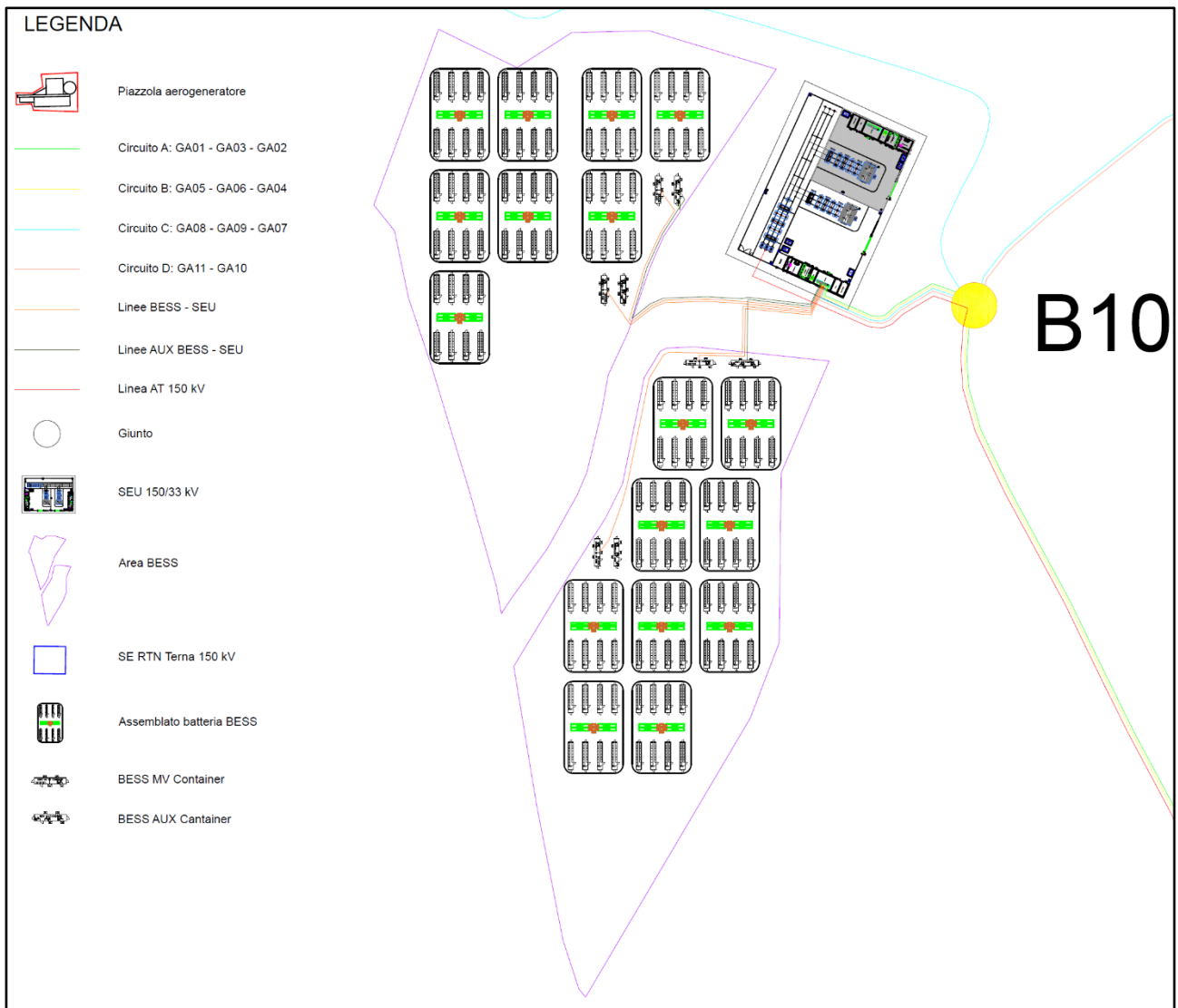
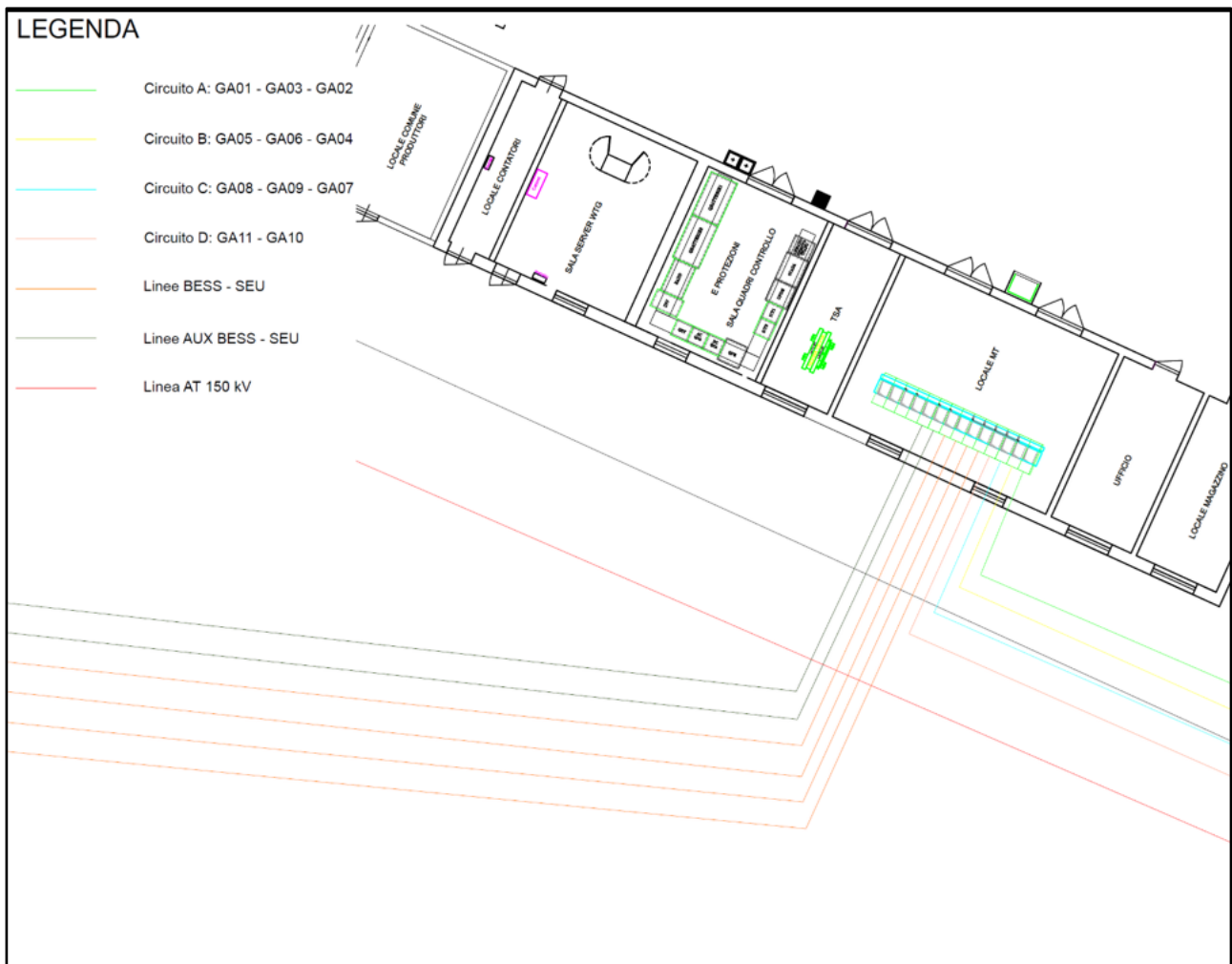


Figura 6.1.7: Dettaglio 5 - planimetria di distribuzione linee a 33 kV di collegamento tra gli aerogeneratori



**Figura 6.1.8:** 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 6.1.9:** Dettaglio 7 – arrivo linee a 33 kV al quadro di Media Tensione a 33 kV della SEU 150/33 kV

## 6.2. Schema di collegamento elettrico

Nella figura seguente viene riportato lo schema elettrico unifilare del Parco Eolico Gallura, nel quale si esplicita la suddivisione elettrica dei vari circuiti, le linee di collegamento, il BESS, la SEU 150/33 kV e lo stallo della SE RTN Terna. Maggiori dettagli sono riportati nell'elaborato di progetto "LTOE072 Schema elettrico unifilare impianto utente".

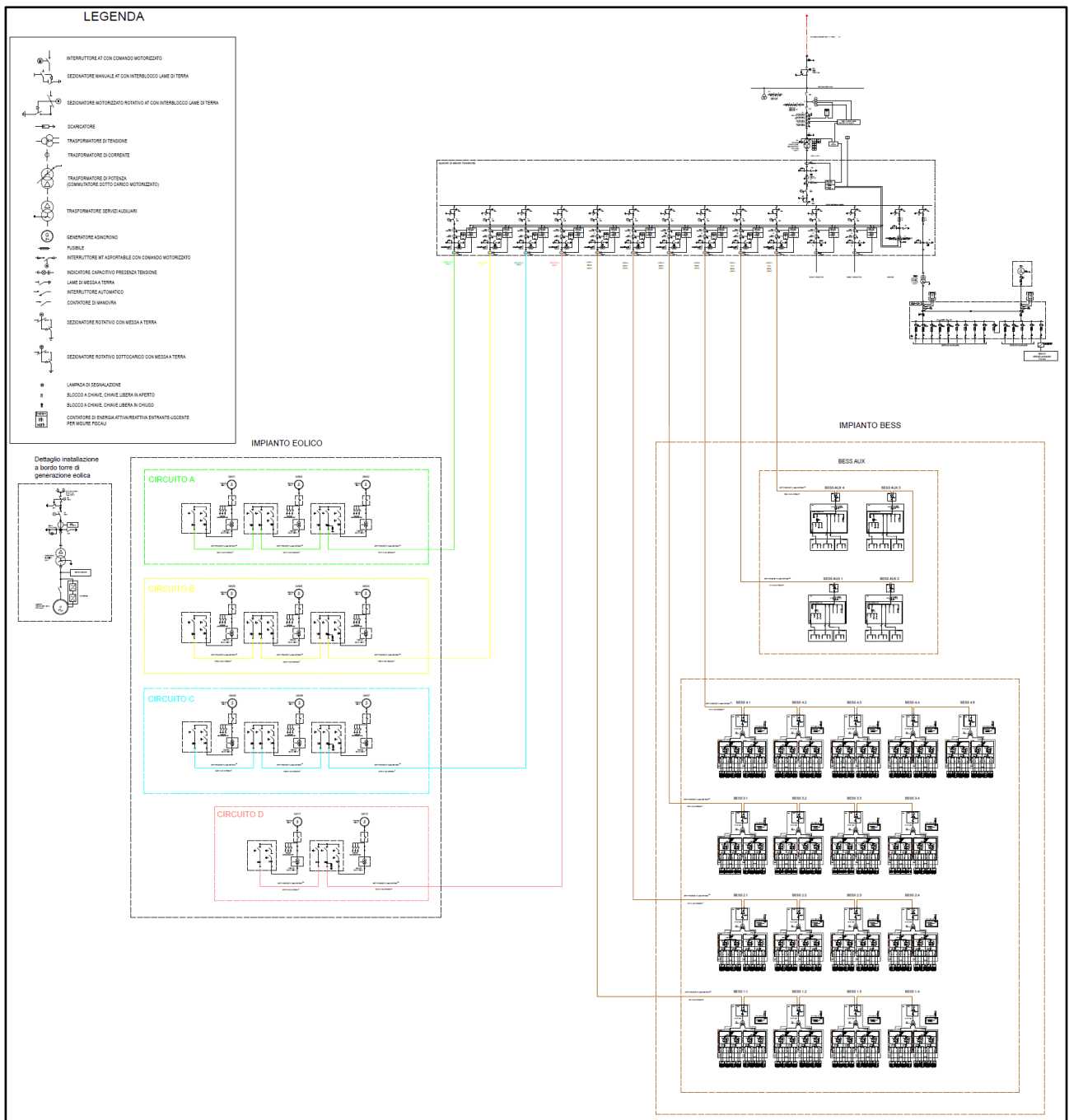
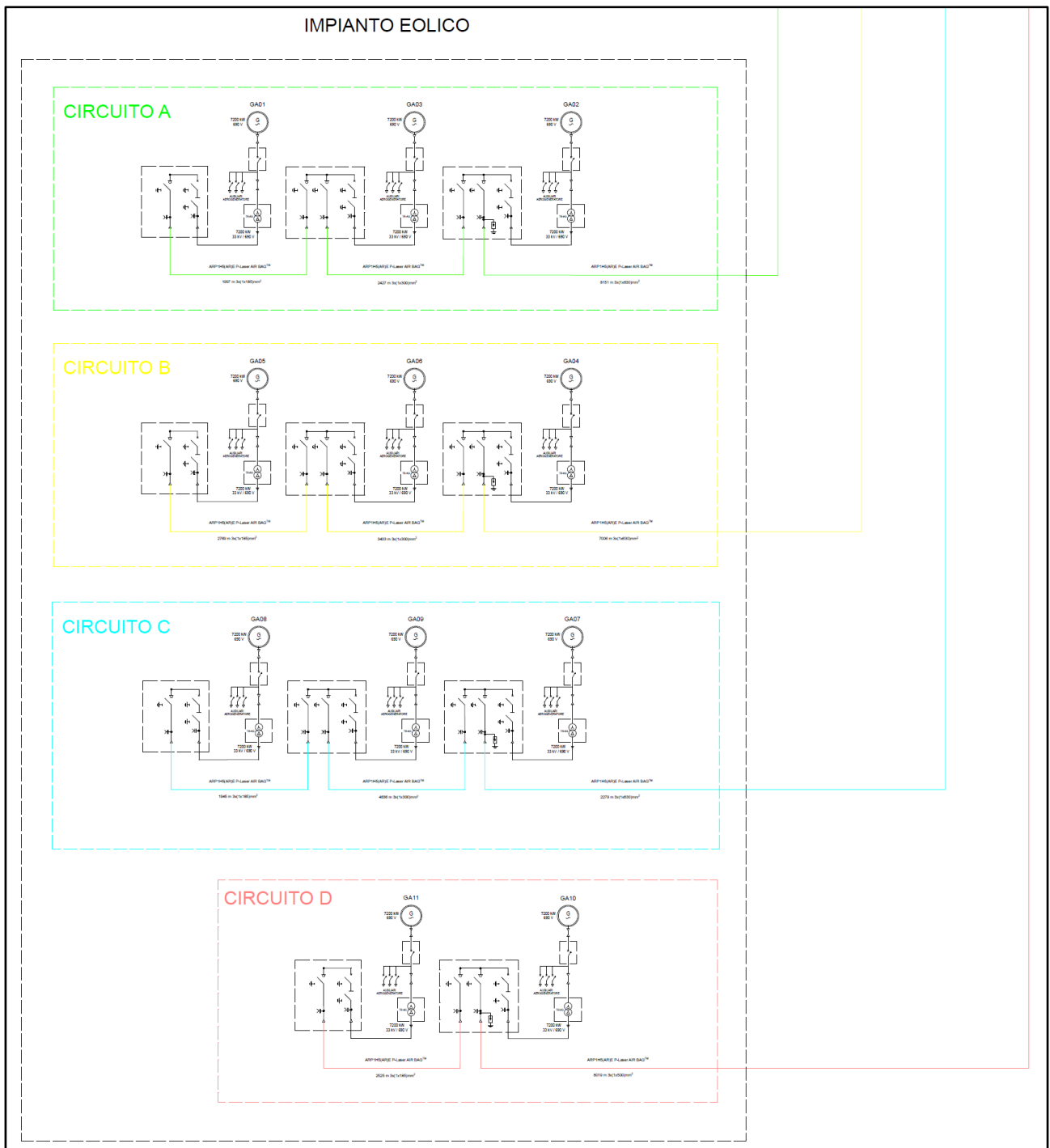


