

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



Progetto Definitivo

## Parco Eolico Orgosolo-Oliena

Titolo elaborato:

# Relazione tecnica descrittiva delle opere elettriche

EP	TL	GD	EMISSIONE	27/12/23	0	0
REDATTO	CONTR.	APPROV.	DESCRIZIONE REVISIONE DOCUMENTO	DATA	REV	

### PROPONENTE



**SCIROCCO PRIME SRL**

Via A. De Gasperi n. 8  
74023 Grottaglie (TA)

### CONSULENZA



**GECODOR SRL**

Via A. De Gasperi n. 8  
74023 Grottaglie (TA)

**PROGETTISTA**

Ing. Gaetano D'Oronzio

Codice  
**OROE057**

Formato A4

Scala

Foglio 1 di 41

## Sommarario

1. PREMESSA .....	4
2. NORMATIVE DI RIFERIMENTO .....	4
3. DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO.....	6
4. AEROGENERATORE DI PROGETTO.....	8
4.1 Descrizione generale dell'aerogeneratore.....	8
4.2 Quadri elettrici in Media Tensione a 33 kV degli aerogeneratori.....	11
5. SISTEMA DI DISTRIBUZIONE A 33 KV .....	13
5.1. Suddivisione degli aerogeneratori in circuiti.....	13
5.2. Linee a 33 kV .....	18
5.3. Posa e dati tecnici del cavo di collegamento utilizzato, fibra ottica e sistema di terra .....	20
5.4. Coesistenza tra i cavi elettrici di energia interrati e collegamenti interrati di altra natura.....	25
5.4.1. Coesistenza tra cavi di energia interrati e cavi di telecomunicazioni .....	25
5.4.2. Coesistenza tra cavi di energia interrati e tubazioni metalliche .....	26
5.4.3. Incroci di cavi .....	26
5.5. Dimensionamento delle linee elettriche a 33 kV .....	27
6. SOTTOSTAZIONE ELETTRICA UTENTE .....	28
6.1 Descrizione Stazione Elettrica Utente .....	30
6.2 Sistemi di misura .....	32
6.3 Sistema di automazione .....	32
6.4 Sistema di protezione .....	32
6.5 Servizi ausiliari.....	32
6.6 Rete di terra .....	33
6.7 Edificio di comando e controllo .....	33
6.8 Opere civili .....	34
7. ANALISI DEL RISCHIO ELETTROCUZIONE .....	35

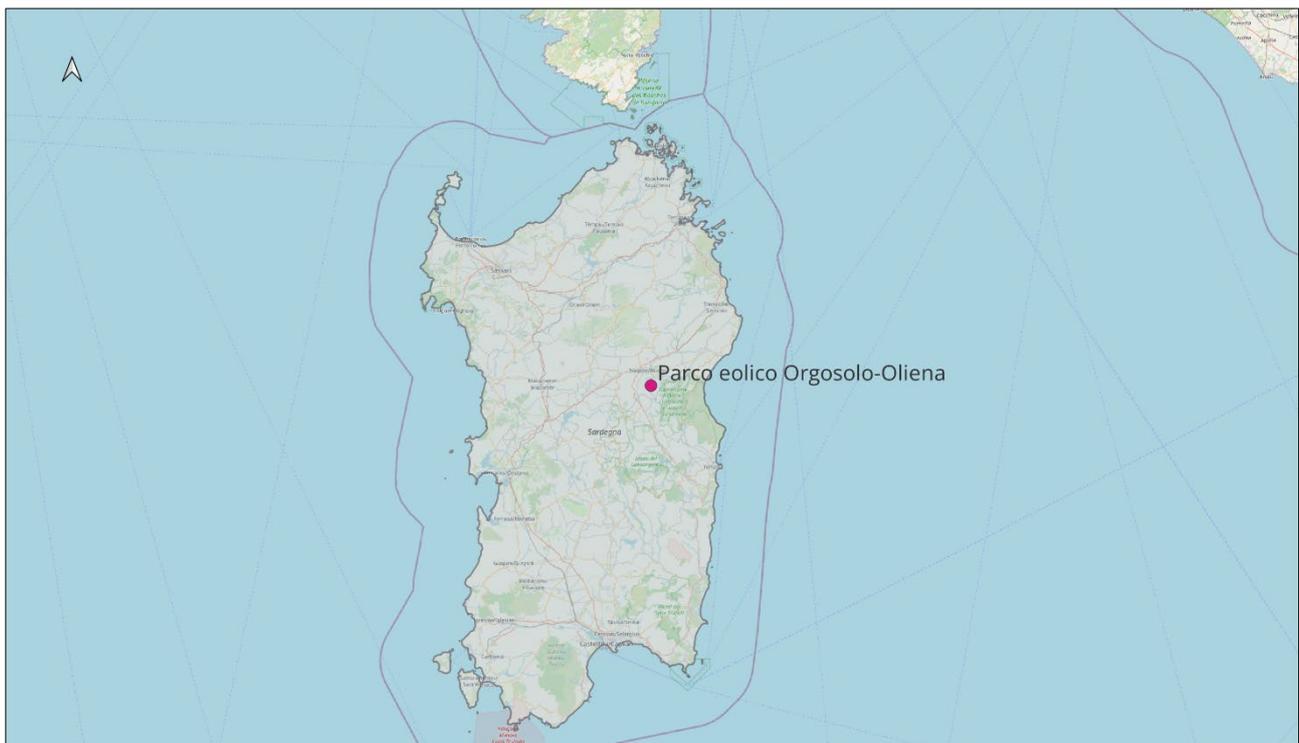
<b>8. IMPIANTO BESS</b> .....	36
<b>9. CAVO ELETTRICO INTERRATO IN ALTA TENSIONE</b> .....	40

## 1. PREMESSA

La “**Scirocco Prime s.r.l.**” è una società costituita per realizzare un impianto eolico in Sardegna, denominato “**Parco Eolico Orgosolo-Oliena**”, nel territorio dei comuni di Orgosolo e Oliena nella provincia di Nuoro.

L’impianto è caratterizzato da una potenza totale di 109,8 MW e ha punto di connessione in corrispondenza della Stazione Elettrica RTN Terna 150 kV, di futura realizzazione, nel Comune di Nuoro.

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 suddetta società, si è occupata della progettazione definitiva per la richiesta di Autorizzazione Unica (AU) alla costruzione e l’esercizio del suddetto impianto eolico e della relativa Valutazione d’Impatto Ambientale (VIA).



**Figura 1.1:** Localizzazione Parco Eolico Orgosolo-Oliena

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 pari a 109,8 MW ed è costituito da:

- 11 aerogeneratori, di potenza nominale pari a 7,2 MW, altezza della torre pari a 114 m e rotore pari a 172 m;
- un sistema di accumulo di energia (BESS) della potenza pari a 30,6 MW.

Gli aerogeneratori sono collegati tra loro mediante terne di cavi interrati in Media Tensione a 33 kV che convogliano l'elettricità presso una Stazione Elettrica Utente (SEU) di trasformazione 150/33 kV, al fine di collegarsi alla futura Stazione Elettrica (SE) 150 kV della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) Terna di Nuoro attraverso una terna di cavi interrati a 150 kV.

L'impianto interessa prevalentemente il Comune di Orgosolo (NU), ove ricadano 9 aerogeneratori, la SEU 150/33 kV e il sistema di stoccaggio dell'energia (Battery Energy Storage System, BESS), il Comune di Oliena (NU), ove ricadono 2 aerogeneratori, e il Comune di Nuoro, dove ricade la SE RTN Terna 150 kV.

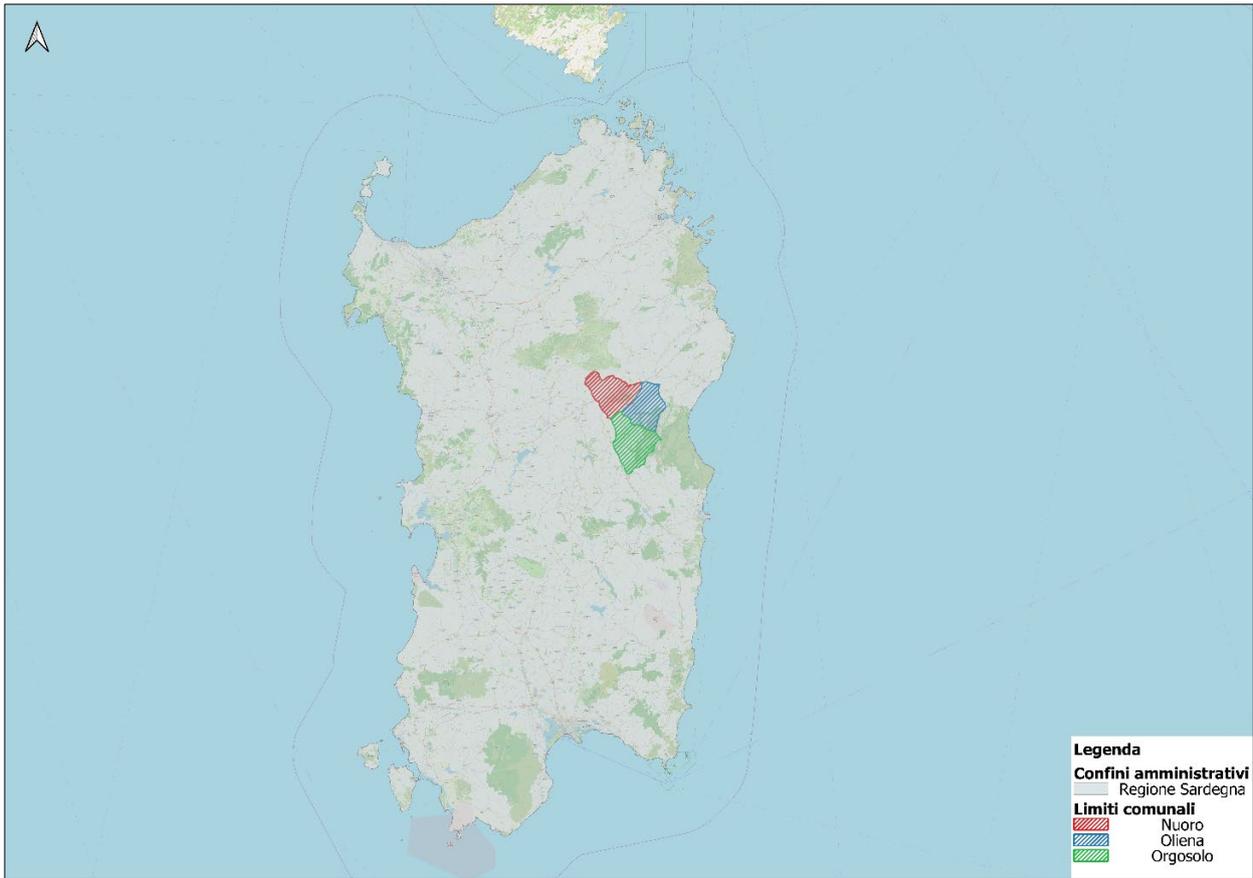


Figura 3.1: Inquadramento territoriale - Limiti amministrativi comuni interessati