Figura 6.2.1: Schema elettrico unifilare dell'impianto utente



**Figura 6.2.2:** Dettaglio schema unifilare dei circuiti connessi al Quadro Elettrico di Media Tensione della SEU 150/33 kV

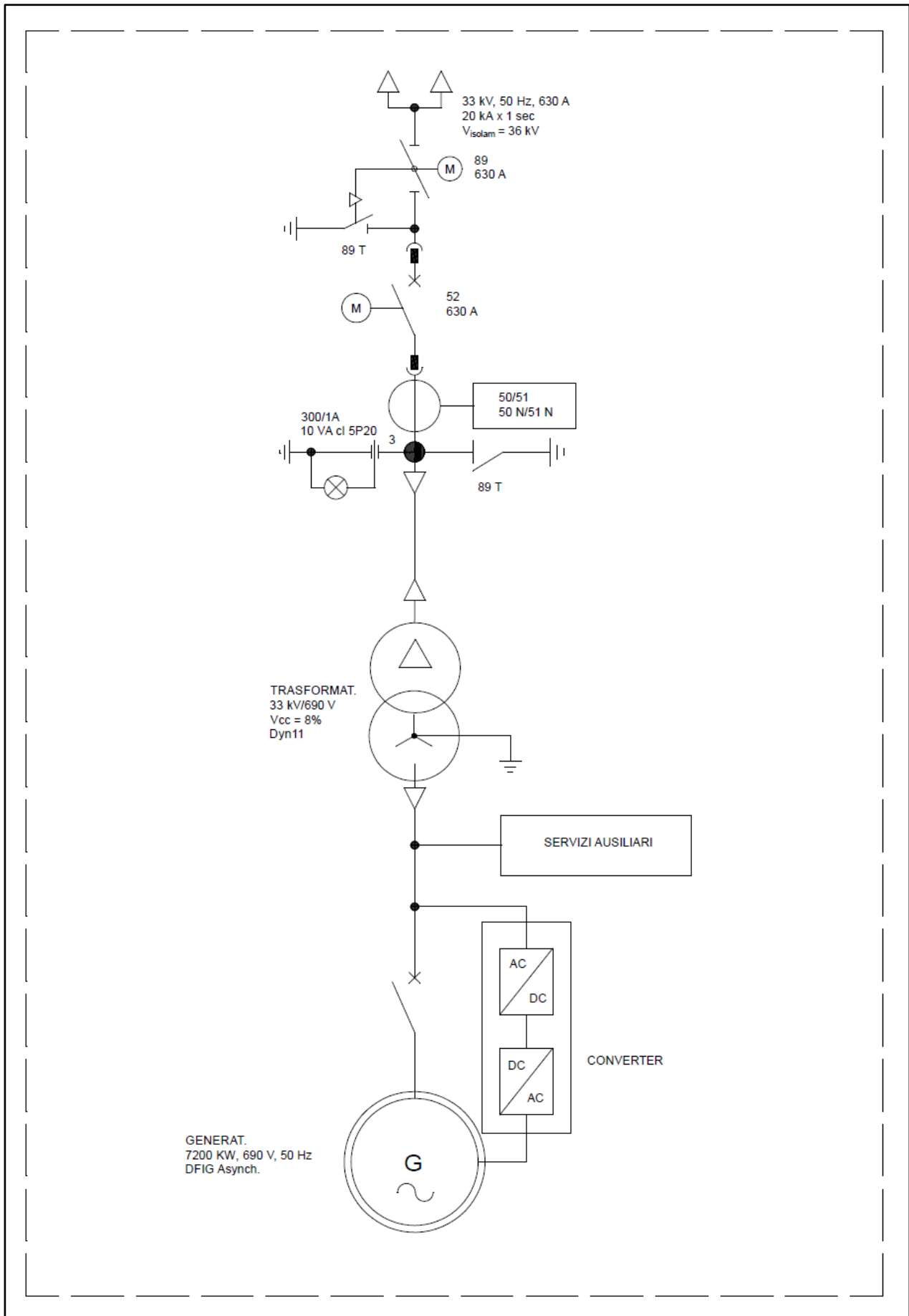


Figura 6.2.3: Dettaglio schema unifilare dell'aerogeneratore di progetto

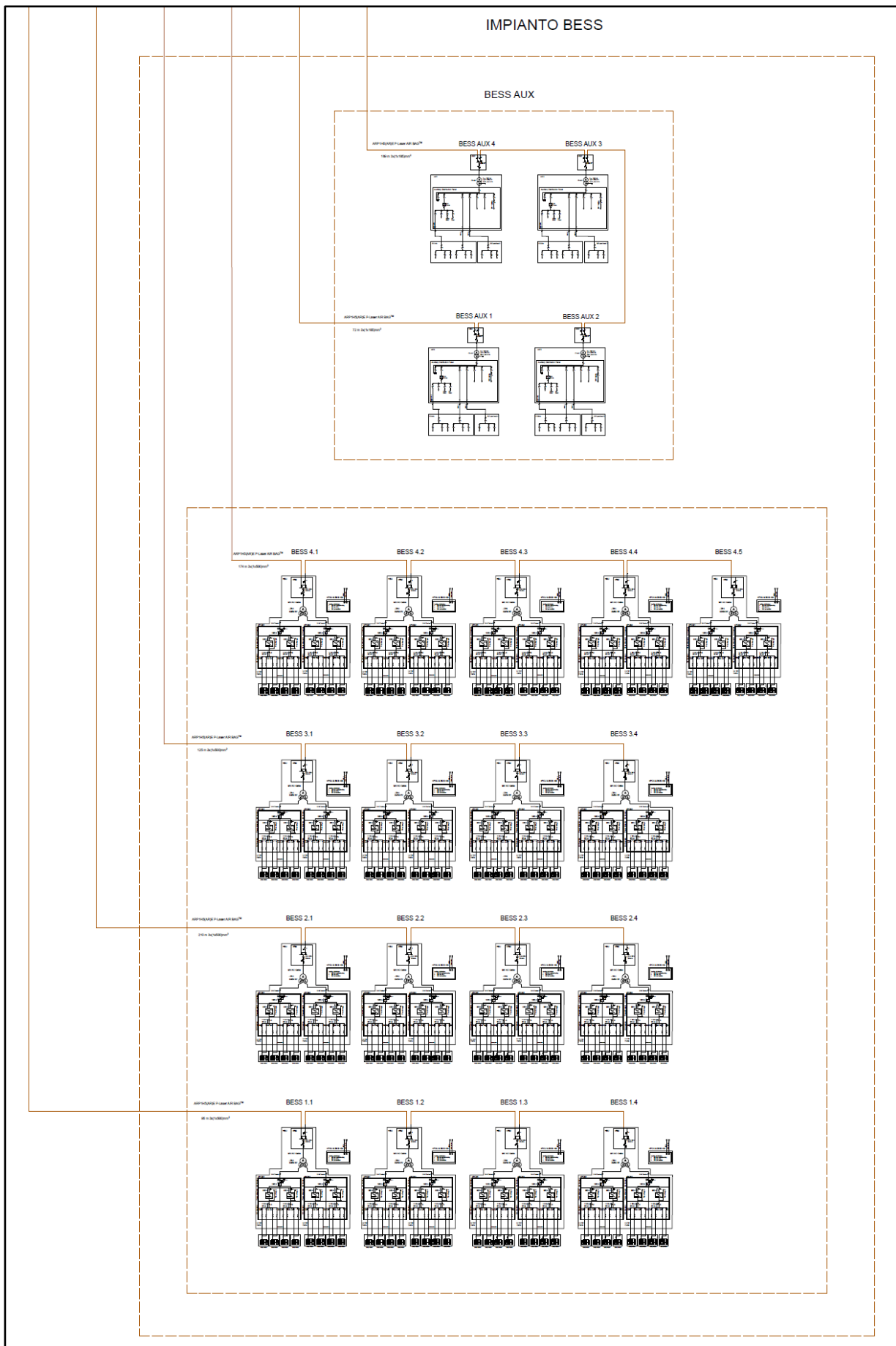


Figura 6.2.4: Dettaglio schema unifilare dell'impianto BESS

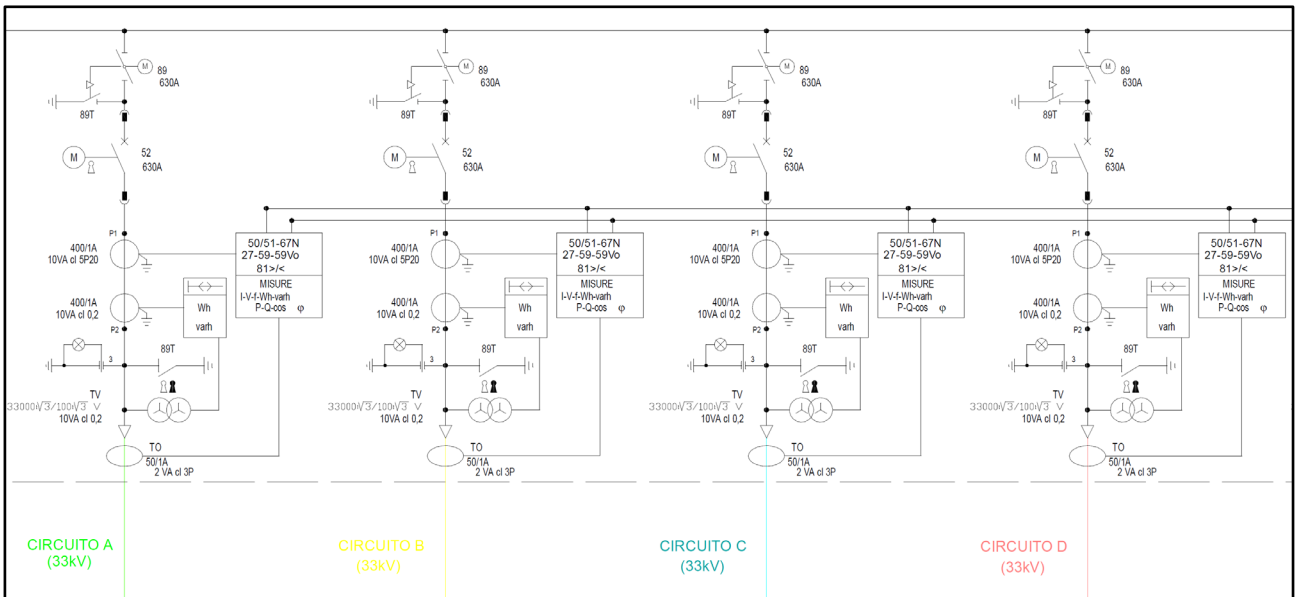


Figura 6.2.5: Dettaglio schema unifilare del Quadro Elettrico a Media Tensione della SEU 150/33 kV relativamente ai circuiti elettrici

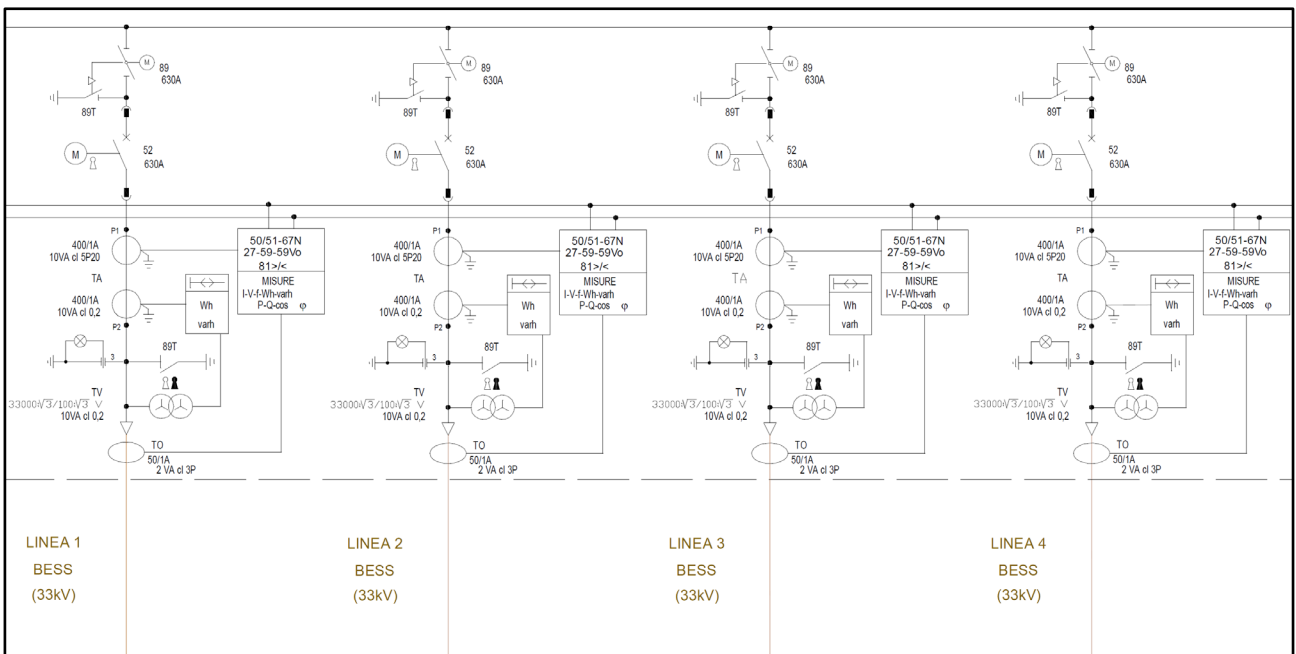


Figura 6.2.6: Dettaglio schema unifilare del Quadro Elettrico a Media Tensione della SEU 150/33 kV relativamente alle linee BESS

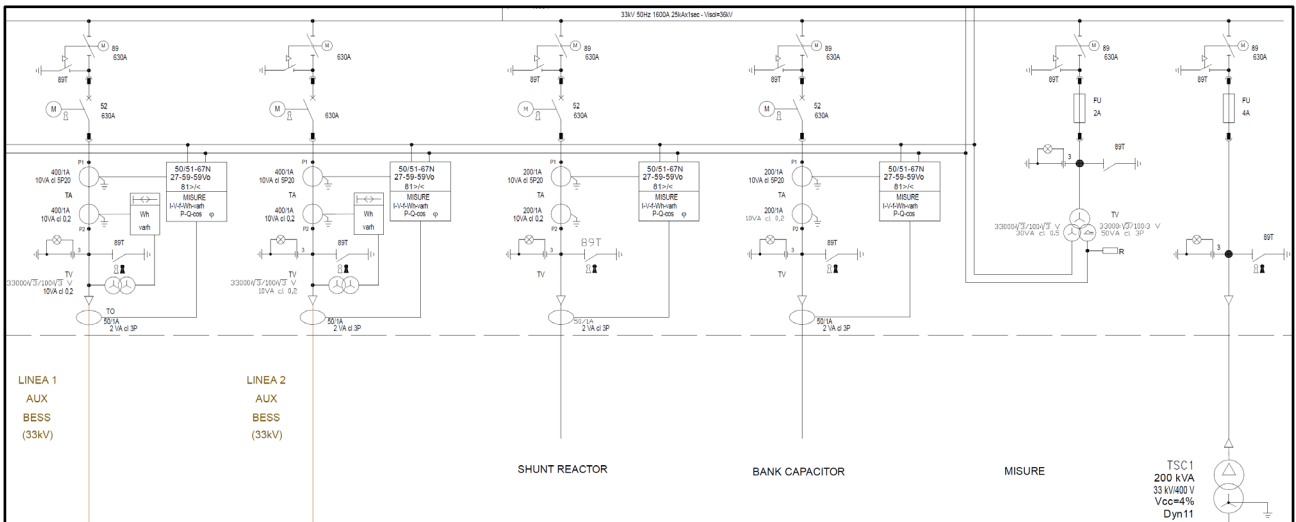


Figura 6.2.7: Dettaglio schema unifilare del Quadro Elettrico a Media Tensione della SEU 150/33 kV relativamente alle linee BESS AUX, allo Shunt Reactor, al Bank Capacitor, alle misure e ai servizi ausiliari

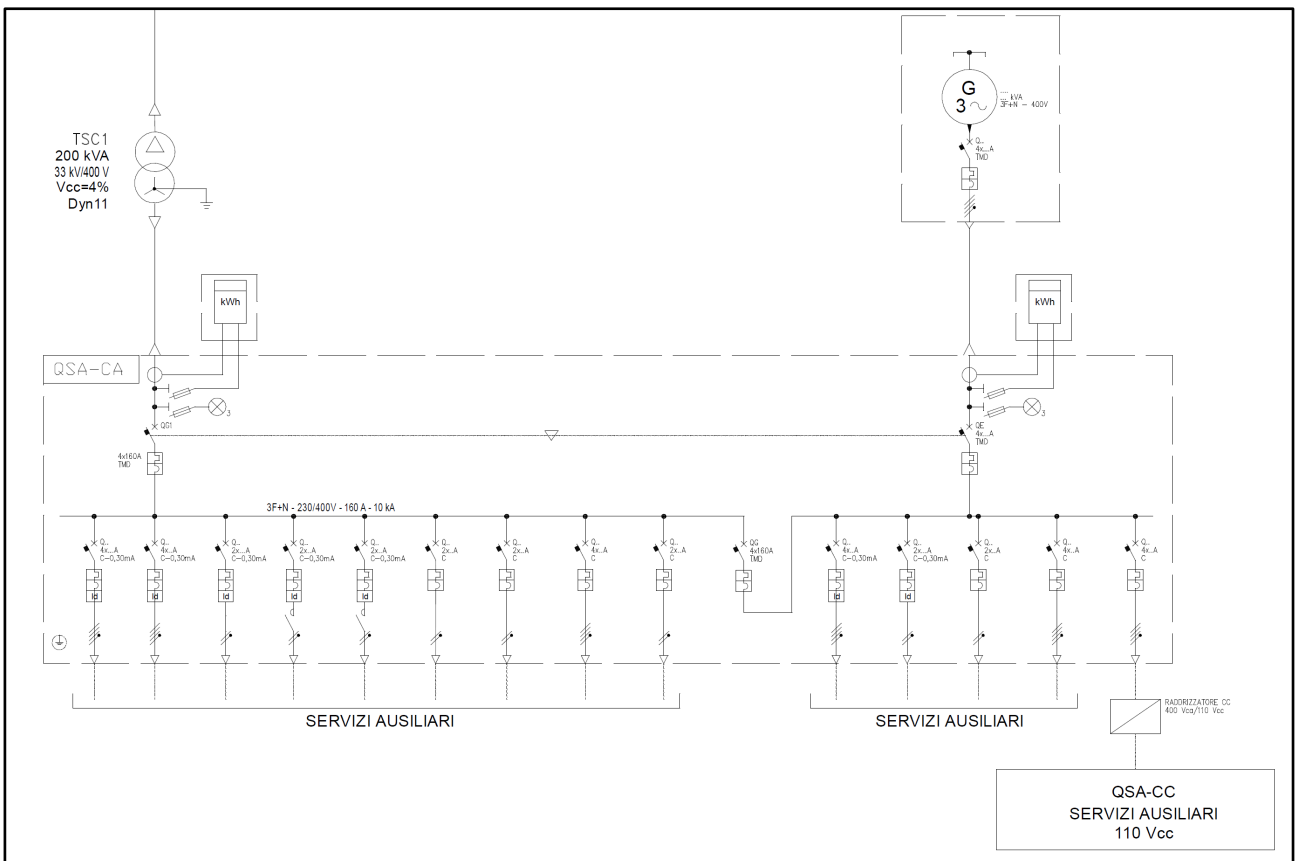


Figura 6.2.8: Dettaglio schema unifilare relativamente al sistema di servizi ausiliari

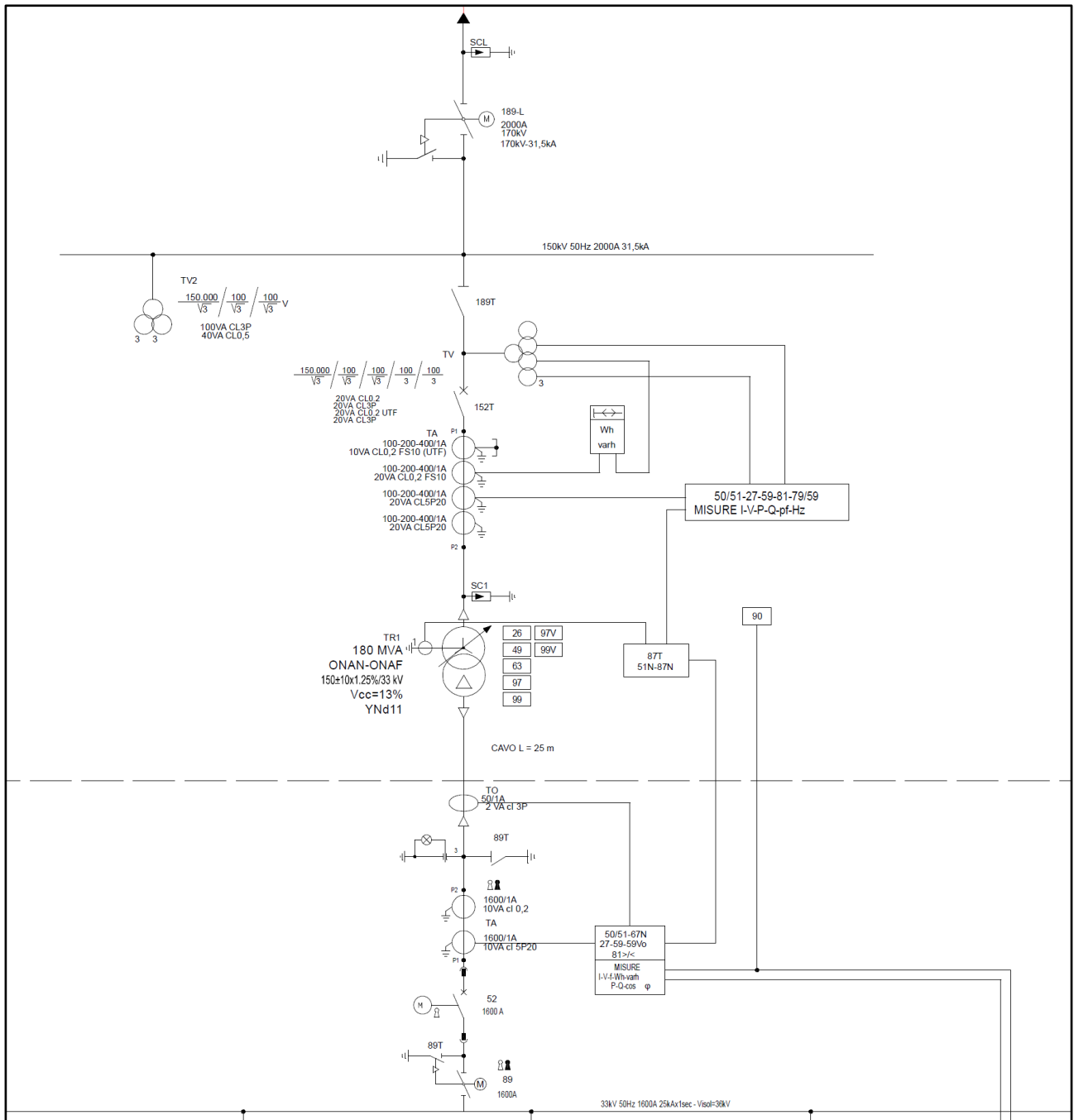


Figura 6.2.9: Dettaglio schema unifilare trasformatore della SEU 150/33 kV

### 6.3. Linee di cavi elettrici a 33 kV

Le lunghezze e sezioni dei cavi per ogni linea a 33 kV di collegamento che costituisce una tratta del circuito sono indicate nella **Tabella 6.3.1**.

Nella **Tabella 6.3.2** sono riportate le lunghezze e le sezioni per le linee a 33 kV di collegamento tra il BESS e la SEU 150/33 kV.



PARCO EOLICO GALLURA					
CIRCUITO A	Lunghezza tratta [m]	sezione cavo [mm <sup>2</sup> ]	Tipologia cavo	Modello cavo	Costruttore
GA01 - GA03	1997	185	AL 3x(1x185)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
GA03 - GA02	2427	300	AL 3x(1x300)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
GA02 - SEU 150/33 kV	8151	630	AL 3x(1x630)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
CIRCUITO B	Lunghezza tratta [m]	sezione cavo [mm2]	Tipologia cavo	Modello cavo	Costruttore
GA05 - GA06	2769	185	AL 3x(1x185)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
GA06 - GA04	3403	300	AL 3x(1x300)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
GA04 - SEU 150/33 kV	7006	630	AL 3x(1x630)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
CIRCUITO C	Lunghezza tratta [m]	sezione cavo [mm2]	Tipologia cavo	Modello cavo	Costruttore
GA08 - GA09	1945	185	AL 3x(1x185)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
GA09 - GA07	4636	300	AL 3x(1x300)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
GA07 - SEU 150/33 kV	2279	630	AL 3x(1x630)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
CIRCUITO D	Lunghezza tratta [m]	sezione cavo [mm2]	Tipologia cavo	Modello cavo	Costruttore
GA11 - GA10	2525	185	AL 3x(1x185)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
GA10 - SEU 150/33 kV	8019	500	AL 3x(1x300)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian

**Tabella 6.3.1:** Lunghezze e sezioni linee a 33 kV relativamente ai circuiti elettrici

LINEE BESS - SEU	Lunghezza tratta [m]	sezione cavo [mm2]	Tipologia cavo	Modello cavo	Costruttore
Linea 1 BESS - SEU	95	500	AL 3x(1x500)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
Linea 2 BESS - SEU	210	500	AL 3x(1x500)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
Linea 3 BESS - SEU	125	500	AL 3x(1x500)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
Linea 4 BESS - SEU	174	500	AL 3x(1x500)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
LINEE AUX BESS - SEU	Lunghezza tratta [m]	sezione cavo [mm2]	Tipologia cavo	Modello cavo	Costruttore
Linea 1 AUX BESS - SEU	72	185	AL 3x(1x185)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
Linea 2 AUX BESS - SEU	169	185	AL 3x(1x185)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian

**Tabella 6.3.2:** Lunghezze e sezioni linee a 33 kV di collegamento tra il BESS e la SEU 150/33 kV

Tenendo presente lo schema a blocchi riportato nella **Figura 6.1.1** e le **Figure 6.1.2 ÷ 6.1.8**, nella tabella seguente è riportata la suddivisione in tratte di cavidotto per i circuiti.

TRATTA			CIRCUITO A		CIRCUITO B		CIRCUITO C		CIRCUITO D	
DA	A	LUNGHEZZA [m]	N. CAVI	FORMAZIONE CAVO	N. CAVI	FORMAZIONE CAVO	N. CAVI	FORMAZIONE CAVO	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 6.3.3:** Suddivisione in tratte delle linee elettriche associate ai circuiti

#### 6.4. Tipologia posa e dati tecnici del cavo di collegamento utilizzato

Il cavo impiegato per il collegamento di tutte le tratte in Media Tensione è il tipo ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™ (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.

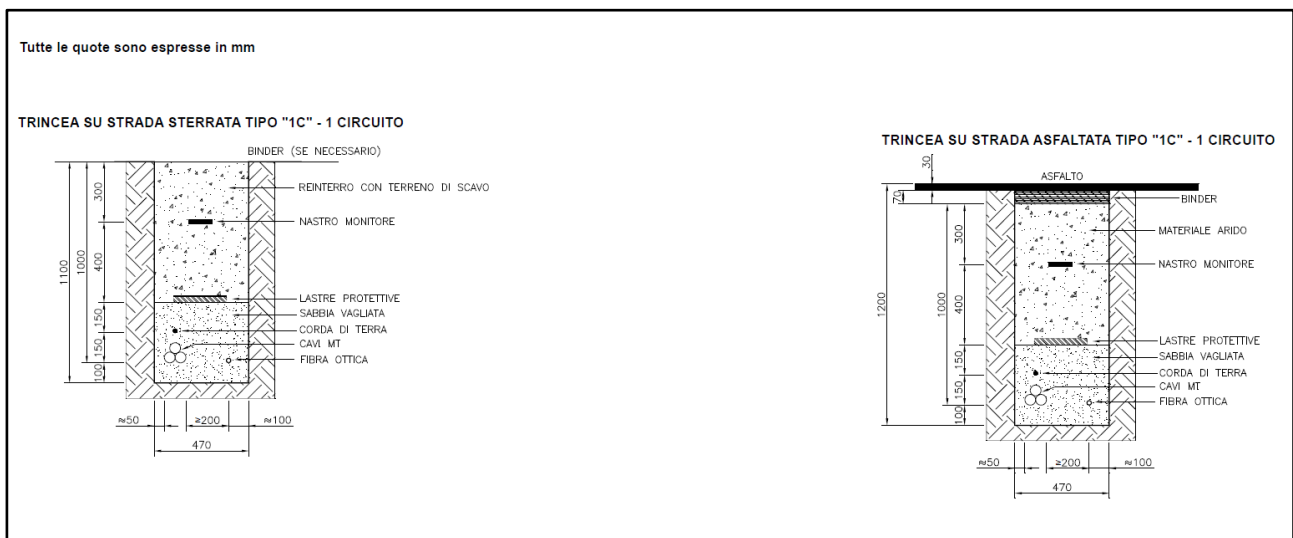
Una lastra protettiva, installata nella parte soprastante, assicura la protezione meccanica del cavo, mentre un nastro monitore ne segnala la presenza.

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.