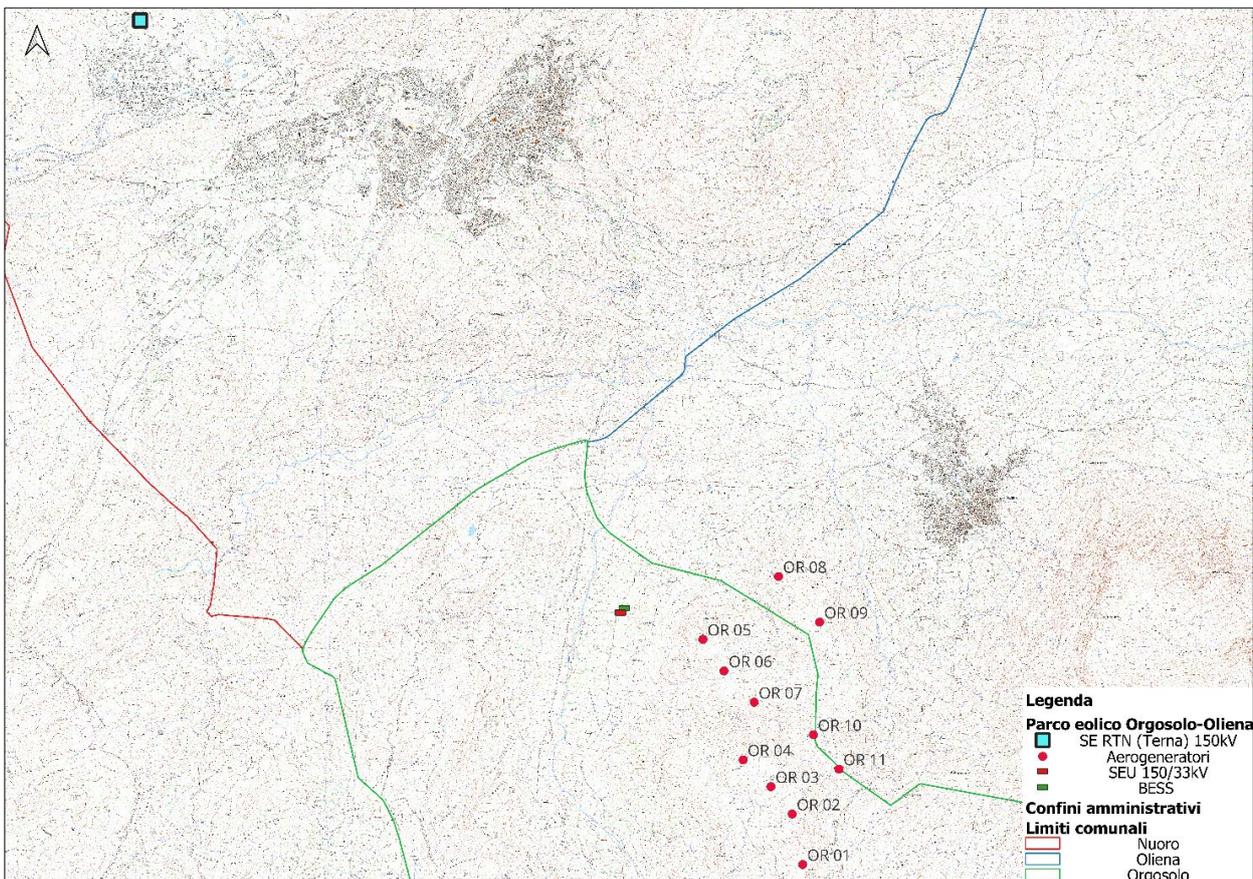


Figura 3.2: Layout d’impianto su IGM con i limiti amministrativi dei comuni interessati

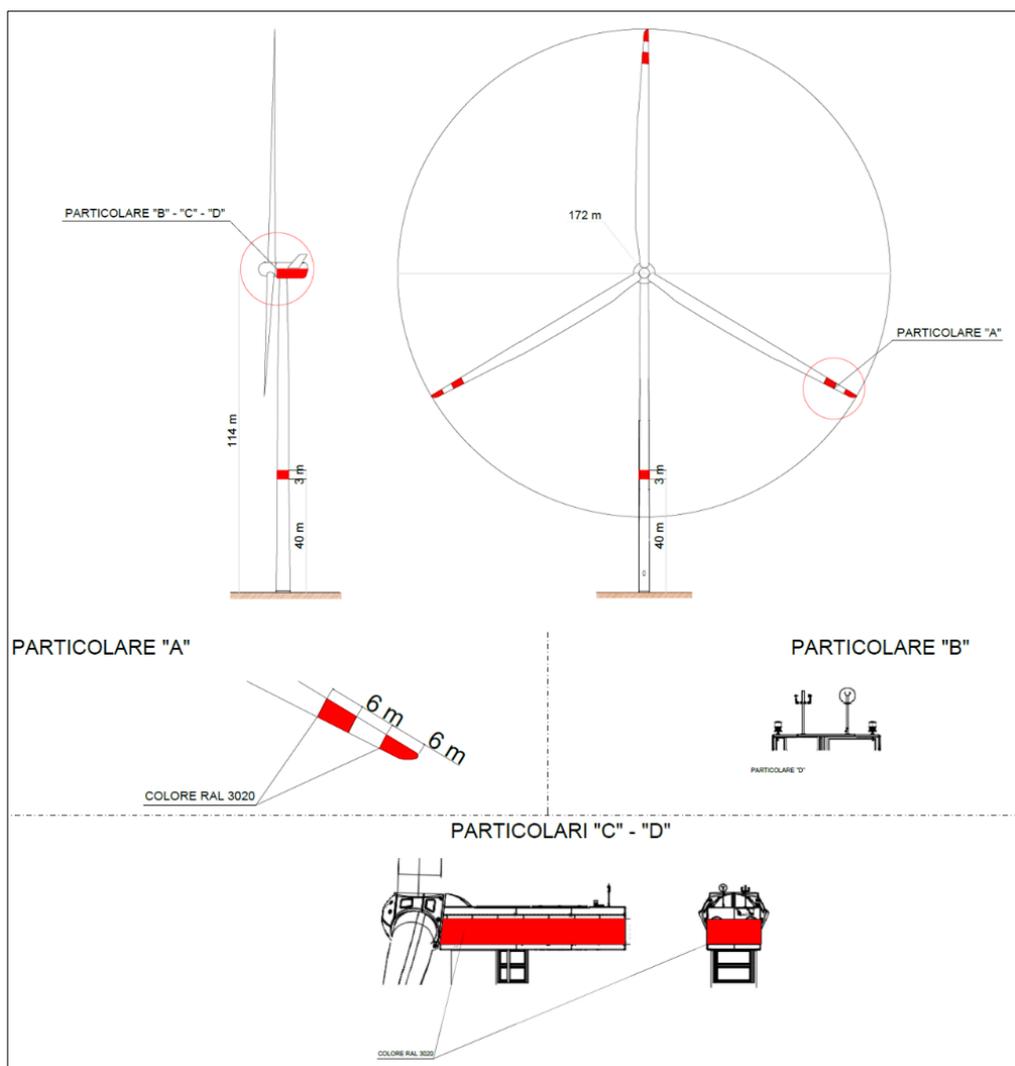
Le linee elettriche interrato di Media Tensione a 33 kV sono allocate prevalentemente in corrispondenza del sistema di viabilità interna, necessario alla costruzione e alla gestione futura dell'impianto e realizzato prevalentemente adeguando il sistema viario esistente e realizzando nuovi tratti di raccordo per consentire il transito dei mezzi eccezionali.

La Soluzione Tecnica Minima Generale (CP: 202200734), fornita da Terna, prevede che l'impianto eolico in progetto venga collegato in antenna a 150 kV sulla nuova Stazione Elettrica della RTN 150 kV da inserire in entra – esce alla linea RTN a 150 kV "Taloro – Siniscola 2", previa realizzazione del nuovo elettrodotto a 150 kV tra la nuova SE e il futuro ampliamento a 150 kV della SE RTN "Ottana".

#### 4. AEROGENERATORE DI PROGETTO

##### 4.1 Descrizione generale dell'aerogeneratore

Il progetto prevede l'installazione dell'aerogeneratore di modello Vestas V 172, di potenza nominale pari a 7,2 MW, altezza torre all'hub pari a 114 m e diametro del rotore pari a 172 m.



**Figura 4.1.1:** Profilo aerogeneratore V172 – 7,2 MWp – HH = 114 m – D = 172 m

Technical specifications	
<b>POWER REGULATION OPERATIONAL DATA</b> <span style="float: right;">Pitch regulated with variable speed</span>	
Standard rated power	7,200kW
Cut-in wind speed	3m/s
Cut-out wind speed	25m/s
Wind class	IEC S
Standard operating temperature range	from -20°C* to +45°C
*High wind Operation available as standard	
<b>SOUND POWER</b>	
Maximum	106.9dB(A)**
**Sound Optimised Modes available dependent on site and country	
<b>ROTOR</b>	
Rotor diameter	172m
Swept area	23,235m <sup>2</sup>
Aerodynamic brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders
<b>ELECTRICAL</b>	
Frequency	50/60 Hz
Converter	full scale
<b>GEARBOX</b>	
Type	two planetary stages
<b>TOWER</b>	
Hub heights*	114 m (IEC S), 150 m (IEC S), 164 m (DIBt), 166 m (IEC S), 175 m (DIBt) and 199 m (DIBt)
*Site specific towers available on request	
<b>SUSTAINABILITY</b>	
Carbon Footprint	6.4g CO <sub>2</sub> e/kWh
Return on energy break-even	6.9 months
Lifetime return on energy	34 times
Recyclability rate	86.6%
Configuration: 166m hub height, Vavg=7.4m/s, k=2.48. Depending on site-specific conditions. Metrics are based on an internal streamlined assessment. An externally reviewed Life Cycle Assessment will be made available on vestas.com once finalised.	

**Figura 4.1.2:** Specifiche tecniche aerogeneratore di progetto

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

Le caratteristiche dell'aerogeneratore 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.

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, nel caso di incendio dei componenti meccanici, attivano un sistema di spegnimento ad acqua atomizzata ad alta pressione e, nel caso di incendi dei componenti elettrici (cabine elettriche e trasformatore), attivano un sistema di spegnimento a gas inerte (azoto).

Inoltre, 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 e l'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.

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 (720 V) dal generatore al trasformatore;
- trasformatore da Bassa Tensione a Media Tensione (0,72/33 kV);
- sistema di rifasamento del trasformatore;
- cella in Media Tensione a 33 kV di arrivo linea e di protezione del trasformatore;

- quadro Bassa Tensione (720 V) di alimentazione dei servizi ausiliari;
- quadro di controllo locale.