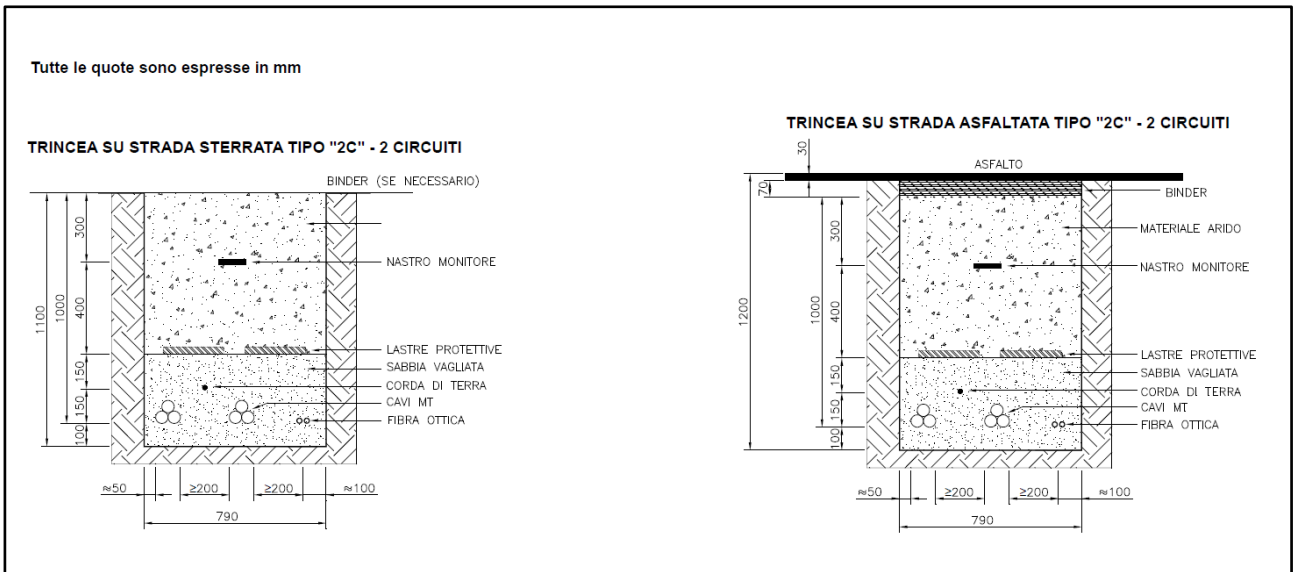
I fattori di progetto presi in considerazione per l'installazione dei cavi sono i seguenti:

- 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.

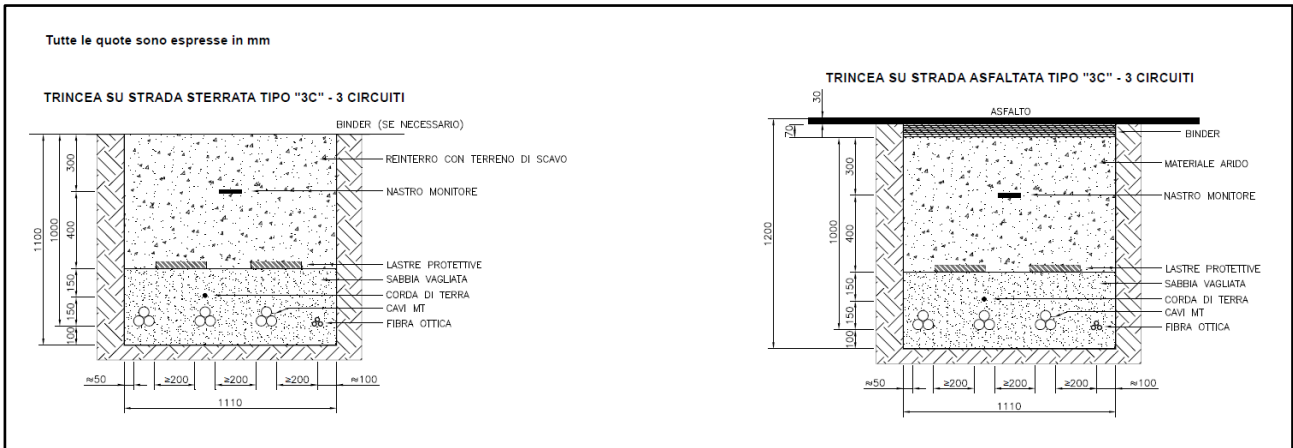
Nel seguito è rappresentato il dettaglio dei tipologici di posa, come anche riportato nel documento di progetto "LTOE070 Sezioni tipiche delle trincee di cavidotto utente", nel quale le misure sono espresse in mm.



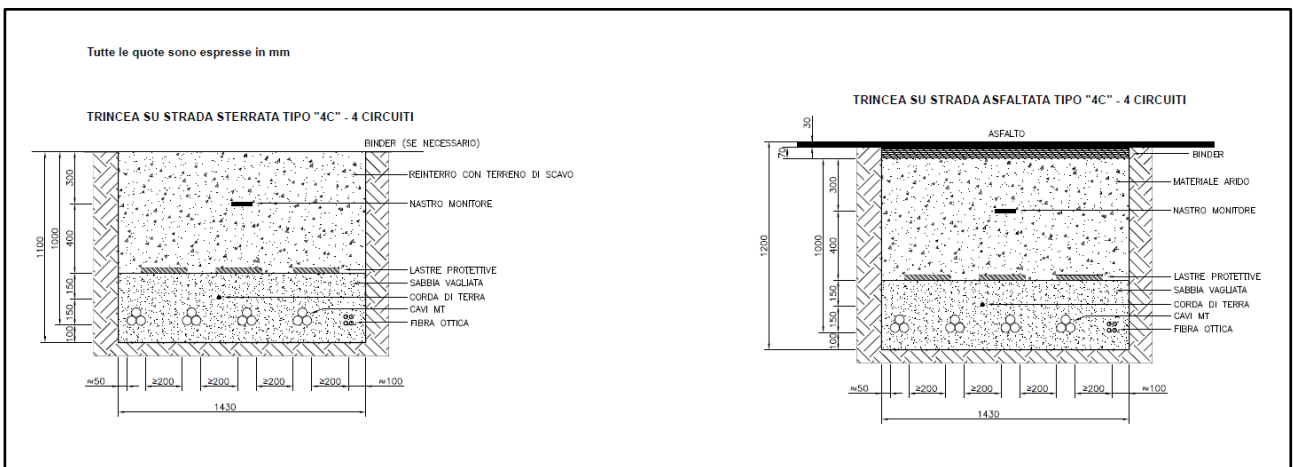
**Figura 6.4.1:** Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per una terna di cavi su strada sterrata e asfaltata



**Figura 6.4.2:** Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per due terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata



**Figura 6.4.3:** Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per tre terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata



**Figura 6.4.4:** Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per quattro terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

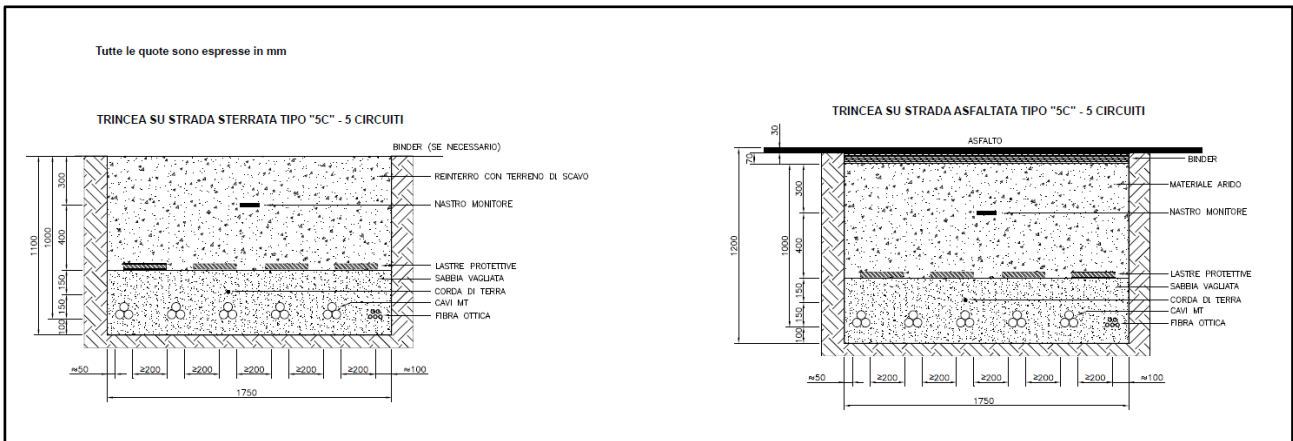


Figura 6.4.5: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per cinque terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

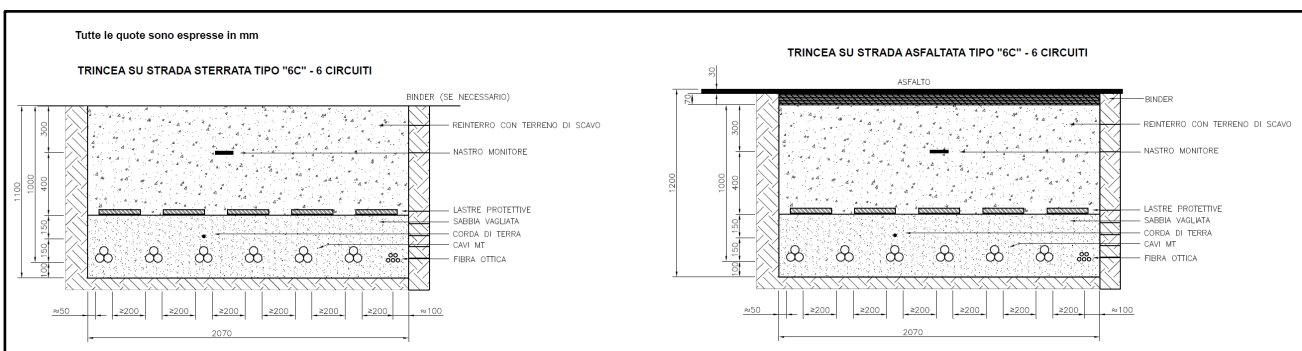


Figura 6.4.6: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per cinque sei di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

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.

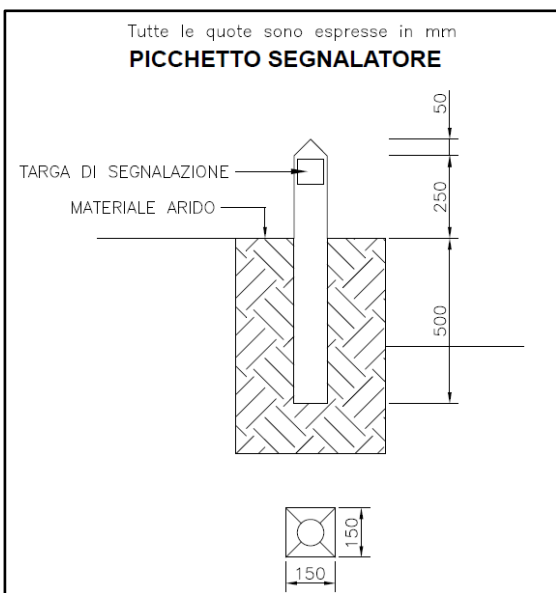


Figura 6.4.7: Sezione tipica del picchetto segnalatore

Come si evince dalle figure precedenti, oltre alle terne di cavi presenti in trincea, è previsto un collegamento in **fibra ottica**, da adoperare per controllare e monitorare gli aerogeneratori.

Per realizzare il sistema di telecontrollo dell'intero impianto, come previsto dal progetto, si adopera un cavo ottico dielettrico a 24 fibre ottiche per posa in tubazione, corredato degli accessori necessari per la relativa giunzione e attestazione, essendo lo stesso adatto alla condizione di posa interrata e tale da assicurare un'attenuazione accettabile di segnale.

Il cavo in fibra è posato sul tracciato del cavo mediante l'utilizzo di tritubo in PEHD e le modalità di collegamento seguono lo schema di collegamento elettrico degli aerogeneratori ("LTOE072 Schema rete di comunicazione di Fibra Ottica (FO)").

Il Parco Eolico è dotato di un **sistema di terra**.

In particolare, è previsto un sistema di terra relativo a ciascun aerogeneratore e costituito da anelli dispersori concentrici, collegati tra loro radialmente e collegati all'armatura del plinto di fondazione in vari punti, come rappresentato in dettaglio nell'elaborato di progetto "LTOE079 Schema rete di terra WTG".

In aggiunta al sistema di cui sopra, si prevede di adoperare un conduttore di terra di collegamento tra le reti di terra dei singoli aerogeneratori consistente in una corda di rame nudo di sezione non inferiore a 95 mm<sup>2</sup>, interrata all'interno della trincea in cui sono posati i cavi a 33 kV e i cavi in fibra ottica e ad una profondità di 0,850 m e 0,950 m dal piano del suolo rispettivamente nel caso di strada sterrata o asfaltata (elaborato di progetto "LTOE070 Sezioni tipiche delle trincee di cavidotto utente").

Al fine di evitare, in presenza di eventuali guasti, il trasferimento di potenziale agli elementi sensibili circostanti, come tubazioni metalliche, sottoservizi, in corrispondenza di attraversamenti lungo il tracciato del cavidotto, si prevede di adoperare un cavo Giallo-Verde avente diametro superiore a 95 mm<sup>2</sup> del tipo FG16(O)R.

Il cavo di cui sopra è opportunamente giuntato al conduttore di rame nudo, è inserito da 5 m prima e fino a 5 m dopo il punto di interferenza e assicura una resistenza analoga a quella della corda di rame nudo di 95 mm<sup>2</sup>.

In definitiva, si realizza una maglia di terra complessiva in grado di ottenere una resistenza di terra con un più che sufficiente margine di sicurezza (maggiori dettagli sono riportati nell'elaborato di progetto "LTOE080 Schema rete di terra impianto eolico"), in accordo con la Normativa vigente.

Per quanto riguarda l'esecuzione dei cavidotti, sono previste 3 fasi:

- Fase 1 di apertura delle piste quando necessario;
- Fase 2 in cui avviene la posa dei cavi;

- Fase 3 in cui si realizza la finitura stradale.

In particolare, durante la Fase 1 si realizza l'apertura delle piste e stesura della fondazione stradale per uno spessore di 30 cm.

Durante la Fase 2 si realizza lo scavo a 1,10 m di profondità dalla quota di progetto stradale finale, si colloca una corda di rame e la si riempie con terreno vagliato proveniente dagli scavi.

Successivamente sono inserite le terne di cavo previste dallo schema di progetto, i cavi in fibra ottica con reinterro di materiale granulare classifica A1 secondo la UNI CNR 10001 e s.m.i. e materiale proveniente dagli scavi compattato, al di sopra del quale è installata una lastra protettiva.

Il passo successivo consiste nell'inserimento del nastro segnalatore dei cavi sottostanti, nel reinterro, solitamente per 30 cm, di materiale proveniente dagli scavi del pacchetto stradale prima steso.

Infine, nella Fase 3, avviene la stesura dello strato di finitura stradale per 3 cm fino al piano stradale di progetto.

Solitamente per lo strato inserito nella Fase 2 si adoperava materiale proveniente da cava e/o si riutilizza materiale precedentemente estratto.

#### 6.5. Dimensionamento delle linee elettriche a 33 kV

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

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

dove:

- $I_b$  rappresenta la corrente di impiego, ovvero l'intensità di corrente massima all'interno della linea di cavo.
- $I'_z$  rappresenta la portata effettiva del cavo e dipende dalla portata nominale del cavo stesso e dalle relative condizioni di posa.
- $\Delta V$  rappresenta la massima caduta di tensione su ogni sottocampo ed è valutata a partire dalla cabina d'impianto fino all'aerogeneratore più lontano.
- $\Delta P$  rappresenta la perdita di potenza per ognuno dei sottocampi.

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

La **Tabella 6.5.1** riporta i risultati ottenuti sul dimensionamento a 33 kV.