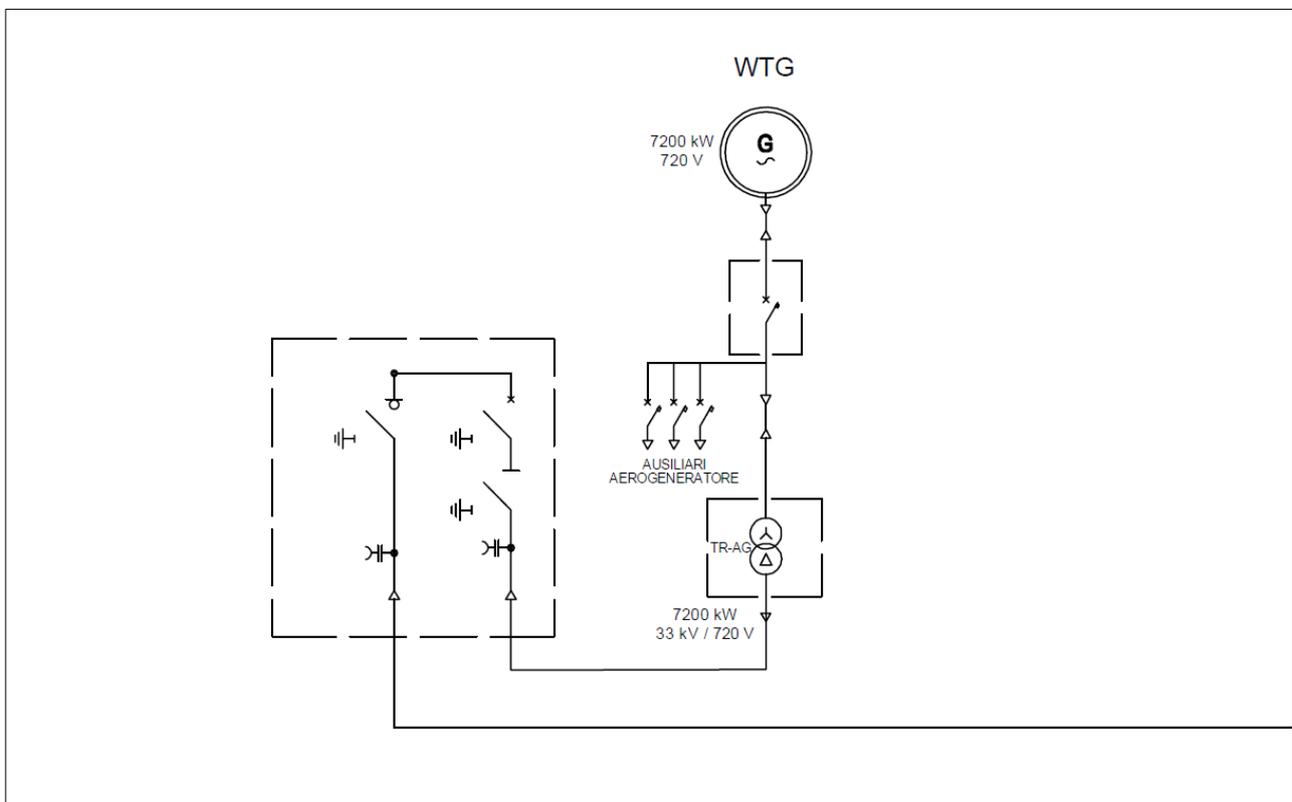
#### 4.2 Quadri elettrici in Media Tensione a 33 kV degli aerogeneratori

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 (elaborato di progetto "OROEO69 Schema elettrico unifilare impianto utente") si ha una particolare configurazione del quadro a 33 kV.

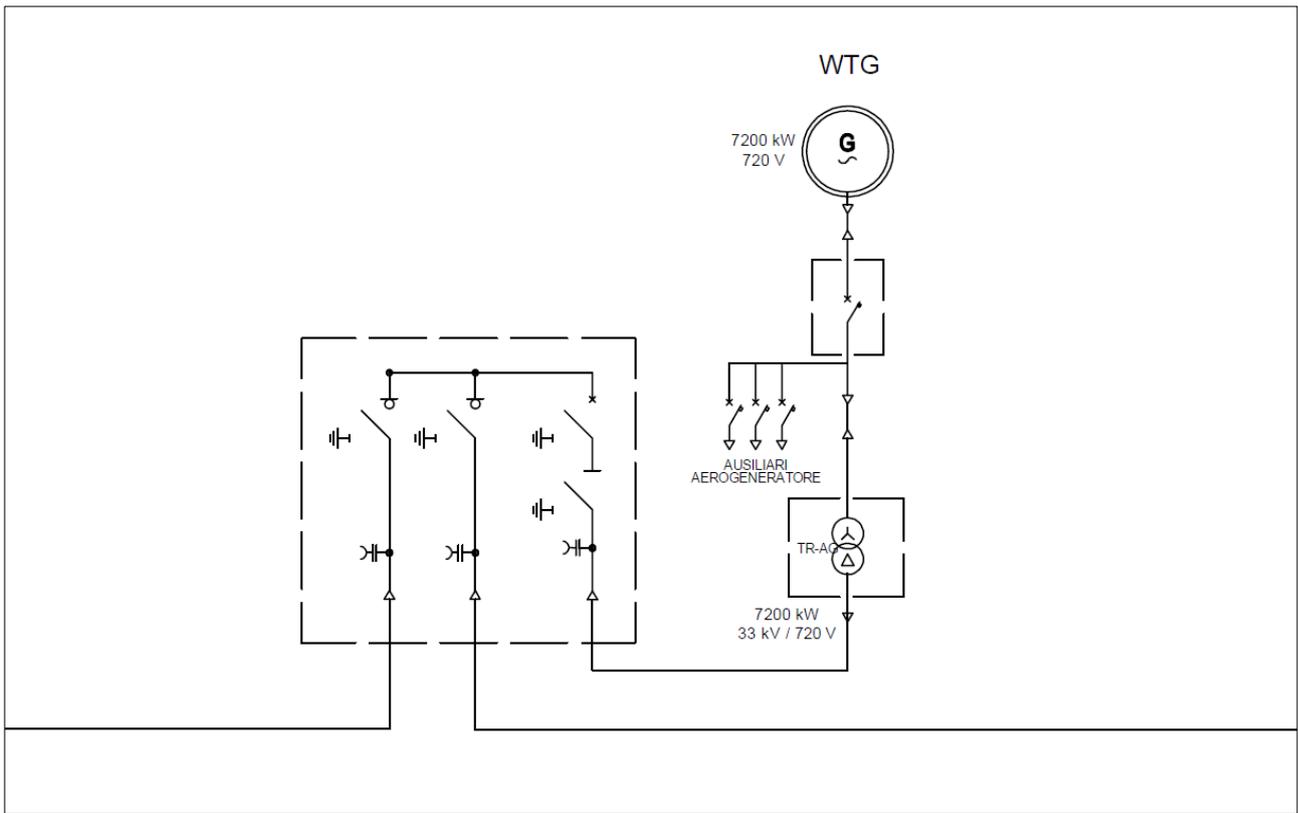
In particolare, nelle figure seguenti sono riportate le 3 tipologie di collegamento dei quadri elettrici degli aerogeneratori:

- Fine Linea



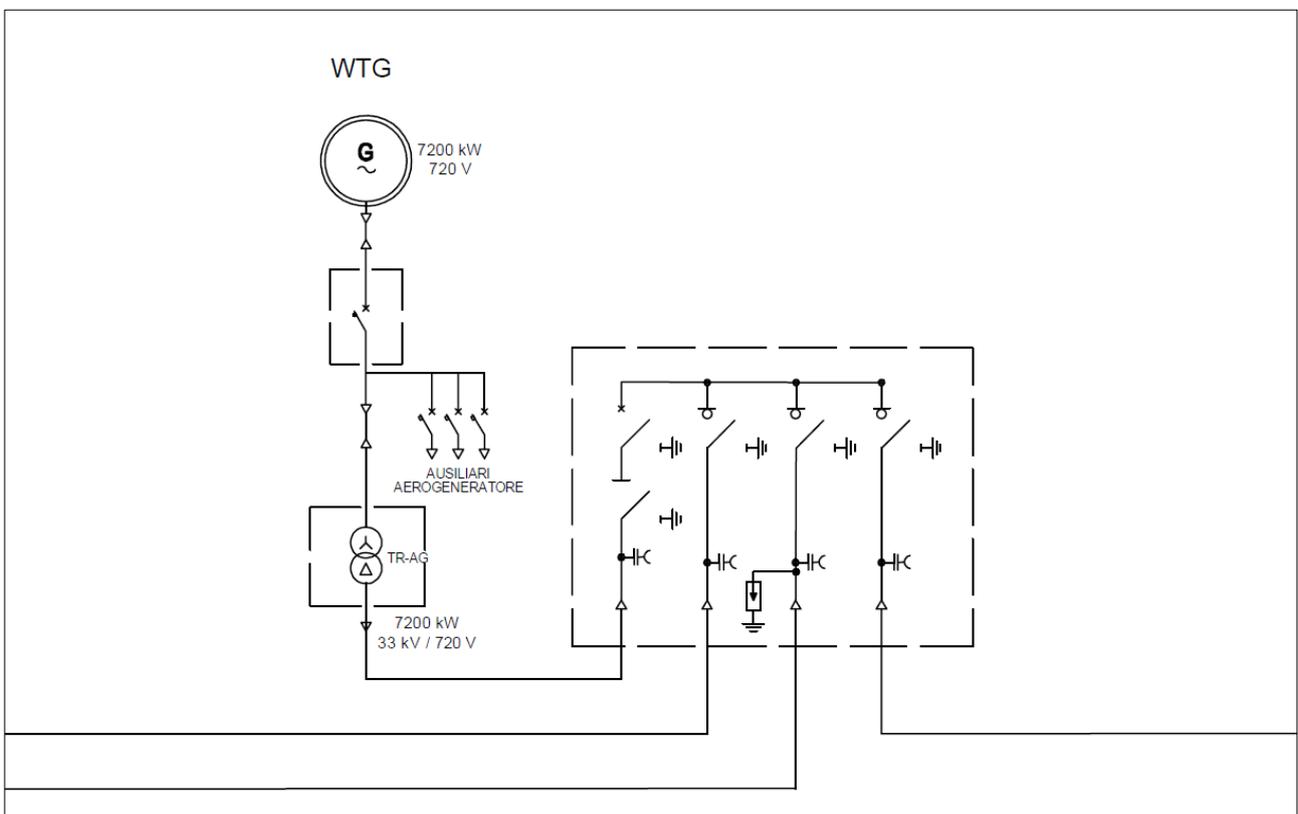
**Figura 4.2.1:** Configurazione di fine linea

- Entra – Esci



**Figura 4.2.2:** Configurazione di Entra – Esci

- Smistamento



**Figura 4.2.3:** Configurazione di Smistamento

Come ampiamente trattato nel seguito, gli aerogeneratori sono suddivisi in 5 sottocampi o circuiti, ognuno collegato alla SEU 150/33 kV, costituito da 2 o 3 macchine, collegate tra loro secondo lo schema riportato in tabella.