LINEA	DA	A	L [m]	SEZIONE [mm <sup>2</sup> ]	I <sub>b</sub> [A]	I' <sub>z</sub> [A]	$\Delta V_{r,\%}$	$\Delta P_{r,\%TOT}$
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	
						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	
						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	
						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	
						1,92	1,39	

**Tabella 6.5.1:** Calcolo del dimensionamento delle linee elettriche a 33 kV

Nella **Tabella 6.5.2** 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 <sup>2</sup> ]	$\Delta V_{r,\%}$	$\Delta P_{r,\%TOT}$
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 6.5.2:** Calcolo del dimensionamento delle linee elettriche a 33 kV di collegamento tra BESS e SEU 150/33 kV

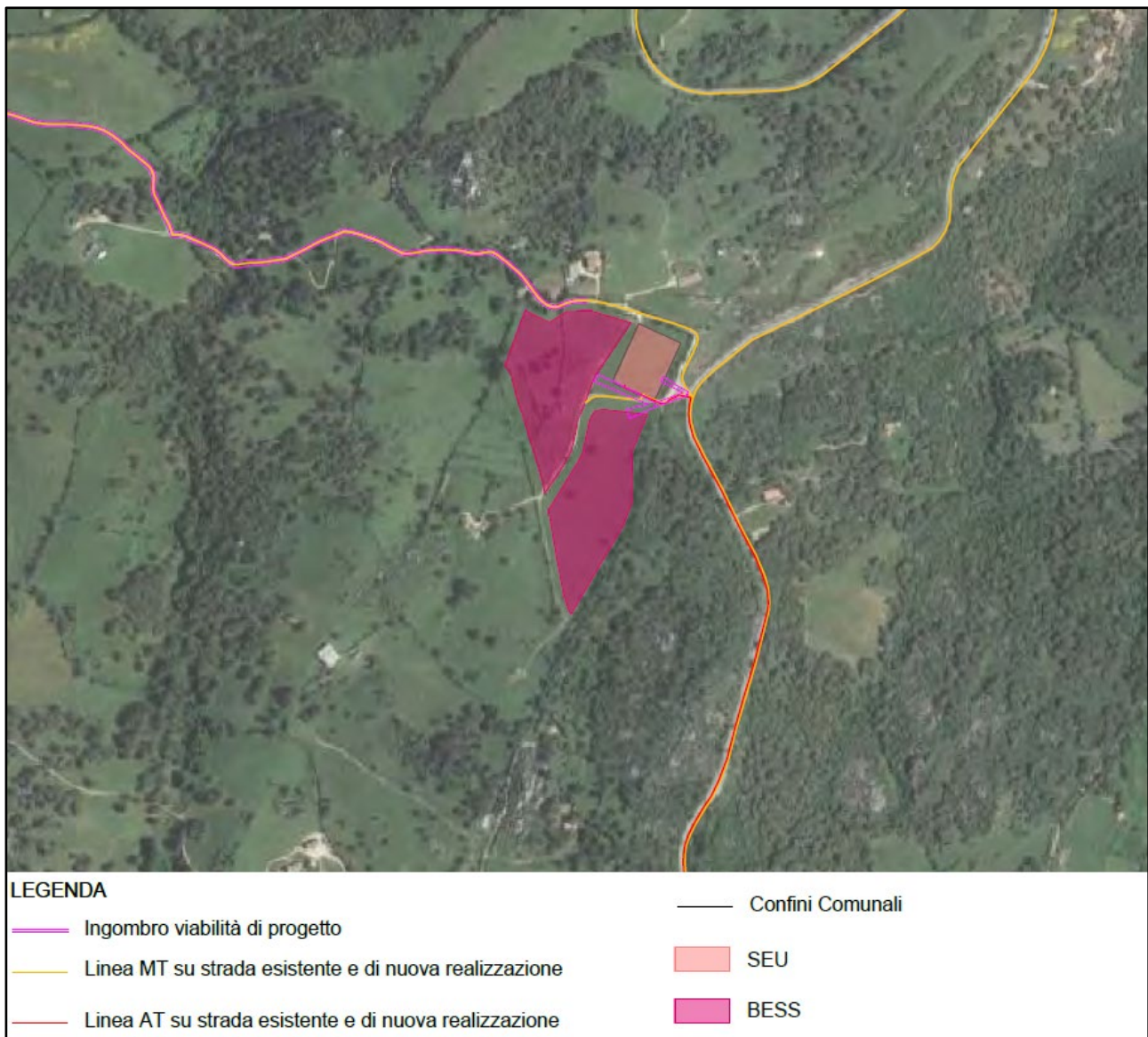
Per dettagli relativi al dimensionamento elettrico delle linee a 33 kV si rimanda all'elaborato di progetto "LTOE064 Calcolo preliminare degli impianti elettrici".



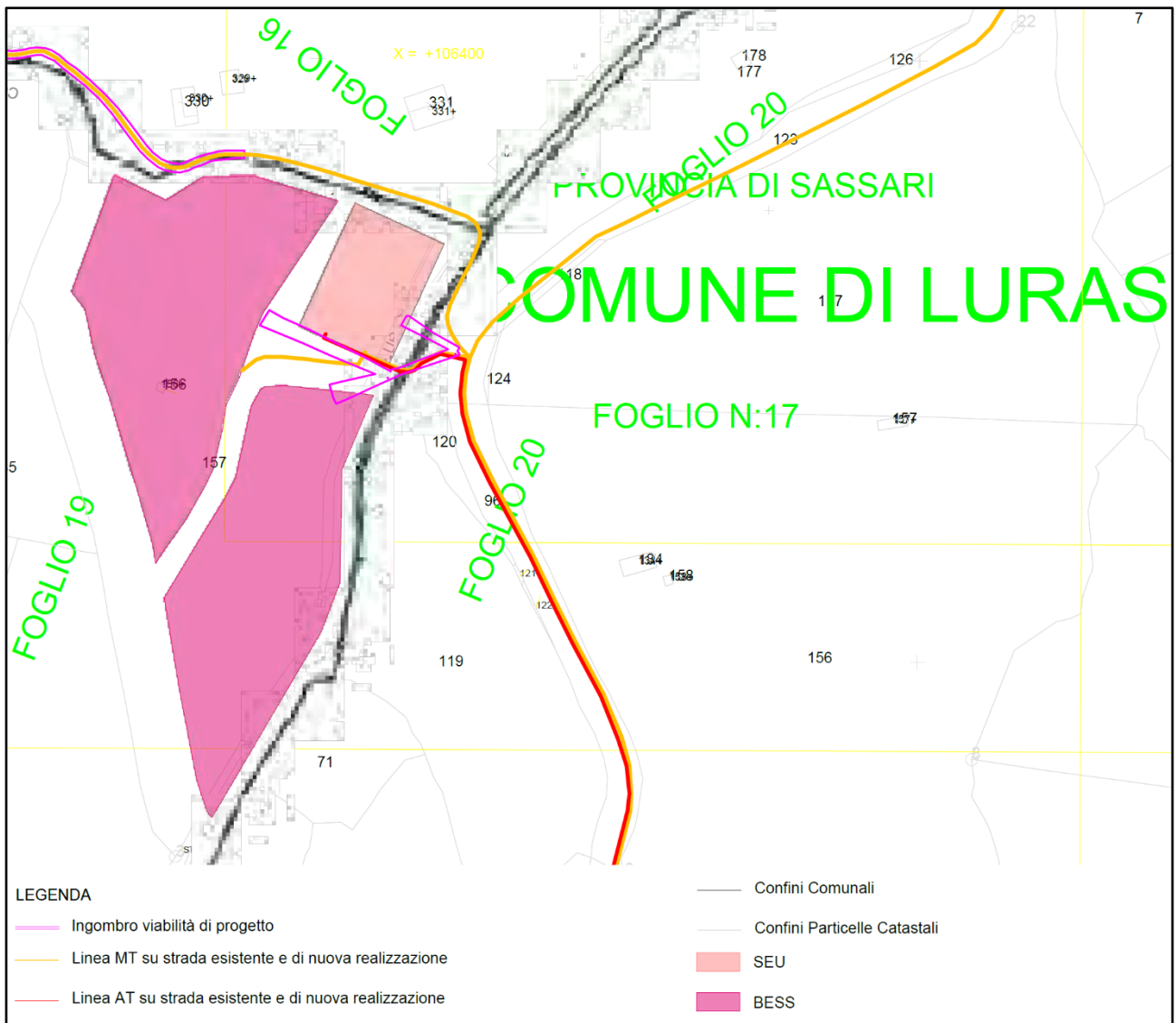
## 7. SOTTOSTAZIONE ELETTRICA DI UTENTE

Il progetto prevede che l'impianto eolico, di potenza totale in immissione pari a 144,0 MWp e costituito da 11 aerogeneratori di potenza nominale pari a 7,2 MWp, collegati tra loro mediante un cavo interrato alla tensione nominale di 33 kV, e da un sistema di accumulo di energia di 64,8 MWp, convogli l'elettricità presso una Stazione Elettrica di trasformazione Utente 150/33 kV, contenuta in una stazione in condivisione con altri produttori da ubicarsi nel Comune di Luras.

All'interno della SEU 150/33 kV è raccolta l'energia prodotta a 33 kV (Media Tensione) ed è trasformata a 150 kV (Alta Tensione).



**Figura 7.1:** Localizzazione della SEU 150/33 kV nel Comune di Luras su ortofoto



**Figura 7.2:** Localizzazione della SEU 150/33 kV nel Comune di Luras su catastale

La Stazione Elettrica Utente ha dimensioni in pianta di circa 52 m x 42 m.

Di seguito è riportata la planimetria della SEU (per maggiori dettagli si rimanda all’elaborato di progetto “LTOE082 Sottostazione elettrica utente – planimetria e sezioni elettromeccaniche”).



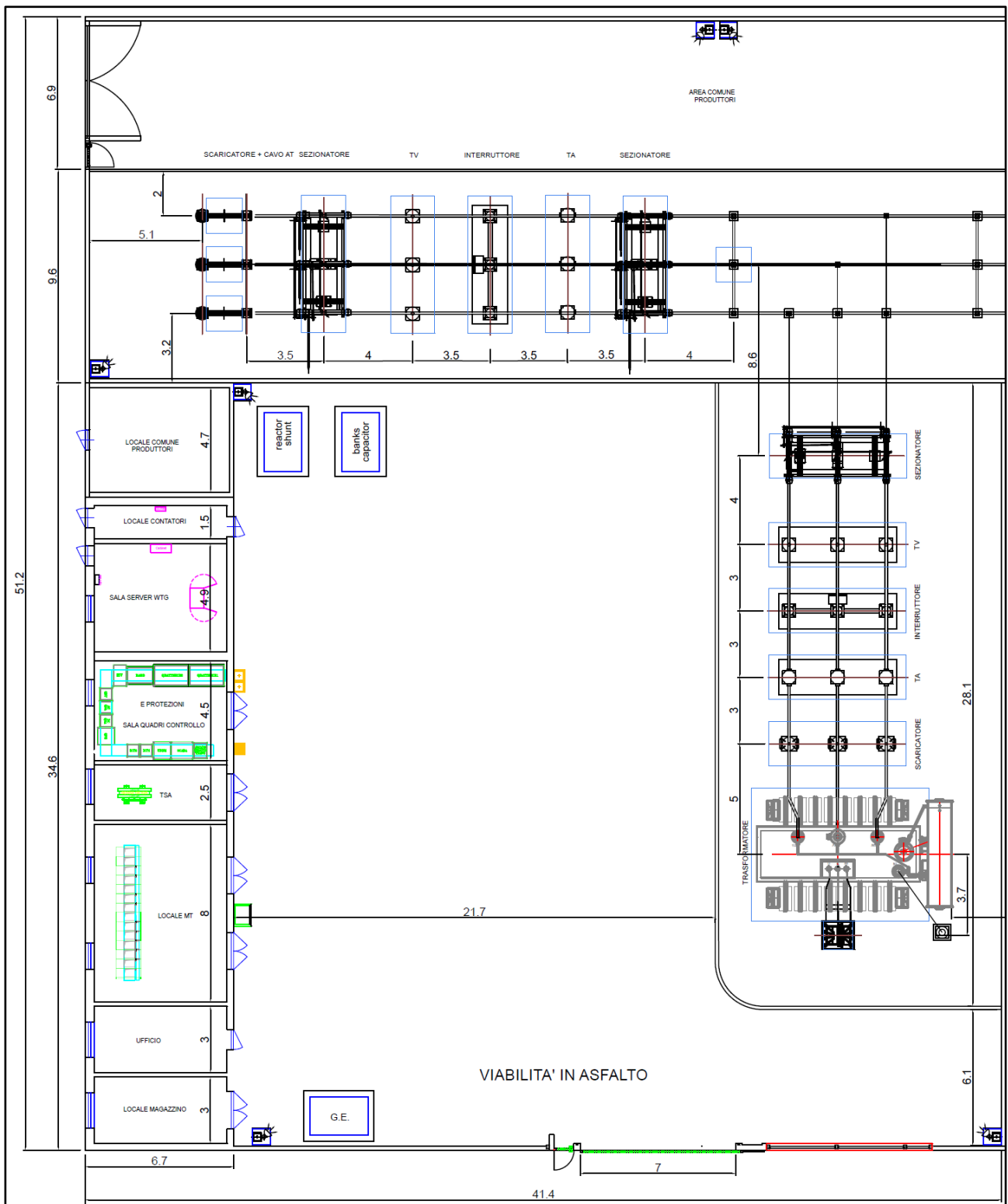


Figura 7.4: Dettaglio planimetria elettromeccanica della SEU 150/33 kV

### 7.1 Descrizione Stazione Elettrica Utente

Il progetto prevede che la Stazione Elettrica Utente sia costituita dalle seguenti apparecchiature:

- 1 trasformatore da 150/33 kV di potenza 180 MVA ONAN/ONAF;
- interruttori tripolari;

- 1 sistema di distribuzione in sbarre;
- trasformatore di tensione;
- trasformatore di corrente;
- scaricatori;
- sezionatori tripolari;
- planimetria apparecchiature elettromeccaniche.

Le caratteristiche tecniche delle apparecchiature elencate sono riportate in dettaglio nell'elaborato di progetto "LTOE072 Schema elettrico unifilare impianto utente".

La sezione a 33 kV e BT è costituita da:

- sistema di alimentazione di emergenza e ausiliari;
- trasformatori servizi ausiliari 33 / 0,4 kV 200 kVA (MT / BT);
- quadri elettrici in Media Tensione a 33 kV;
- sistema di protezione;
- sistema di monitoraggio e controllo;
- quadri misuratori fiscali.

In particolare, i quadri a 33 kV comprendono:

- scomparti di sezionamento linee di campo;
- scomparti di sezionamento linee BESS;
- scomparti trasformatore ausiliario;
- scomparti di misura;
- scomparto Shunt Reactor;
- scomparto Bank Capacitor.

L'intera area è delimitata da una recinzione perimetrale realizzata con moduli in calcestruzzo prefabbricati di altezza pari a 2,5 m.

## **7.2 Apparecchiature AT 150 KV**

---

La sezione AT 150 kV è caratterizzata da un punto di vista elettrico dai seguenti parametri:

- tensione di esercizio AT: 150 kV;
- tensione massima di sistema: 170 kV;
- frequenza: 50 Hz;
- tensione di tenuta alla frequenza industriale:
  - Fase-fase e fase a terra: 325 kV;

- Sulla distanza di isolamento: 375 kV;
- Tensione di tenuta ad impulso (1.2-50us):
  - Fase-fase e fase terra: 750 kV;
  - Sulla distanza di isolamento: 860 kV;
- Corrente nominale sulle sbarre: 2000 A;
- Corrente nominale di stallo: 1250 A;
- Corrente di corto circuito: 31,5 kA.

Di seguito sono riportate le principali caratteristiche del trasformatore di potenza.