Circuito	Aerogeneratore	Configurazione Quadro Elettrico aerogeneratore
CIRCUITO A	OR 01	Fine Linea
	OR 04	Entra – Esci
CIRCUITO B	OR 03	Fine Linea
	OR 02	Entra – Esci
CIRCUITO C	OR 11	Fine Linea
	OR 10	Entra – Esci
CIRCUITO D	OR 05	Fine Linea
	OR 07	Fine Linea
	OR 06	Smistamento
CIRCUITO E	OR 08	Fine Linea
	OR 09	Entra – Esci

**Tabella 4.2.1:** Suddivisione in circuiti degli aerogeneratori e tipologia di Quadro Elettrico

## 5. SISTEMA DI DISTRIBUZIONE A 33 KV

### 5.1. Suddivisione degli aerogeneratori in circuiti

Il Parco Eolico Orgosolo-Oliena è caratterizzato da una potenza complessiva di 109,8 MW, ottenuta da 11 aerogeneratori, di potenza pari a 7,2 MW ciascuno, e da un BESS da 30,6 MW.

Gli aerogeneratori sono collegati elettricamente tra loro mediante terne di cavi a 33 kV in modo da formare 5 sottocampi (Circuiti A, B, C, D ed E) di 2 o 3 WTG, a cui è associato un colore diverso per una più chiara identificazione, come riportato nella tabella seguente.

Sottocampo o Circuito	Aerogeneratori	Potenza totale [MW]
CIRCUITO A	OR 01 – OR 04	14,4
CIRCUITO B	OR 03 – OR 02	14,4
CIRCUITO C	OR 11 – OR 10	14,4
CIRCUITO D	OR 05 – OR 07 – OR 06	21,6
CIRCUITO E	OR 08 – OR 09	14,4

**Tabella 5.1.1:** Suddivisione degli aerogeneratori in circuiti elettrici e potenza associata

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

Lo schema a blocchi di riferimento, nel quale sono indicate le sezioni e le lunghezze dei cavi di ogni linea elettrica e nel quale gli aerogeneratori sono collegati tra loro secondo lo schema in schema in entra – esce, in smistamento e in fine linea, è riportato nella **Figura 5.1.1** (maggiori dettagli sono riportati nell'elaborato di progetto "OROE068 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 o in smistamento (OR 06) e ognuno dei 5 circuiti è collegato alla SEU 150/33 kV.

Il BESS, di potenza complessiva di 30,6 MW, è collegato alla Stazione Elettrica Utente attraverso 2 linee elettriche interrata a 33 kV, come rappresentato nella **Tabella 5.1.2**.

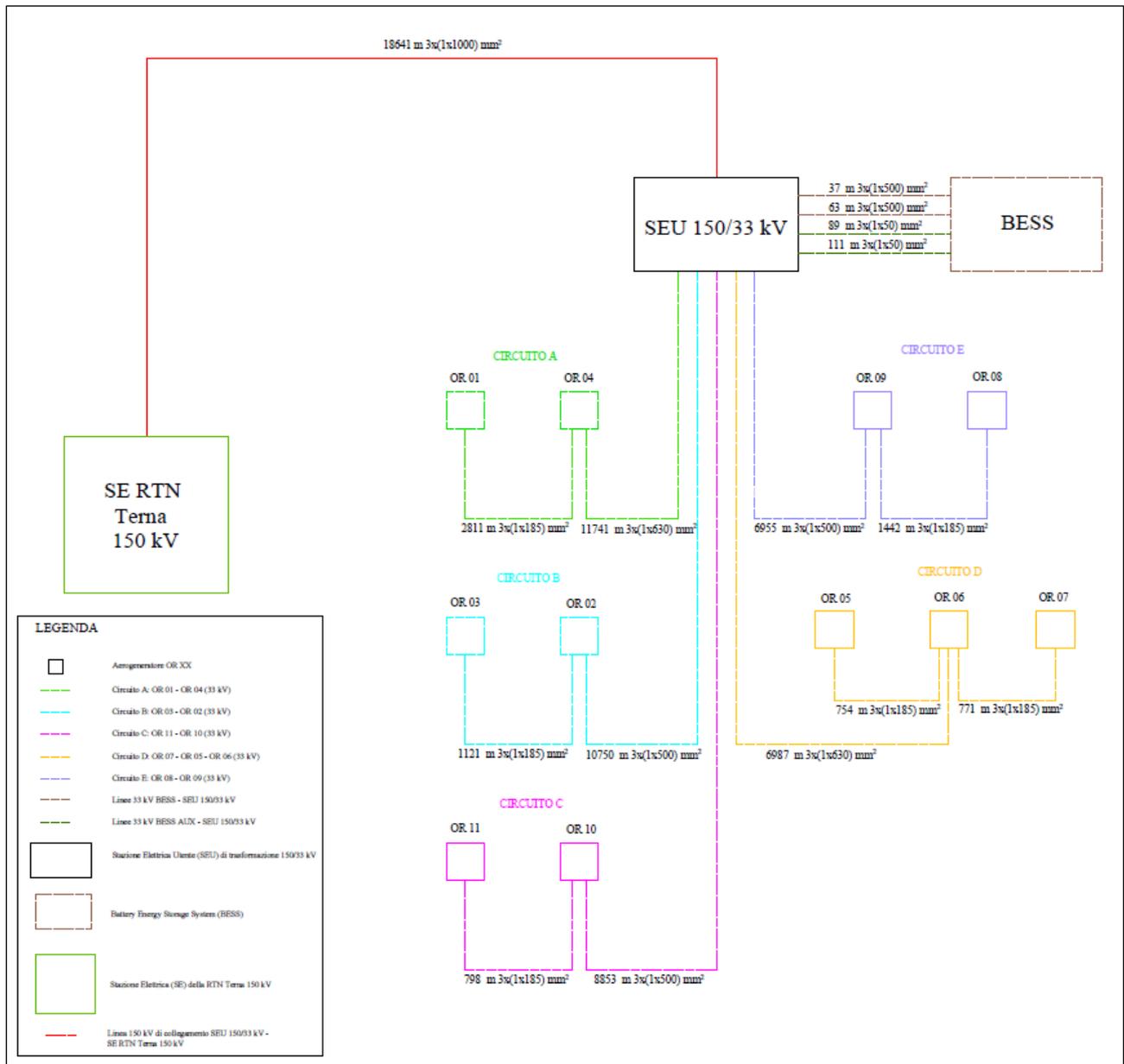
Elemento	Potenza totale [MW]
Linea 1 BESS – SEU 150/33 kV	15,3
Linea 2 BESS – SEU 150/33 kV	15,3

**Tabella 5.1.2:** Linee elettriche di collegamento tra BESS e SEU 150/33 kV e potenza associata

Ulteriori due linee elettriche interrate a 33 kV occorrono per collegare l' Auxiliary Power Block, in grado di assicurare i servizi ausiliari del BESS, al quadro di Media Tensione della SEU 150/33 kV, come rappresentato nella tabella seguente (maggiori dettagli sono riportati negli elaborati di progetto "OROE059 Relazione descrittiva BESS" e "OROE069 Schema elettrico unifilare impianto utente").

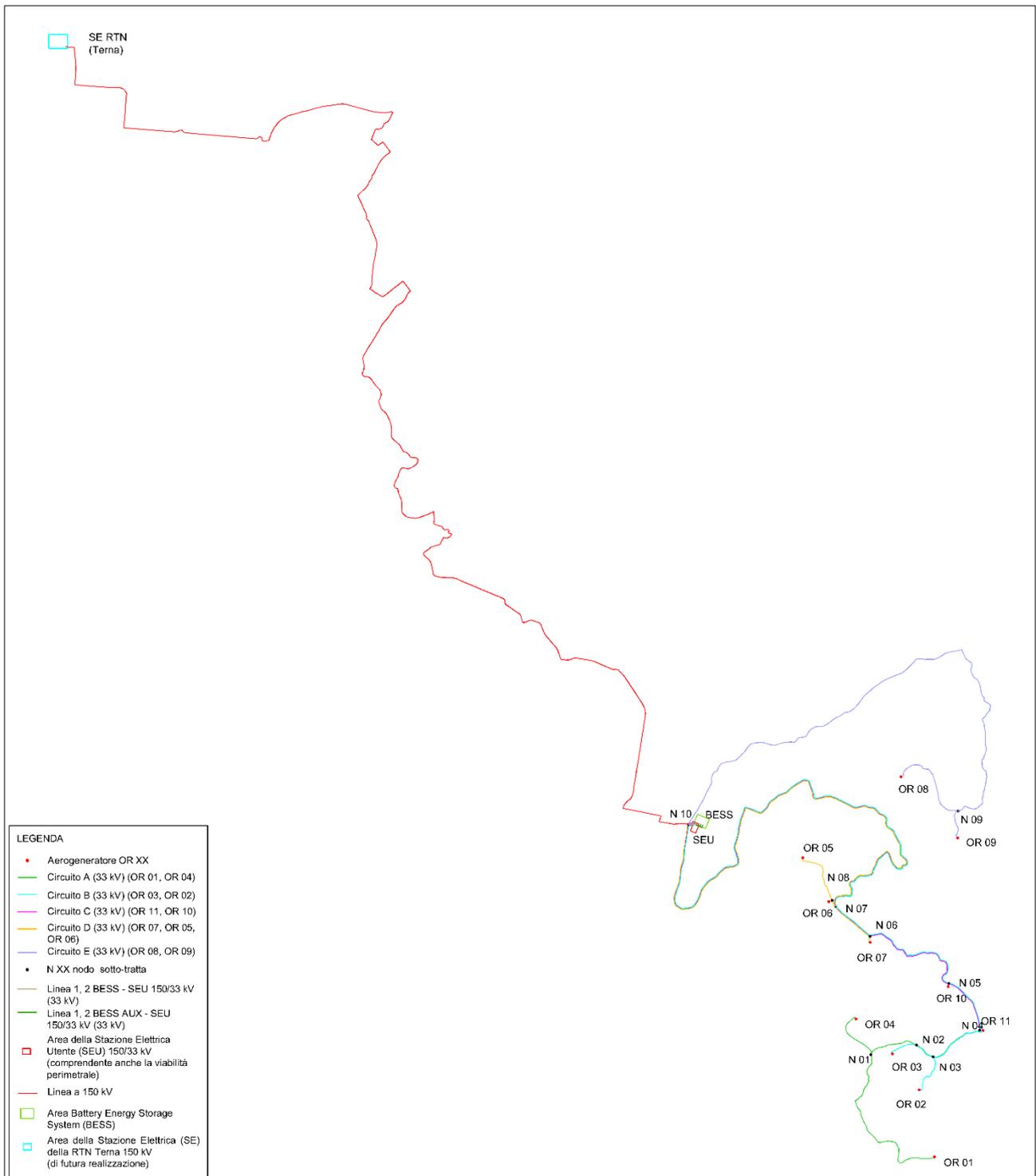
Elemento	Potenza totale [MW]
Linea 1 BESS AUX – SEU 150/33 kV	1,071
Linea 2 BESS AUX– SEU 150/33 kV	1,071

**Tabella 5.1.3:** Linee elettriche di collegamento tra BESS AUX e SEU 150/33 kV e potenza associata



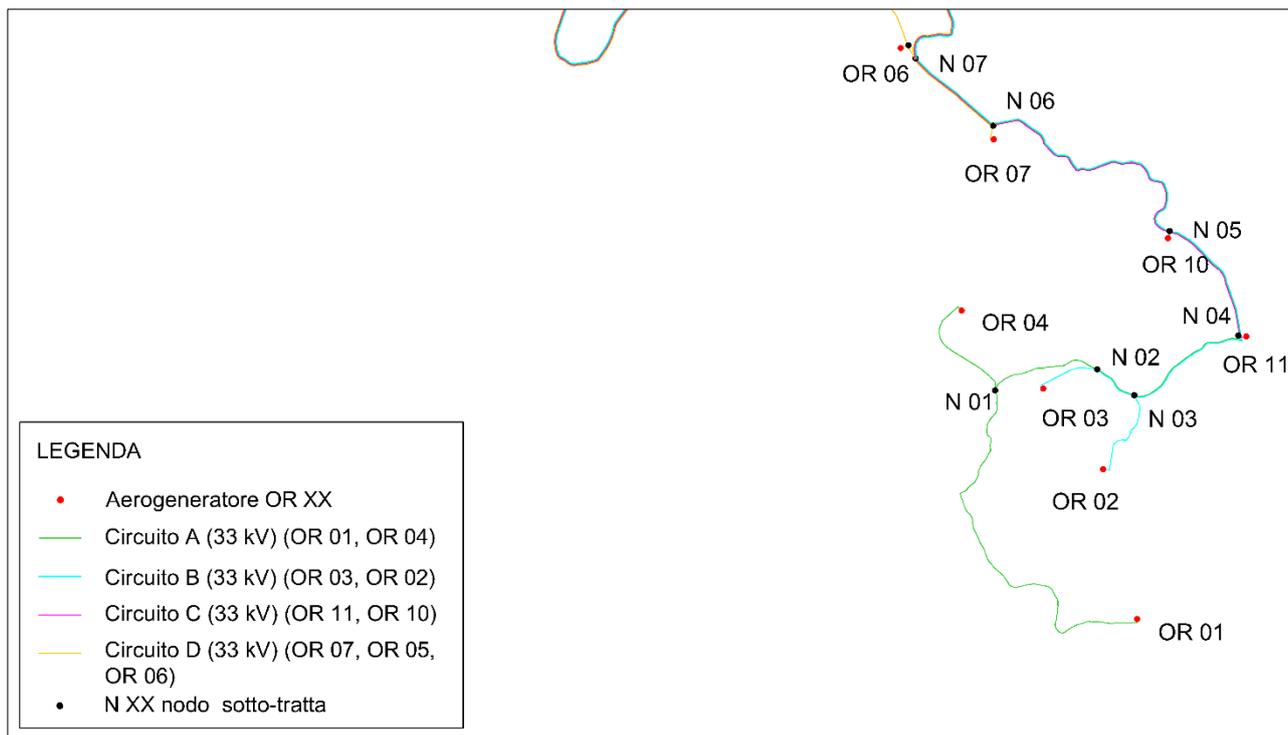
**Figura 5.1.1:** Schema a blocchi del Parco Eolico Orgosolo-Oliena (nello schema è altresì riportato il collegamento di Alta Tensione tra la SEU 150/33 kV e la SE RTN 150 kV, come successivamente trattato nel dettaglio)

Nel seguito è riportata la planimetria di distribuzione delle linee a 33 kV e della linea a 150 kV (maggiori dettagli sono riportati negli elaborati di progetto “Planimetria sottocampi elettrici MT su CTR (generale)” e “Planimetria sottocampi elettrici MT (circuiti), collegamento BESS e linea AT su CTR”).

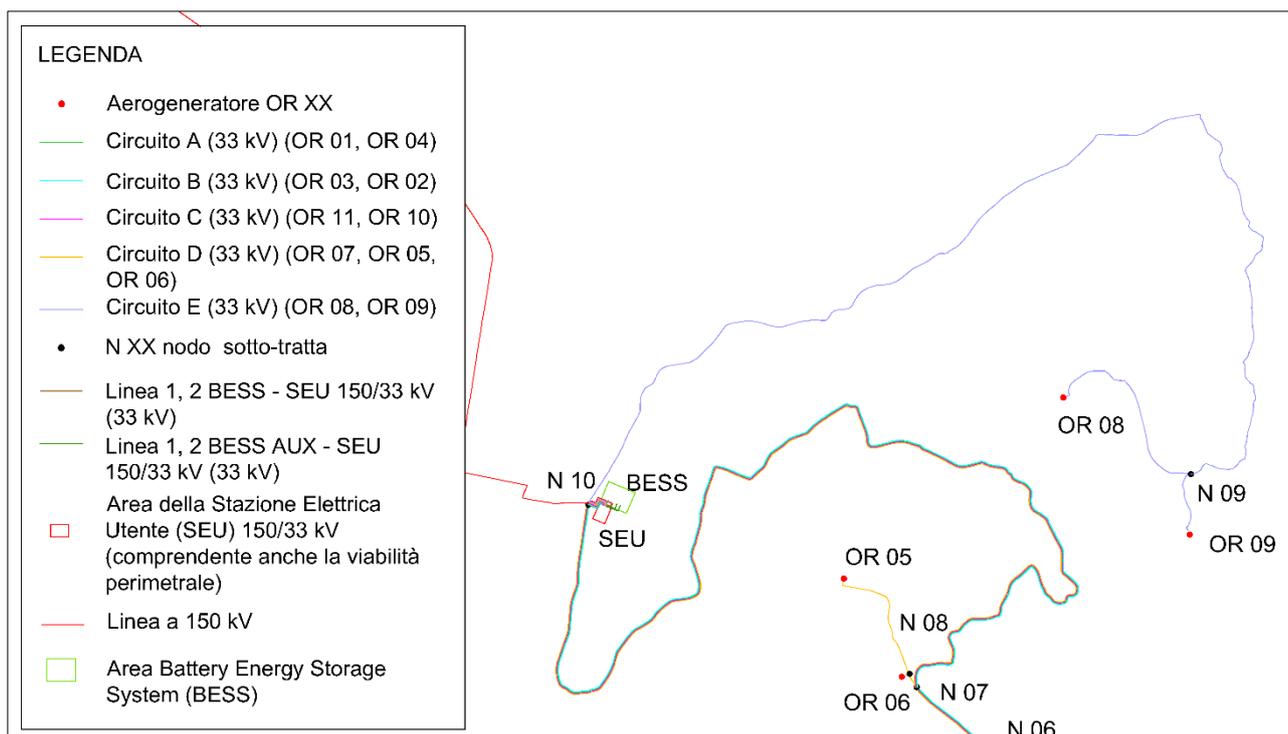


**Figura 5.1.2:** Planimetria generale di distribuzione linee a 33 kV e a 150 kV, SEU 150/30 kV, BESS e SE RTN Terna 150 kV

Nelle figure seguenti sono esplicitati i dettagli della planimetria di cui sopra (i nodi N XX rappresentano elementi fittizi di disegno introdotti per definire univocamente il numero di circuiti in parallelo presenti in una sotto-tratta o il numero di terne di cavi in parallelo in una sotto-tratta nel caso di collegamento tra BESS e SEU 150/33 kV).