- Rapporto di trasformazione AT/MT: 150 +/-10 x 1,25% / 33 kV;
- Potenza di targa: 180 MVA;
- Tipo di raffreddamento: ONAN/ONAF;
- Gruppo vettoriale: YNd<sub>11</sub> (stella/triangolo con neutro esterno lato 150 kV previsto per collegamento a terra);
- Tensione di cortocircuito:  $V_{cc}=13\%$ ;
- Tipo di commutatore: sotto carico;
- Tipo di regolazione della tensione: sull'avvolgimento 150 kV;
- Tipo di isolamento degli avvolgimenti AT e MT: uniforme;
- Tensione massima avvolgimento AT: 170 kV.

### **7.3 Sistemi di misura**

---

Il progetto prevede l'installazione di un sistema di misura UTF, collegato con i dispositivi di lettura all'interno del locale misure, al fine di contabilizzare l'energia prodotta dal parco eolico.

Tale sistema è corredato da un gruppo per la misura dei consumi dei sistemi ausiliari.

In accordo con le procedure di Terna e con quanto stabilito nel Regolamento di Esercizio, è altresì predisposto un sistema di trasmissione remoto delle misure verso Terna.

### **7.4 Sistema di automazione**

---

Le apparecchiature di sezionamento, manovra e di misura sono monitorate e controllate da remoto da un sistema SCADA.

### **7.5 Sistema di protezione**

---

Al fine di assicurare la sicurezza del parco eolico, degli operatori, della Stazione di condivisione contenente la SEU 150/330kV, nonché della SE RTN Terna, sono previsti tutti i sistemi di protezione.

## 7.6 Servizi ausiliari

---

L'alimentazione dei servizi ausiliari avviene mediante il trasformatore 33/0,4 kV, in derivazione dai quadri generali a 33 kV.

Inoltre, un generatore ausiliario assicura la massima continuità di servizio e il riarmo delle apparecchiature.

I trasformatori e il generatore ausiliario alimentano il Quadro dei Servizi Ausiliari, a cui sono collegate le utenze in corrente alternata in Bassa Tensione quali:

- ausiliari sezione a 33 kV;
- ausiliari sezione AT;
- illuminazione aree esterne;
- circuiti prese e circuiti illuminazione edificio della stazione elettrica;
- motori e pompe;
- raddrizzatore BT;
- sistema di monitoraggio;
- altre utenze minori.

Inoltre, dal Quadro dei Servizi Ausiliari verrà derivata l'alimentazione dei circuiti di protezione e comando.

## 7.7 Rete di terra

---

Il sistema di terra previsto presso la Sottostazione è dimensionato tenendo in conto le norme CEI EN 50522 (CEI 99-3) e CEI EN 61936-1 (CEI 99-2), le prescrizioni Terna, il tempo di eliminazione del guasto di 0,5 s e la corrente di guasto che sarà comunicata da Terna.

L'impianto di terra è costituito da una maglia di terra in corda di rame nudo di sezione minima pari a 120 mm<sup>2</sup>, interrato a 60 cm dal piano del suolo e avente lato interno massimo da valutare in sede di progettazione esecutiva.

Presso il trasformatore AT/MT l'impianto di terra è costituito da ulteriori dispersori verticali.

Inoltre, il sistema di terra è collegato all'impianto di terra presso l'edificio della Sottostazione, in considerazione delle specifiche indicazioni del gestore.

La rete di terra è collegata alle apparecchiature di Alta Tensione tramite cavo di rame nudo da 125 mm<sup>2</sup>.

Il collegamento tra i conduttori in rame è realizzato tramite morsetti in rame a compressione, le connessioni tra i conduttori e i sostegni metallici delle apparecchiature sono realizzate tramite capicorda e bulloni di fissaggio.

In definitiva si realizza un sistema di terra completo in grado di assicurare un sufficiente livello di sicurezza per quanto riguarda la capacità di dispersione.

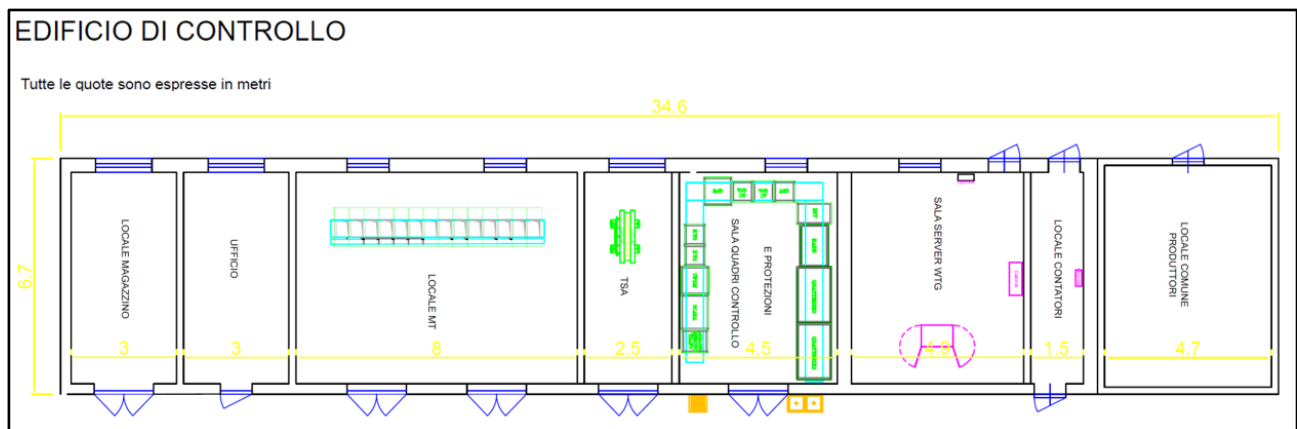
Come anticipato, in sede di progettazione sarà eventualmente possibile individuare aree in cui inserire sistemi di dispersione ausiliaria, al fine di garantire il rispetto delle tensioni limite sulla base delle norme citate, installare conduttori di terra suppletivi per il collegamento delle apparecchiature e infittire la maglia di terra in corrispondenza delle apparecchiature di Alta Tensione.

### 7.8 Edificio di comando e controllo

Il progetto prevede la realizzazione di un edificio di dimensioni in pianta di 34,6 m x 6,7 m in grado di contenere locali tecnici e uffici, quali:

- locale comune produttori;
- locale contatori;
- sala server WTG;
- locale quadri BT e protezioni;
- locale per servizi ausiliari;
- locale quadri in Media Tensione a 33 kV;
- locale adibito ad ufficio;
- locale magazzino.

L'edificio di comando e controllo è completo di illuminazioni e prese e potrà subire miglioramenti nel suo assetto in fase di progettazione esecutiva.



**Figura 7.8.1:** Edificio di comando e controllo

Maggiori dettagli sono riportati nell'elaborato di progetto "LTOE083 Sottostazione elettrica utente - piante, prospetti e sezioni".



## 7.9 Opere civili

---

Le principali opere civili previste riguardano:

- scotico superficiale;
- scavo di sbancamento e successivo consolidamento per garantire la necessaria qualità del sottofondo;
- eventuali opere strutturali necessarie alla preparazione dell'area (palificate e/o gabbionate);
- realizzazione della rete di terra;
- realizzazione della rete idraulica di smaltimento acque bianche;
- realizzazione fondazioni in c.a. per apparecchiature AT;
- sistemazione delle aree sottostanti le apparecchiature AT con area inghiaiaata;
- realizzazione di sottofondo stradale per lo spessore complessivo di 0,50 cm;
- finitura aree con conglomerato bituminoso, con strato binder (7 cm) e strato usura (3 cm);
- realizzazione dell'impianto di illuminazione esterna, con l'installazione di corpi illuminanti LED su pali tronco conici a stelo dritto lungo il perimetro;
- realizzazione muro perimetrale, del tipo chiuso con pannelli prefabbricati in calcestruzzo e paletti in calcestruzzo, infissi su fondazione in c.a., per una altezza complessiva fuori terra pari a 2,5 m;
- realizzazione di un ingresso carrabile (larghezza 7 m) e di uno pedonale, lungo il muro perimetrale;
- realizzazione accesso da pubblica viabilità sino al cancello di ingresso presso la SEU.

## 8. ANALISI DEL RISCHIO ELETTROCUZIONE

---

L'elettrocuzione si verifica con il passaggio di corrente nel corpo umano dovuto al contatto diretto tra corpo – elemento in tensione.

L'entità del danno provocato dall'elettrocuzione dipende dalla durata del fenomeno, dall'intensità della corrente che attraversa l'organismo, dalle condizioni dell'organismo coinvolto e dagli organi interessati dal passaggio di corrente.

In questa trattazione si valuta il rischio di elettrocuzione nelle seguenti situazioni:

- contatti elettrici diretti;
- contatti elettrici indiretti;
- fulminazione diretta.

Per quanto riguarda i **contatti elettrici diretti**, la norma CEI 11-1 classifica le parti di impianto quali aerogeneratori e stazione di trasformazione come aree elettriche chiuse e gli elettrodotti interrati come esterni ad aree elettriche chiuse.

Pertanto, nel caso di aerogeneratori e stazione di trasformazione, le misure di protezione riguardano involucri, barriere, ostacoli e distanziamento, sulla base delle misure di cui al punto 7.1.3.2 della norma stessa.

Nel caso degli elettrodotti interrati, in base al punto 7.1.3.1 della norma citata, si adottano misure di protezione contro i contatti elettrici diretti quali distanziamento e involucri (nello specifico si adoperano cavi con guaina e schermo di isolamento e si farà ricorso alla metodologia di posa tipo M indicata dalla norma CEI 11-17).

Inoltre, si adoperano ulteriori accorgimenti relativamente ad eventuali contatti diretti:

- utilizzo di componenti dotati di marchio CE (Direttiva CEE 73/23);
- utilizzo di componenti aventi un idoneo grado di protezione alla penetrazione di solidi e liquidi;
- collegamenti effettuati utilizzando cavo rivestito con guaina esterna protettiva, idoneo per la tensione nominale utilizzata e alloggiato in condotto portacavi idoneo allo scopo.

La Norma CEI 64-8 Parte 4 “Prescrizioni per la sicurezza” e la Norma CEI 11-1 parte 7 “Misure di Sicurezza vengono comunque rispettate.

Per quanto riguarda i **contatti elettrici indiretti**, presso ogni aerogeneratore è realizzato un impianto di terra, costituito da anelli concentrici in alluminio interrati e connessi con le fondazioni dell'aerogeneratore.

Essi sono collegati alle sbarre di terra, presso le quali vengono connesse tutte le parti metalliche presenti all'interno dell'aerogeneratore.

Gli accorgimenti relativi ad eventuali contatti indiretti, in presenza dell'elettrodotto interrato, riguarda la posa, sul fondo dello scavo, di una treccia di rame della sezione di 90 mm<sup>2</sup>, tale da connettere tra loro tutte le maglie di terra intorno agli aerogeneratori, formando un unico impianto di terra.

Gli schermi dei cavi in corrispondenza dei giunti sono collegati a tale treccia.

Per quanto riguarda la sottostazione, la protezione da contatti indiretti è assicurata dall'impianto di terra, connesso a tutte le parti metalliche non in tensione e al centro stella del trasformatore.

In particolare, si prendono i seguenti accorgimenti:

- collegamento al conduttore di protezione PE di tutte le masse, ivi compresi i centri stella dei trasformatori MT/BT installati presso gli aerogeneratori, ad eccezione degli involucri metallici delle apparecchiature di Classe II;

- i dispositivi di protezione intervengono in caso di primo guasto verso terra con un ritardo massimo di 0,4 secondi, oppure entro 55 secondi con la tensione sulle masse in quel periodo non superiore a 50 V. In ogni caso verranno rispettate le prescrizioni riportate nella Norma CEI 64-8 Parte 4 “Prescrizioni per la sicurezza” e della Norma CEI 11-1 parte 7 “Misure di Sicurezza.

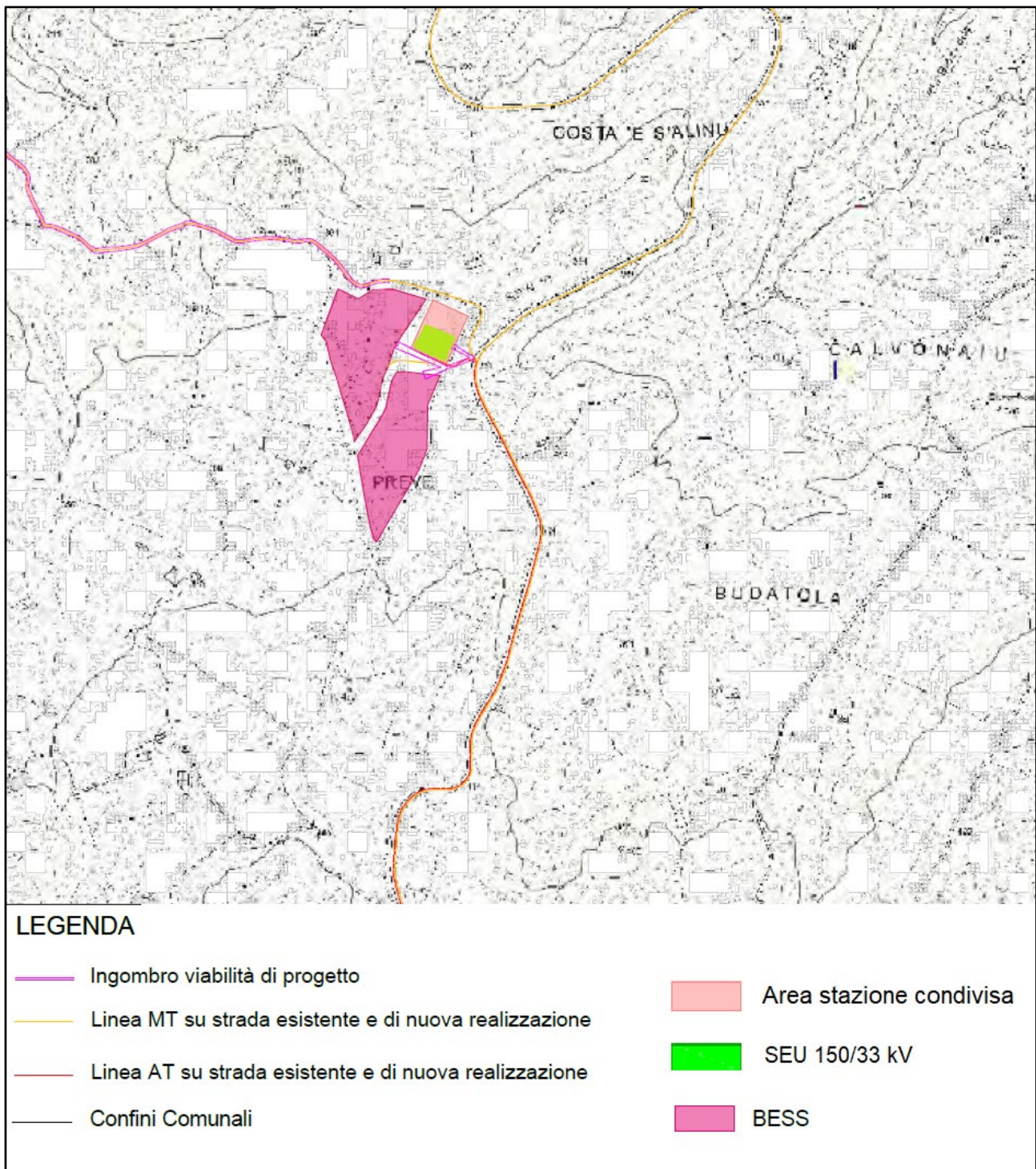
Per quanto riguarda la protezione contro le **fulminazioni dirette**, gli aerogeneratori sono dotati di un sistema di protezione, costituito da un anello di alluminio disposto sulle pale, una rete di terra intorno alla relativa fondazione e una linea di drenaggio.

## 9. STAZIONE DI CONDIVISIONE

---

Il progetto prevede la realizzazione della stazione in condivisione al fine di collegare l'impianto eolico di Gallura e l'impianto da fonte rinnovabile di un altro produttore con il medesimo stallo della Stazione Elettrica della RTN Terna 150 kV “Tempio” nel Comune di Calangianus.

La nuova stazione di condivisione è situata nel territorio del Comune di Luras in Provincia di Sassari.



**Figura 9.1:** Localizzazione della stazione in condivisione di Luras su CTR

La stazione è caratterizzata da 2 stalli di arrivo cavo collegati ad una sbarra comune e da uno stallo necessario alla connessione a 150 KV con la stazione RTN.

La stazione in condivisione occupa un'area di dimensioni in pianta di 76,1 m x 51,2 m, come rappresentato nella figura seguente (maggiori dettagli sono riportati nell'elaborato di progetto "LTOE082 Sottostazione elettrica utente – planimetria e sezioni elettromeccaniche").



Il BESS è localizzato nelle immediate vicinanze della Stazione Elettrica Utente di trasformazione 150/33 kV nel Comune di Luras, come rappresentato dalla figura seguente.



**Figura 10.1:** Planimetria generale dell'impianto BESS su immagine satellitare

Il BESS è un sistema costituito da apparecchiature e dispositivi in grado di immagazzinare a livello elettrochimico l'energia al fine di convertirla in energia elettrica in Media Tensione (nel caso specifico a 33 kV).

In particolare, il sistema BESS è costituito da un insieme di celle elettrochimiche connesse elettricamente tra loro in serie e parallelo in modo da formare i singoli moduli batterie, i quali, a loro volta, sono connessi elettricamente tra loro in serie e parallelo e assemblati in un unico sistema (armadio batteria).

Le batterie adoperate sono agli ioni di litio e presentano un'aspettativa di vita pari alla vita di impianto prevista in condizioni operative standard all'aperto.

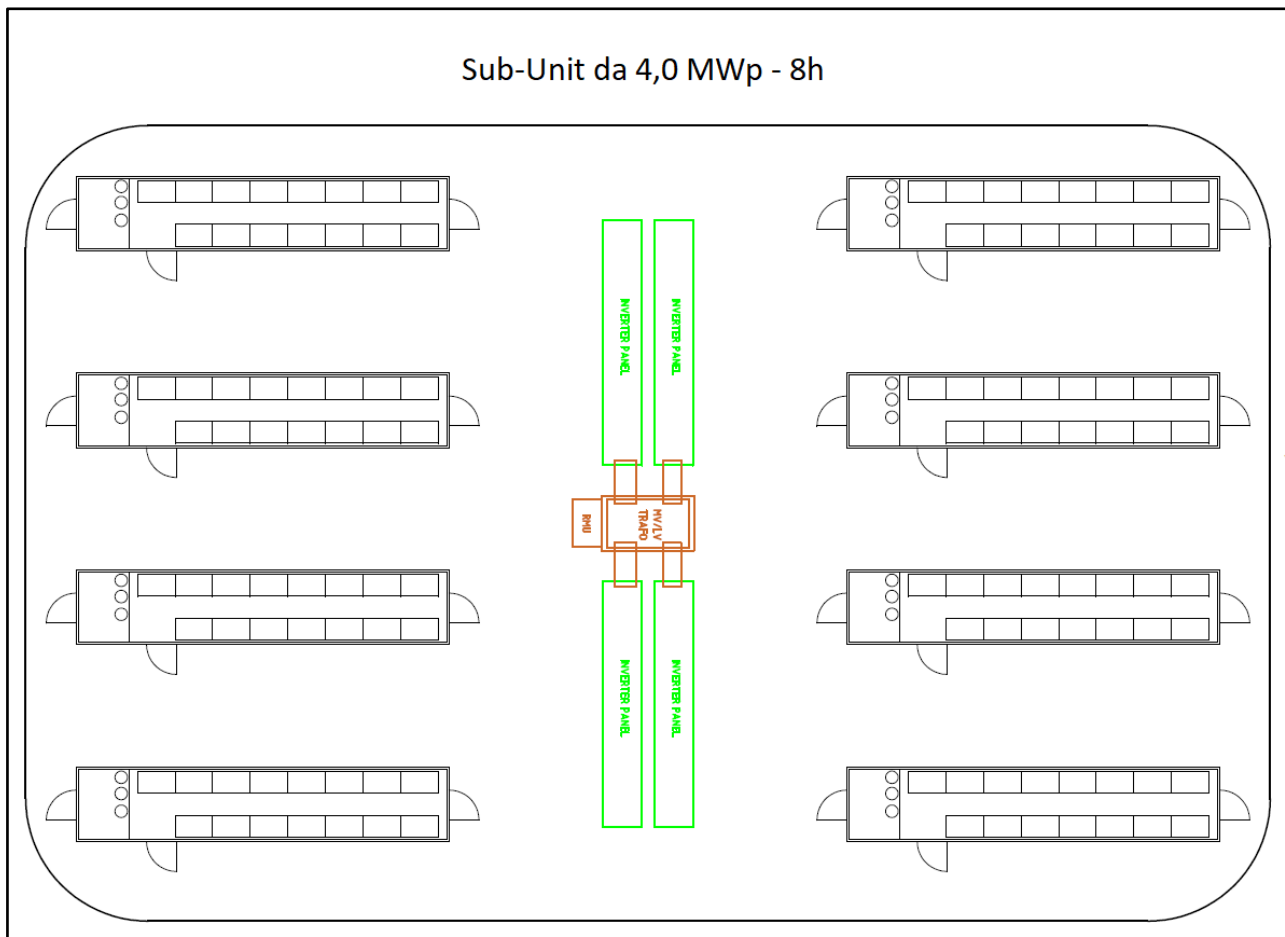
Un sistema di controllo batterie (BMS, Battery Management System) assicura la gestione, il controllo e il monitoraggio locale degli assemblati-batterie, mentre il PCS (Power Conversion System) assicura la conversione bidirezionale della corrente da AC/DC.

La gestione e il controllo locale dell'impianto è assicurato dal Sistema di Controllo Integrato (SCI).

I componenti e le apparecchiature principali del sistema di accumulo sono di seguito elencati:

- celle elettrochimiche;
- moduli batterie;
- sistema di gestione, controllo e monitoraggio locale delle batterie (BMS);
- sistema di conversione di corrente AC/DC (PCS);
- sistema di gestione e controllo dell'impianto (SCI);
- trasformatori di potenza 33 kV/BT;
- quadri elettrici 33 kV;
- sistema di misurazione;
- servizi ausiliari;
- sistema SCADA in grado di garantire la supervisione, il controllo e la raccolta dei dati relativi all'impianto;
- container batterie.

Nella **Figura 10.2** è rappresentata la configurazione della unità base presa in considerazione, ovvero quella costituita da 8 batterie e avente potenza pari a 4,0 MWp (8 h, ore di funzionamento) (in fase di progettazione esecutiva sarà possibile adottare soluzioni diverse che assicurino la potenza complessiva di 64,8 MWp).



**Figura 10.2:** Unità base da 4,0 MWp - 8h del BESS

Partendo dalla configurazione di esempio, il sistema BESS è ottenuto replicando 17 unità da 3,811764706 MWp (tale valore di potenza è riferito al massimo contributo al punto di connessione della singola unità e non alla potenza nominale della stessa) per una potenza totale di 64,8 MWp (la replicazione delle 17 Sub-Unit da 4,0 MWp corrisponderebbe ad una potenza complessiva di 68,0 MWp, superiore a quella richiesta, motivo per cui si è ridotto proporzionalmente la taglia delle singole unità).





**Figura 10.3:** Configurazione BESS di potenza 64,8 MWp

Nel caso in cui si considerasse la configurazione sopra rappresentata, il BESS sarebbe costituito da 4 gruppi di Sub-Unit da 3,811764706 MWp ciascuna, 3 dei quali da 4 unità e uno da 5 unità, come riportato nella **Tabella 10.1**.

Le Sub-Unit di ciascun gruppo sono collegate tra loro in entra – esci e ognuno dei 4 gruppi è collegato ad a un BESS MV Container, contenente i quadri elettrici in Media Tensione a 33 kV e collegato alla SEU 150/33 kV tramite cavo interrato a 33 kV, come esplicitato nella **Tabella 6.3.2**.

Nella **Tabella 10.1** sono indicati anche i valori di potenza assorbita dai sistemi ausiliari dell'impianto (il valore di potenza assorbita dai sistemi ausiliari è fissato al 7 % della potenza totale del BESS, ovvero  $0,07 \times 64,8 \text{ MWp} = 4,536 \text{ MWp}$ ).

I sistemi ausiliari sono in grado di assicurare servizi ausiliari quali:

- illuminazione esterna dell'area del BESS;
- sistema per la ventilazione;
- illuminazione interna all'area BESS e di sicurezza;
- alimentazione per i sistemi di controllo.

L'alimentazione dei servizi ausiliari avviene in Bassa Tensione (400/230 V) e il numero di cabine di trasformazione (BESS AUX Container) per la connessione alla Media Tensione d'impianto (33 kV) è pari a 4.

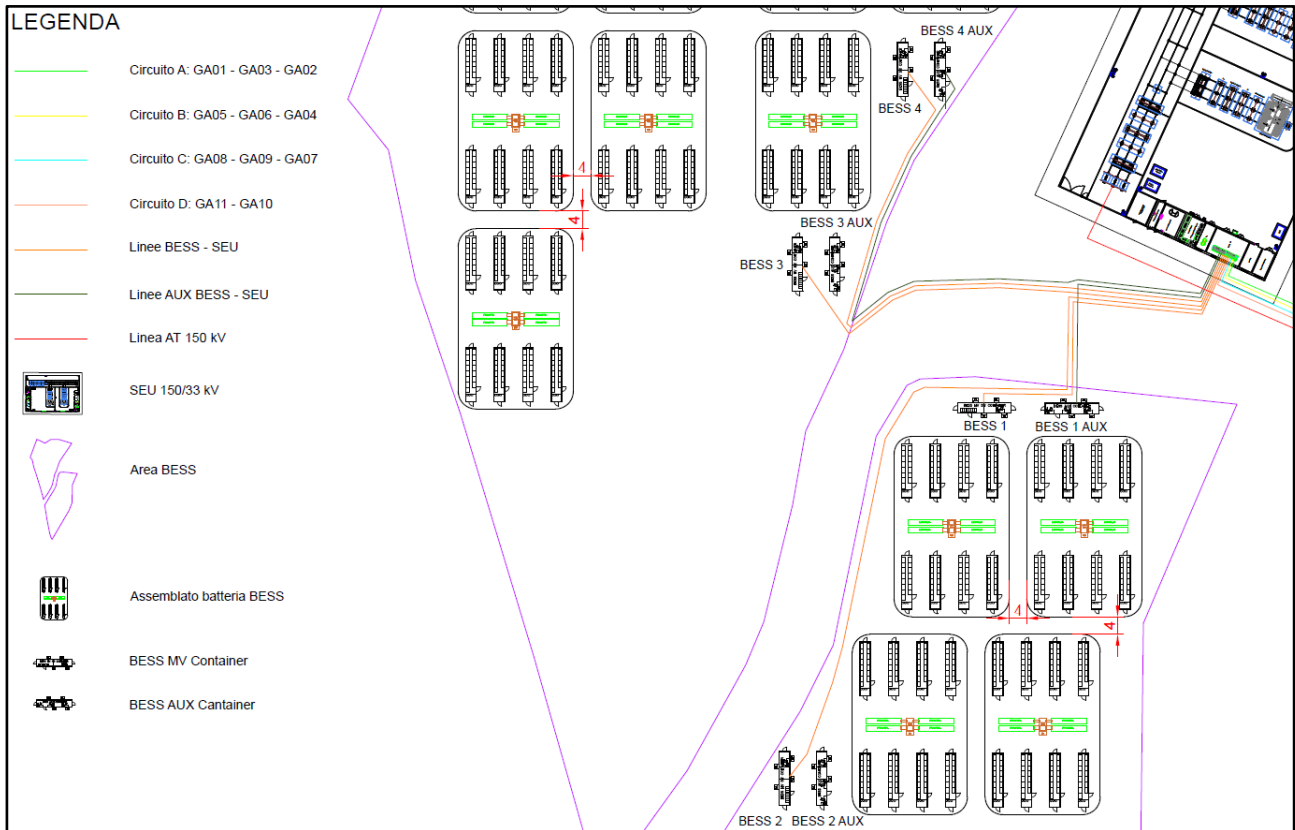
I BESS AUX Container sono alimentati da feeder ad essi dedicati e, essendo previste più cabine di trasformazione per l'area dedicata al BESS, si ritiene opportuno realizzare un anello aperto prevedendo un ulteriore feeder (elaborato di progetto "LTOE072 Schema elettrico unifilare impianto utente" e **Tabella 6.2.4**).

Il collegamento tra i BESS AUX Container e i quadri elettrici a 33 kV della SEU 150/33 kV è realizzato tramite 2 cavi interrati a 33 kV, come esplicitato nella **Tabella 6.3.2**.

Gruppo	Numero Sub-Unit	Potenza richiesta al punto di connessione della Sub-Unit (Contributo al PoC) [MWp]	Potenza servizi ausiliari [MWp] (7% * Ppoc)
Gruppo 1	5	19,05882353	1,334117647
Gruppo 2	4	15,24705882	1,067294118
Gruppo 3	4	15,24705882	1,067294118
Gruppo 4	4	15,24705882	1,067294118
Totale	17	64,8	4,536

**Tabella 10.1:** Suddivisione in gruppi di Sub-Unit e relative potenze

All'interno dell'area d'impianto la disposizione delle Sub-Unit è tale da garantire una reciproca distanza di 4 m, rappresentanti le strade interne.



**Figura 20.4:** Layout del BESS con cavi di collegamento al quadro a 33 kV della SEU 150/33 kV

Informazioni più dettagliate sono riportate nell'elaborato di progetto "LTOE065 Relazione descrittiva BESS".