**Figura 5.1.3:** Dettaglio 1 planimetria generale di distribuzione linee a 33 kV



**Figura 5.1.4:** Dettaglio 2 planimetria generale di distribuzione linee a 33 kV

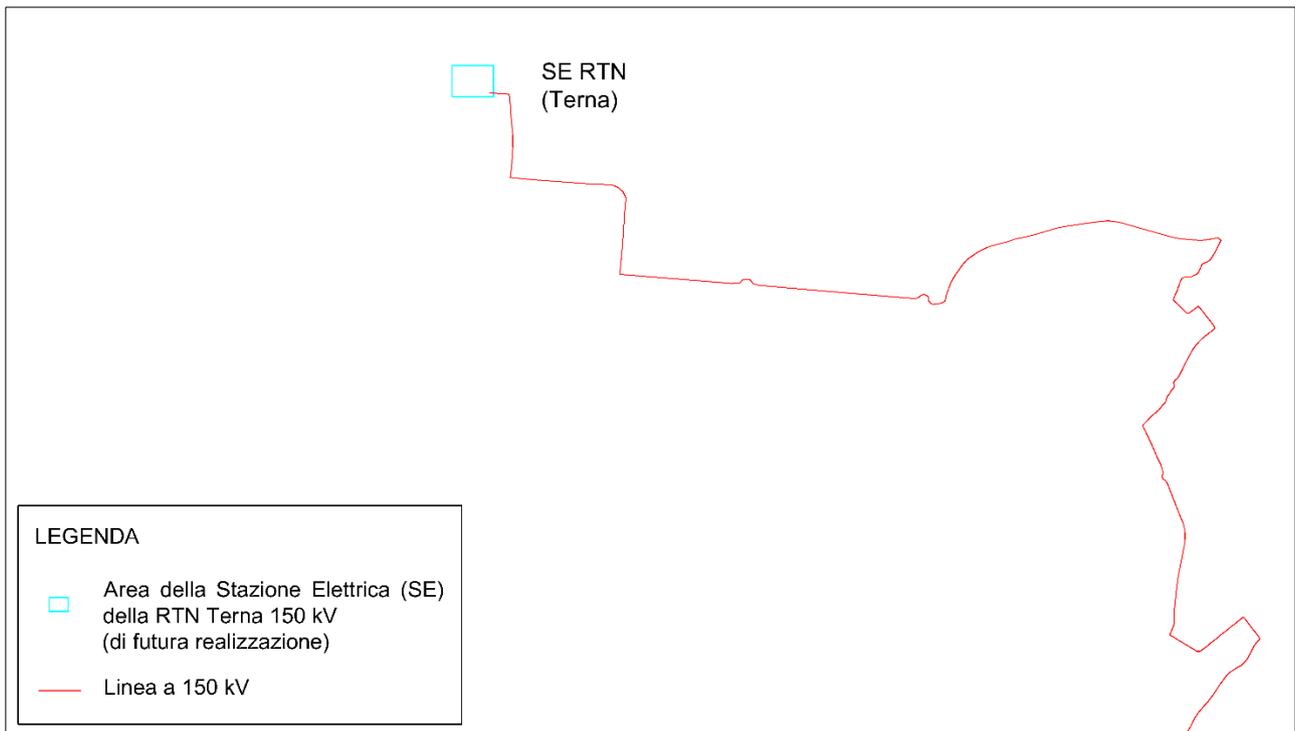


Figura 5.1.5: Dettaglio 3 planimetria generale di distribuzione linea a 150 kV

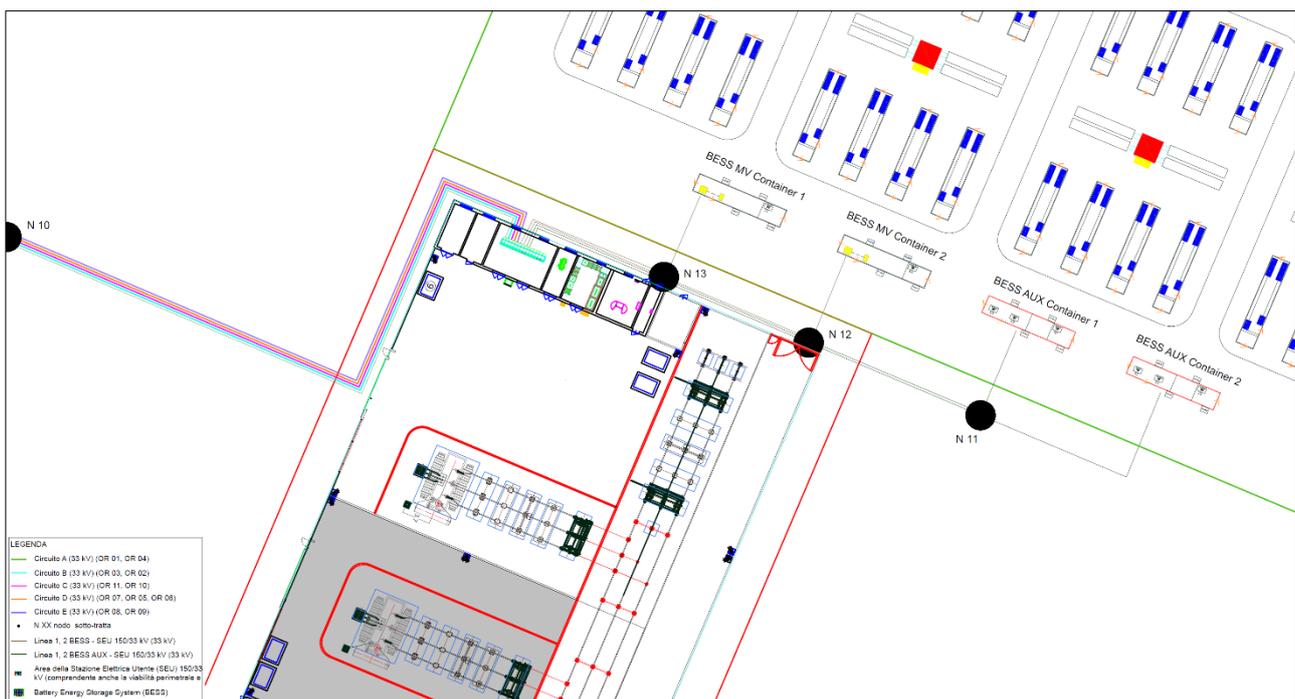


Figura 5.1.6: Dettaglio 4 arrivo linee a 33 kV al quadro MT della SEU 150/33 kV e partenza linea a 150 kV dalla SEU 150/33 kV (le distanze tra le terne di cavi a 33 kV di circuiti distinti in parallelo non sono in scala essendo state maggiorate per chiarezza di rappresentazione; nel seguito della trattazione tali distanze sono indicate così come la larghezza e la profondità dello scavo di ogni sotto-tratta elettrica)

## 5.2. Linee a 33 kV

Le lunghezze e sezioni dei cavi di ogni linea a 33 kV che costituisce una tratta del circuito sono indicate nelle tabelle seguenti.

PARCO EOLICO ORGOSOLO - OLIENA					
CIRCUITO A	Lunghezza tratta [m]	Sezione cavo [mm <sup>2</sup> ]	Tipologia cavo	Modello cavo	Costruttore
OR 01 - OR 04	2811	185	AL 3x(1x185)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
OR 04 - SEU 150/33 kV	11741	630	AL 3x(1x630)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
CIRCUITO B	Lunghezza tratta [m]	Sezione cavo [mm <sup>2</sup> ]	Tipologia cavo	Modello cavo	Costruttore
OR 03 - OR 02	1121	185	AL 3x(1x185)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
OR 02 - SEU 150/33 kV	10750	500	AL 3x(1x500)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
CIRCUITO C	Lunghezza tratta [m]	Sezione cavo [mm <sup>2</sup> ]	Tipologia cavo	Modello cavo	Costruttore
OR 11 - OR 10	798	185	AL 3x(1x185)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
OR 10 - SEU 150/33 kV	8853	500	AL 3x(1x500)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
CIRCUITO D	Lunghezza tratta [m]	Sezione cavo [mm <sup>2</sup> ]	Tipologia cavo	Modello cavo	Costruttore
OR 07 - OR 06	771	185	AL 3x(1x185)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
OR 05 - OR 06	754	185	AL 3x(1x185)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
OR 06 - SEU 150/33 kV	6987	630	AL 3x(1x630)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
CIRCUITO E	Lunghezza tratta [m]	Sezione cavo [mm <sup>2</sup> ]	Tipologia cavo	Modello cavo	Costruttore
OR 08 - OR 09	1442	185	AL 3x(1x185)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
OR 09 - SEU 150/33 kV	6955	500	AL 3x(1x500)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian

Tabella 5.2.1: Lunghezze, sezioni e modello linee a 33 kV per i circuiti elettrici

Linee BESS - SEU 150/33 kV	Lunghezza tratta [m]	Sezione cavo [mm <sup>2</sup> ]	Tipologia cavo	Modello cavo	Costruttore
Linea 1 BESS - SEU 150/33 kV	37	500	AL 3x(1x500)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
Linea 2 BESS - SEU 150/33 kV	63	500	AL 3x(1x500)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
Linee BESS AUX - SEU 150/33 kV	Lunghezza tratta [m]	Sezione cavo [mm <sup>2</sup> ]	Tipologia cavo	Modello cavo	Costruttore
Linea 1 BESS AUX - SEU 150/33 kV	89	50	AL 3x(1x50)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
Linea 2 BESS AUX - SEU 150/33 kV	111	50	AL 3x(1x50)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian

Figura 5.2.2: Lunghezze, sezioni e modello dei cavi a 33 kV per le linee elettriche BESS – SEU 150/33 kV

Tenendo presente lo schema a blocchi riportato nella Figura 5.1.1, le Figure 5.1.2 ÷ 5.1.6, nelle tabelle seguenti sono riportate le suddivisioni in sotto-tratte di cavidotto per i circuiti elettrici e per le linee elettriche di collegamento tra BESS e SEU 150/33 kV.

SOTTO-TRATTA					CIRCUITO A		CIRCUITO B		CIRCUITO C		CIRCUITO D		CIRCUITO E	
DA	A	LUNGHEZZA [m]	LARGHEZZA TRINCEA [m]	PROFONDITA' TRINCEA [m]	N. TERNE	FORMAZIONE CAVO	N. TERNE	FORMAZIONE CAVO						
OR 01	N 01	2144	0,47	1,1	1	3x(1x185)								
OR 04	N 01	667	0,79	1,1	2	3x(1x185) + 3x(1x630)								
N 01	N 02	598	0,47	1,1	1	3x(1x630)								
OR 03	N 02	355	0,47	1,1			1	3x(1x185)						
N 02	N 03	246	0,79	1,1	1	3x(1x630)	1	3x(1x185)						
OR 02	N 03	520	0,79	1,1			2	3x(1x185) + 3x(1x500)						
N 03	N 04	696	0,79	1,1	1	3x(1x630)	1	3x(1x500)						
OR 11	N 04	39	0,47	1,1					1	3x(1x185)				
N 04	N 05	720	1,1	1,1	1	3x(1x630)	1	3x(1x500)	1	3x(1x185)				
OR 10	N 05	39	0,79	1,1					2	3x(1x185) + 3x(1x500)				
N 05	N 06	1413	1,1	1,1	1	3x(1x630)	1	3x(1x500)	1	3x(1x500)				
OR 07	N 06	108	0,47	1,1							1	3x(1x185)		
N 06	N 07	538	1,43	1,1	1	3x(1x630)	1	3x(1x500)	1	3x(1x500)	1	3x(1x185)		
N 07	N 08	85	0,79	1,1							2	3x(1x185) + 3x(1x630)		
OR 05	N 08	715	0,47	1,1							1	3x(1x185)		
OR 06	N 08	39	1,1	1,1							3	2x(3x(1x185)) + 3x(1x630)		
N 07	N 10	6807	1,43	1,1	1	3x(1x630)	1	3x(1x500)	1	3x(1x500)	1	3x(1x630)		
OR 08	N 09	1082	0,47	1,1									1	3x(1x185)
OR 09	N 09	360	0,79	1,1									2	3x(1x185) + 3x(1x500)
N 09	N 10	6541	0,47	1,1									1	3x(1x500)
N 10	SEU 150/33 kV	102	1,75	1,1	1	3x(1x630)	1	3x(1x500)	1	3x(1x500)	1	3x(1x630)	1	3x(1x500)

Tabella 5.2.3: Suddivisione in sotto-tratte delle linee elettriche associate ai circuiti

SOTTO-TRATTA					Linea 1 BESS - SEU 150/33 kV		Linea 2 BESS - SEU 150/33 kV		Linea 1 BESS AUX - SEU 150/33 kV		Linea 2 BESS AUX - SEU 150/33 kV	
DA	A	LUNGHEZZA [m]	LARGHEZZA TRINCEA [m]	PROFONDITA' TRINCEA [m]	N. TERNE	FORMAZIONE CAVO	N. TERNE	FORMAZIONE CAVO	N. TERNE	FORMAZIONE CAVO	N. TERNE	FORMAZIONE CAVO
BESS AUX Container 2	N 11	35	0,47	1,1							1	3x(1x50)
BESS AUX Container 1	N 11	13	0,47	1,1					1	3x(1x50)		
N 11	N 12	26	0,79	1,1					1	3x(1x50)	1	3x(1x50)
BESS MV Container 2	N 12	13	0,47	1,1			1	3x(1x500)				
N 12	N 13	26	1,11	1,1			1	3x(1x500)	1	3x(1x50)	1	3x(1x50)
BESS MV Container 1	N 13	13	0,47	1,1	1	3x(1x500)						
N 13	SEU 150/33 kV	24	1,43	1,1	1	3x(1x500)	1	3x(1x500)	1	3x(1x50)	1	3x(1x50)

Tabella 5.2.4: Singole sotto-tratte delle linee elettriche a 33 kV per le linee BESS-SEU

### 5.3. Posa e dati tecnici del cavo di collegamento utilizzato, fibra ottica e sistema di terra

Uno dei possibili cavi da impiegare per il collegamento di tutte le tratte in Media Tensione è il tipo ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG<sup>TM</sup> (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.