## 11. CAVO DI ALTA TENSIONE

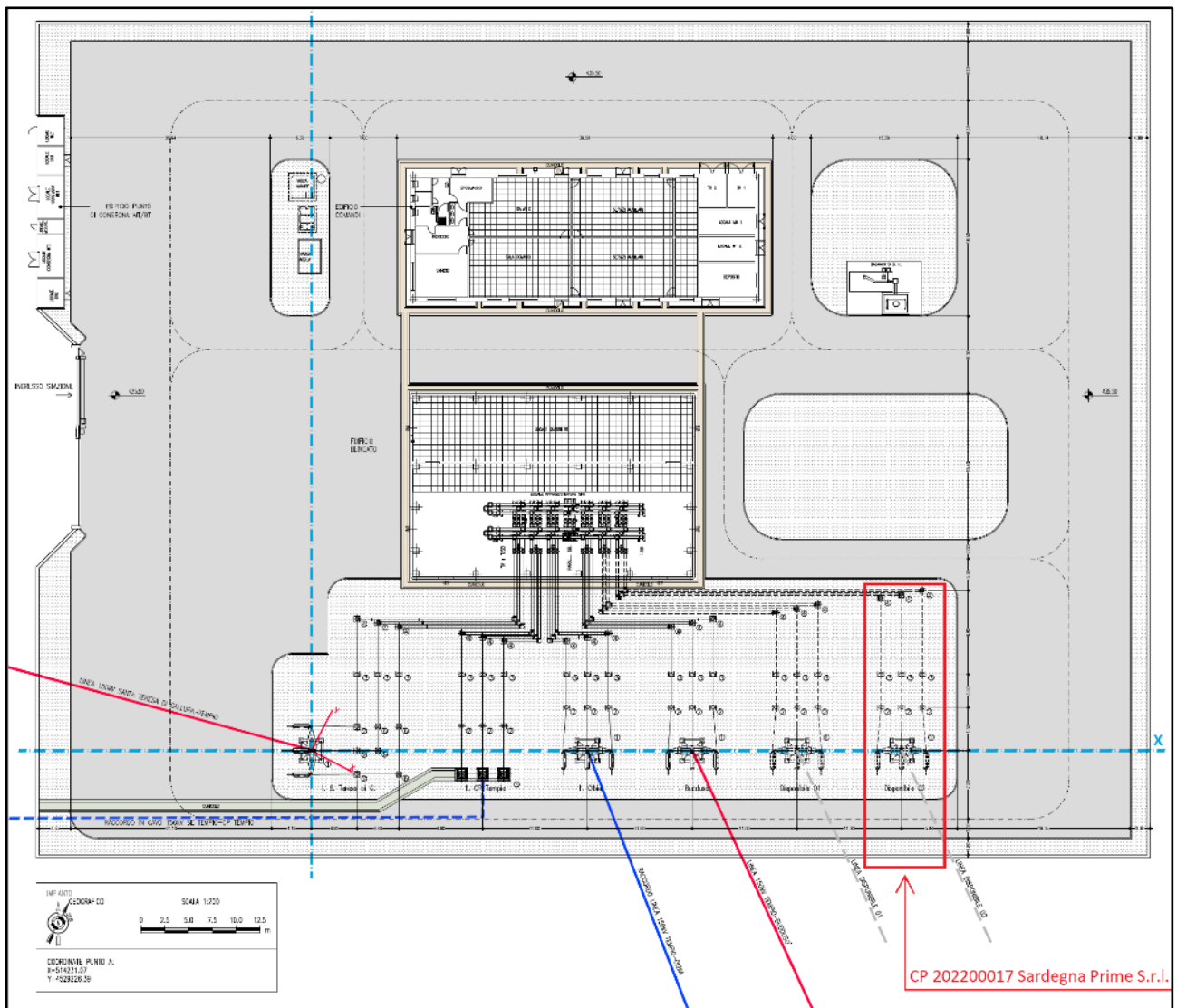
Il collegamento tra la Stazione Elettrica di trasformazione Utente 150/33 kV, nel Comune di Luras, e la il nuovo stallo a 150 kV della Stazione Elettrica della RTN a 150 kV, denominata "Tempio" e localizzata nel Comune di Calangianus, è realizzato tramite una linea interrata a 150 kV di lunghezza di circa 7,2 km ed è composta da una terna di cavi unipolari ARE4H5E (o similari) del costruttore Prysmian, di sezione di 1000 mm<sup>2</sup>, in accordo con lo standard IEC 60840, con conduttore in alluminio, schermo semiconduttivo del conduttore, isolamento in polietilene reticolato XLPE, U<sub>0</sub>/U<sub>n</sub> (U<sub>max</sub>) 87/150 (170) kV, portata nominale di 750 A, schermo semiconduttivo dell'isolamento, schermo metallico e guaina di protezione esterna in alluminio saldata longitudinalmente.

I cavi a 150 kV della terna sono installati 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.





**Figura 12.1:** Individuazione su immagine satellitare della SE RTN 150 kV "Tempio" e dello stallo a 150 kV di condivisione



**Figura 12.2:** Planimetria della SE RTN 150 kV “Tempio” con l’ubicazione dello stallo a 150 kV

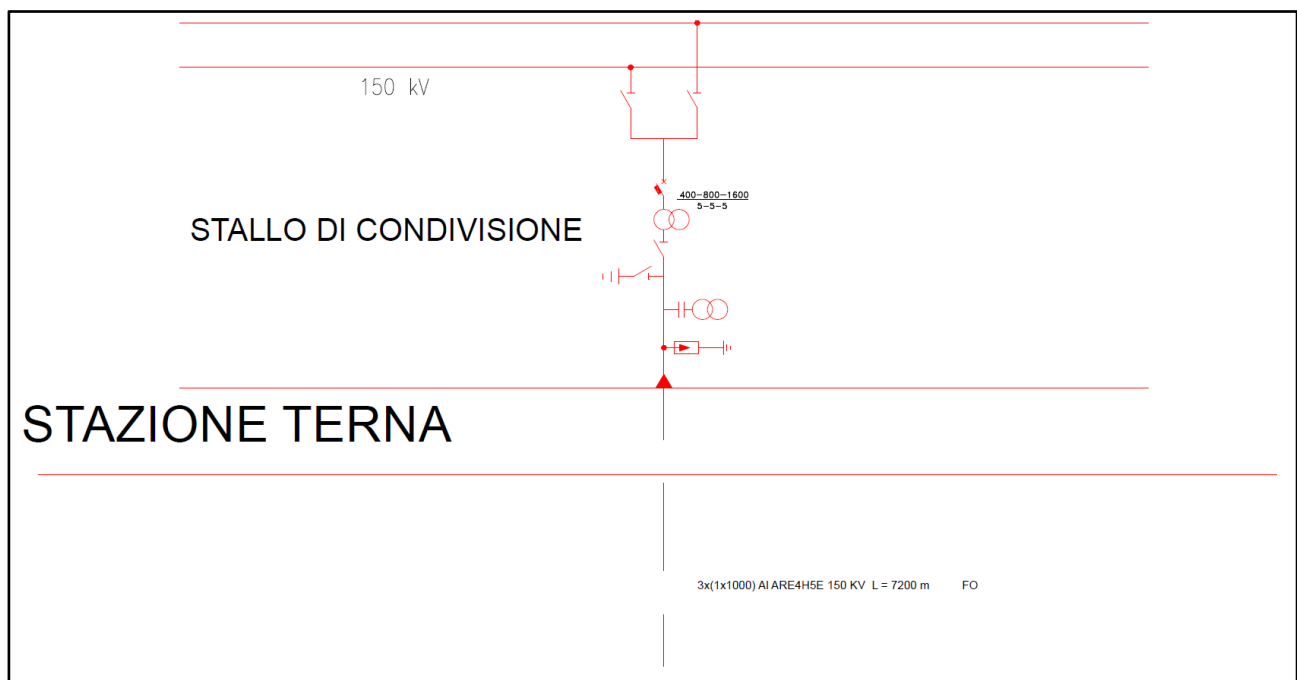
Nella seguente figura sono rappresentati rispettivamente il dettaglio della planimetria dello stallo di cui sopra e la relativa sezione (“LTOE090 Sottostazione elettrica RTN (stallo AT di competenza) – planimetria e sezione elettromeccanica”).



Le apparecchiature che costituiscono lo stallo all'interno della Stazione Elettrica della RTN a 150 kV rispondono alle specifiche Terna e sono di seguito elencate:

- Terminali cavi AT;
- Sbarre 150 kV;
- Trasformatori di Tensione capacitivi 150 kV;
- Trasformatori di corrente 150 kV;
- Sezionatore unipolare orizzontale con lame di terra 150 kV;
- Sezionatori unipolari verticale 150 kV;
- Interruttore tripolare 150 kV;
- Scaricatori di sovratensione 150 kV.

Nella **Figura 12.5** è riportato lo schema elettrico unifilare relativamente allo stallo in condivisione della SE RTN 150 kV (lo schema della parte d'impianto a monte è riportata nelle **Figura 6.2.1 ÷ 6.2.9** e nell'elaborato di progetto "LTOE091 Schema elettrico unifilare degli impianti di utenti e di RTN (limitatamente allo stallo di competenza)").



**Figura 12.5:** Dettaglio dello schema unifilare dello stallo in condivisione della SE RTN 150 kV "Aliano"

Come anticipato, la Soluzione Tecnica Minima Generale STMG (Codice Pratica del preventivo di connessione 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", previa realizzazione di un nuovo elettrodotto di collegamento della RTN a 150 kV tra la SE di Santa Teresa e la nuova SE Buddusò, come illustrato nella seguente figura.



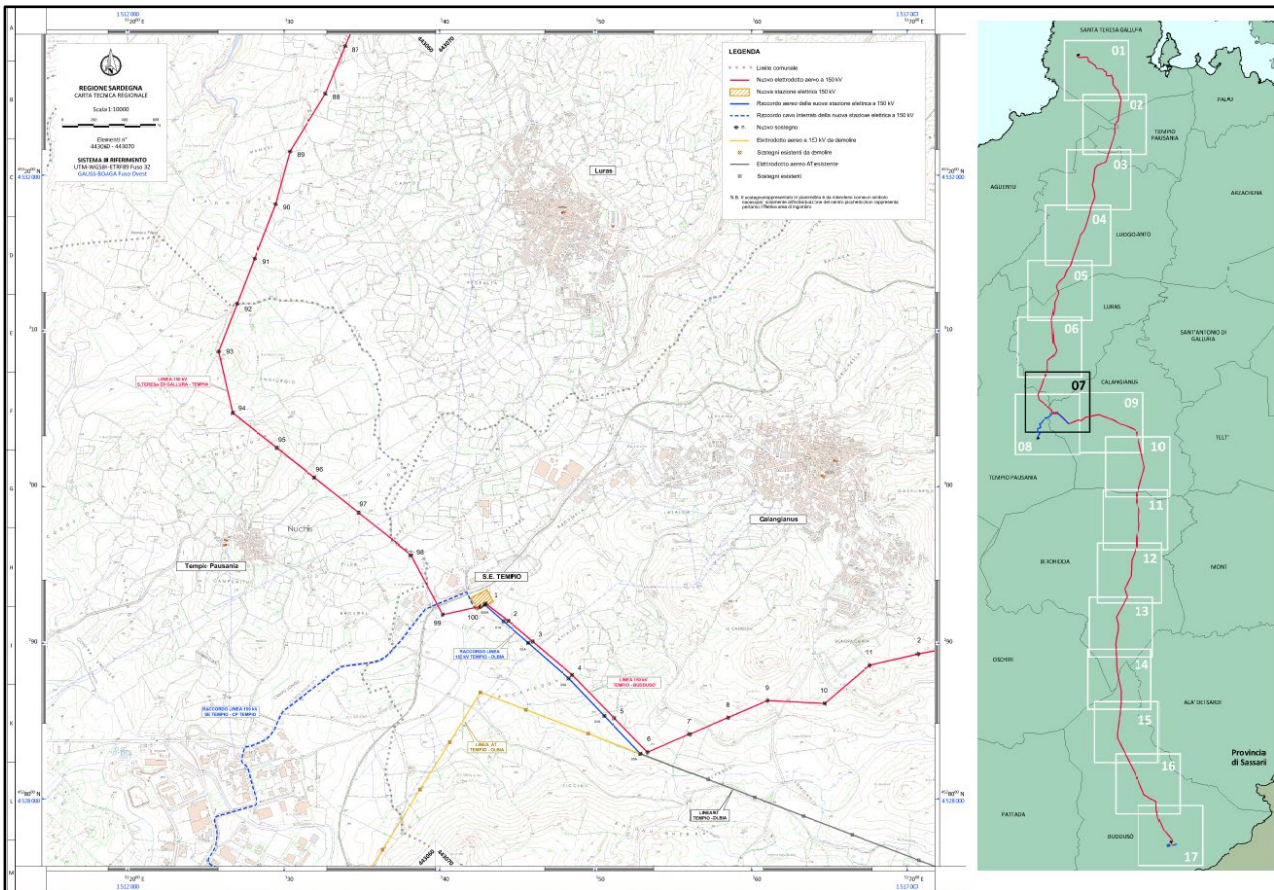


Figura 12.6: Nuovo elettrodotto di collegamento della RTN a 150 kV tra la SE di Santa Teresa e la nuova SE Buddusò

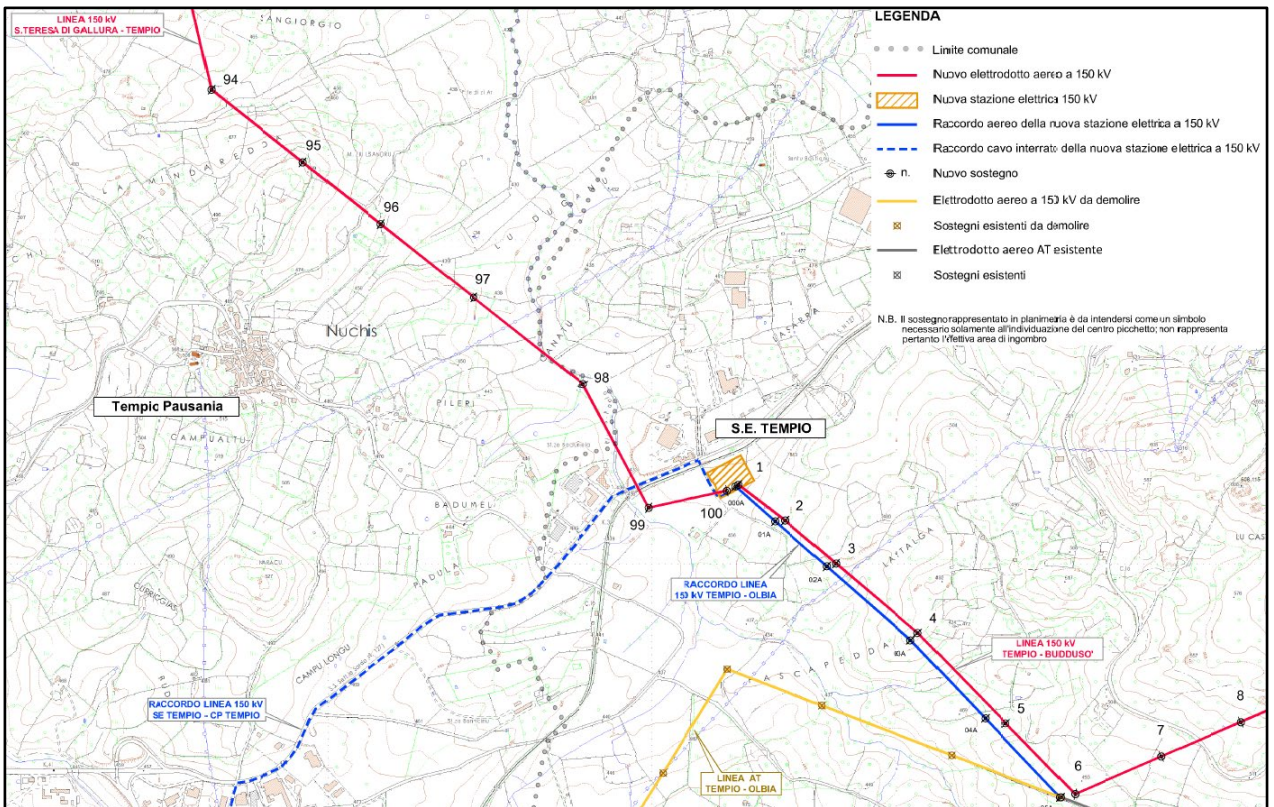


Figura 12.7: Dettaglio del nuovo elettrodotto di collegamento della RTN a 150 kV tra la SE di Santa Teresa e la nuova SE Buddusò