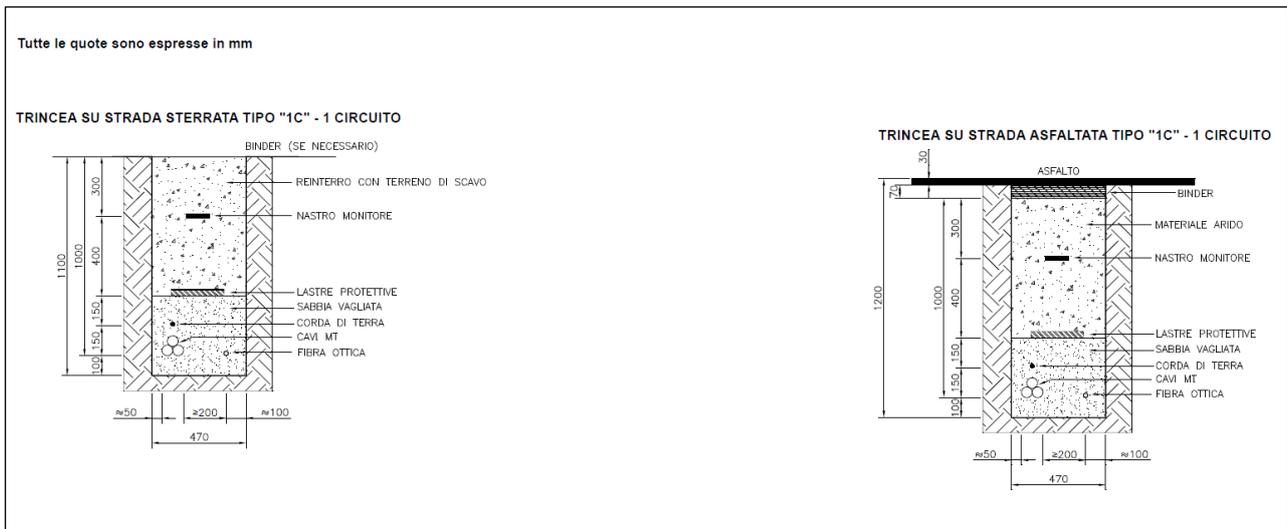
Una lastra protettiva, installata nella parte soprastante, assicura la protezione meccanica del cavo, mentre un nastro monitore ne segnala la presenza.

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.

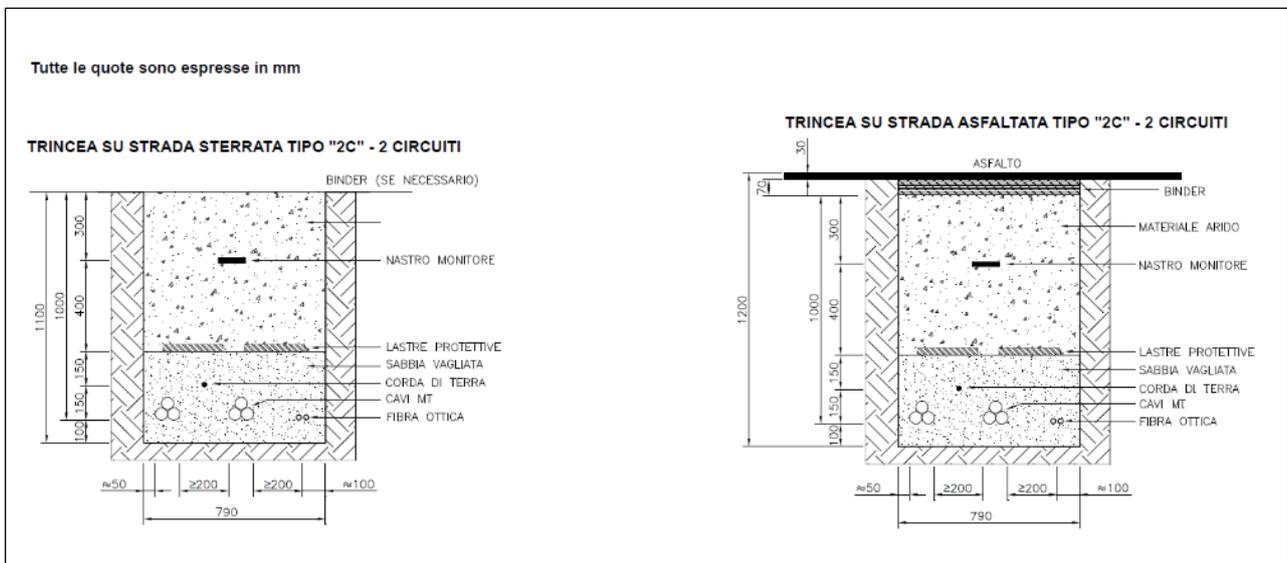
I fattori di progetto presi in considerazione per l'installazione dei cavi sono i seguenti:

- 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 30 kV;
- frequenza pari a 50 Hz;
- profondità di posa di 1,00 m dal piano del suolo.

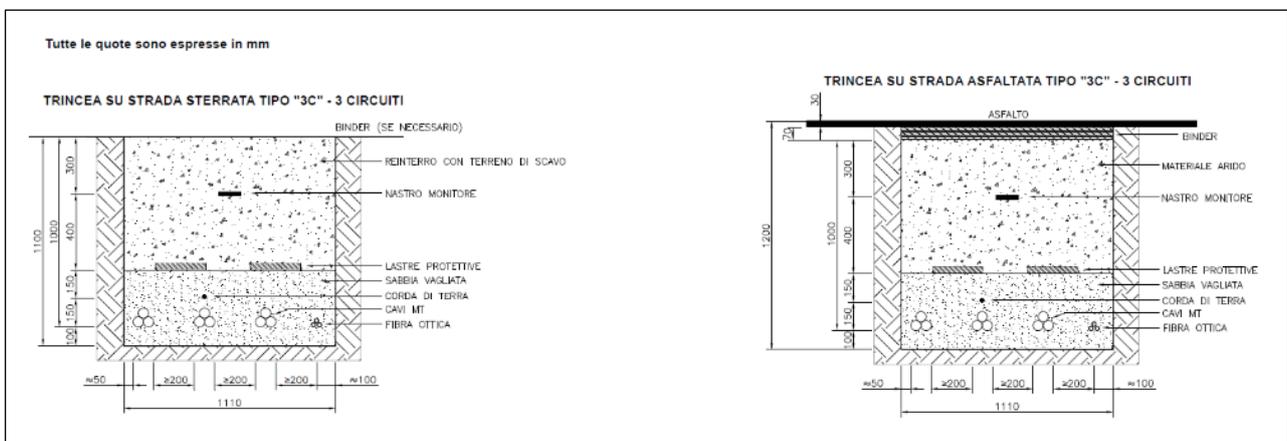
Nel seguito è rappresentato il dettaglio dei tipologici di posa, come anche riportato nell'elaborato di progetto "OROE077 Sezione tipica della trincea cavidotto AT", nel quale le misure sono espresse in mm.



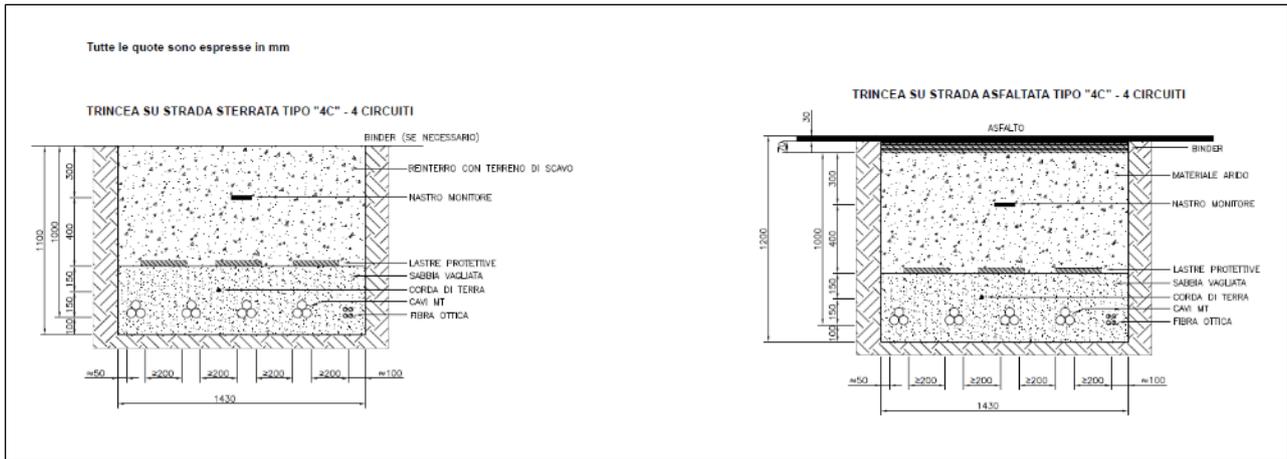
**Figura 5.3.1:** Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per una terna di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata



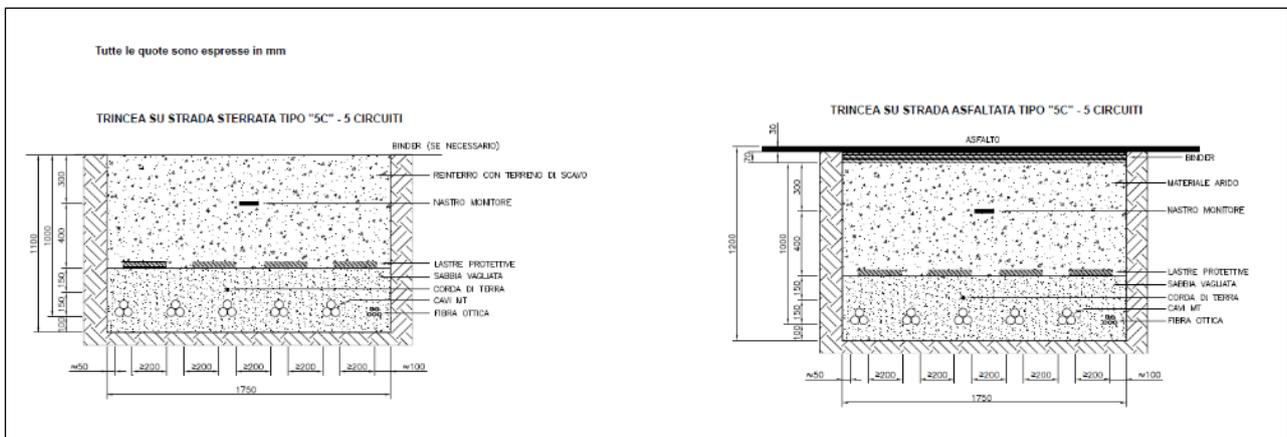
**Figura 5.3.2:** Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per due terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata



**Figura 5.3.3:** Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per tre terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

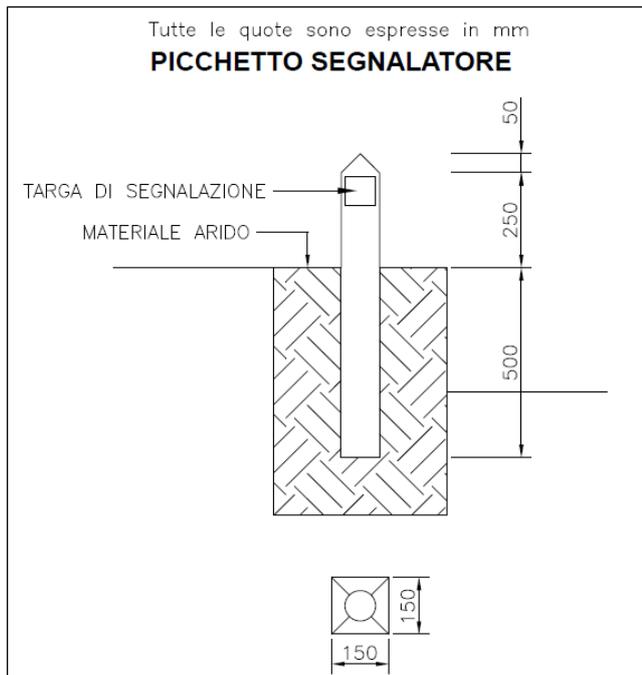


**Figura 5.3.4:** Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per quattro terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata



**Figura 5.3.5:** Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per cinque terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

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



**Figura 5.3.6:** Sezione tipica del picchetto segnalatore

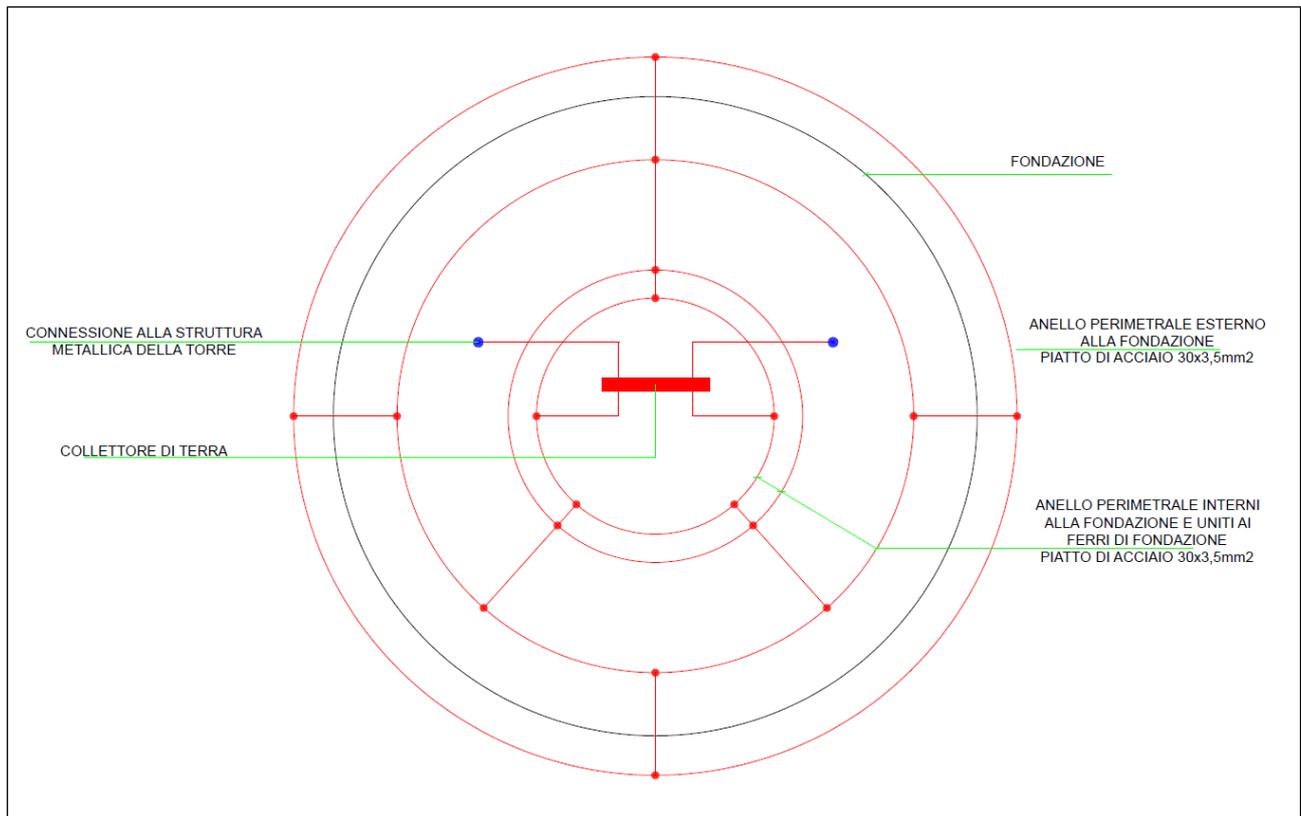
Come si evince dalle figure precedenti, oltre alle terne di cavi presenti in trincea, è previsto un collegamento in **fibra ottica**, da adoperare per controllare e monitorare gli aerogeneratori.

Al fine di realizzare il sistema di telecontrollo dell'intero impianto 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.

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

In particolare, è previsto un sistema di terra relativo a ciascun aerogeneratore costituito da anelli dispersori concentrici, collegati tra loro radialmente e collegati all'armatura del plinto di fondazione in vari punti, come rappresentato nella figura seguente.



**Figura 5.3.7:** Sistema di terra relativo a ciascun aerogeneratore

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  $95 \text{ mm}^2$ , interrata all'interno della trincea in cui sono posati i cavi a  $33 \text{ kV}$  e i cavi in fibra ottica e ad una profondità di  $0,850 \text{ m}$  e  $0,950 \text{ m}$  dal piano del suolo rispettivamente nel caso di strada sterrata o asfaltata (elaborato di progetto "OROE067 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  $95 \text{ mm}^2$  del tipo FG16(O)R.

Il cavo di cui sopra è opportunamente giuntato al conduttore di rame nudo, è inserito da  $5 \text{ m}$  prima e fino a  $5 \text{ m}$  dopo il punto di interferenza e assicura una resistenza analoga a quella della corda di rame nudo di  $95 \text{ mm}^2$ .

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 "OROE072 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 cavi 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 o più lastre protettive.

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 adopera materiale proveniente da cava e/o si riutilizza materiale precedentemente estratto.

#### **5.4. Coesistenza tra i cavi elettrici di energia interrati e collegamenti interrati di altra natura**

---

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

##### **5.4.1. Coesistenza tra cavi di energia interrati e cavi di telecomunicazioni**

---

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

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

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

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

---

manufatto, nel quale, tuttavia, è necessario evitare contatti meccanici diretti e disporre i cavi stessi in distinte tubazioni.

#### 5.4.2. Coesistenza tra cavi di energia interrati e tubazioni metalliche

---

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

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

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

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

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

#### 5.4.3. Incroci di cavi

---

Nel caso di incroci tra cavi di energia è necessario rispettare una interdistanza di almeno 0,30 m e proteggere il cavo disposto a profondità superiore per una lunghezza di almeno 1 m adoperando i dispositivi di protezione di cui al paragrafo 5.4.1, da disporre in maniera simmetrica rispetto alla disposizione del cavo a profondità inferiore.

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

### 5.5. 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 5.5.1** riporta i risultati ottenuti relativi al dimensionamento a 33 kV.

LINEA	DA	A	L [m]	SEZIONE [mm <sup>2</sup> ]	$I_b$ [A]	$I'_z$ [A]	$\Delta V_r, \%$	$\Delta P_r, \%TOT$
CIRCUITO A	OR 01	OR 04	2811	185	140,0	299,3	0,513	
	OR 04	SEU 150/33 KV	11.741	630	280,0	443,0	1,892	
							SOMMA	SOMMA
							2,40	1,67
CIRCUITO B	OR 03	OR 02	1.121	185	140,0	299,3	0,205	
	OR 02	SEU 150/33 KV	10.750	500	280,0	388,6	1,953	
							SOMMA	SOMMA
							2,16	1,66
CIRCUITO C	OR 11	OR 10	798	185	140,0	263,3	0,146	
	OR 10	SEU 150/33 KV	8.853	500	280,0	388,6	1,609	
							SOMMA	SOMMA
							1,75	1,36

LINEA	DA	A	L [m]	SEZIONE [mm <sup>2</sup> ]	I <sub>b</sub> [A]	I <sub>z</sub> [A]	ΔV <sub>r,%</sub>	ΔP <sub>r,%TOT</sub>
CIRCUITO D	OR 07	OR 06	771	185	140,0	245,2	0,141	
	OR 05	OR 06	754	185	140,0	263,3	0,138	
	OR 06	SEU 150/33 KV	6.987	630	419,8	443,0	1,69	
							SOMMA	SOMMA
						1,97	1,35	
CIRCUITO E	OR 08	OR 09	1.442	185	140,0	299,3	0,263	
	OR 09	SEU 150/33 KV	6.955	500	280,0	388,6	1,264	
							SOMMA	SOMMA
						1,53	1,14	

**Tabella 5.5.1:** Calcolo del dimensionamento delle linee elettriche a 33 kV

Nella **Tabella 5.5.2** sono riportate le lunghezze, le sezioni, le cadute di tensione e le perdite di potenza percentuali relative delle 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> ]	I <sub>b</sub> [A]	I <sub>z</sub> [A]	ΔV <sub>r,%</sub>	ΔP <sub>r,%TOT</sub>
LINEA 1 BESS – SEU 150/33 kV	BESS	SEU 150/33 KV	37	500	297,4	419,5	0,00714	0,00285
LINEA 2 BESS – SEU 150/33kV	BESS	SEU 150/33 KV	63	500	297,4	419,5	0,0121	0,00487
LINEA 1 BESS AUX – SEU 150/33kV	AUX BESS	SEU 150/33 KV	89	50	20,8	115,3	0,00791	0,00449
LINEA 2 BESS AUX – SEU 150/33kV	AUX BESS	SEU 150/33 KV	111	50	20,8	115,3	0,00987	0,00560

**Tabella 5.5.2:** Calcolo del dimensionamento delle linee elettriche a 33 kV di collegamento tra BESS e SEU 150/33 kV (per le linee BESS AUX – SEU 150/33 kV il calcolo è effettuato tenendo conto che la potenza nominale dei servizi ausiliari è pari al 7 % della potenza totale del BESS, come puntualizzato nel seguito della trattazione)

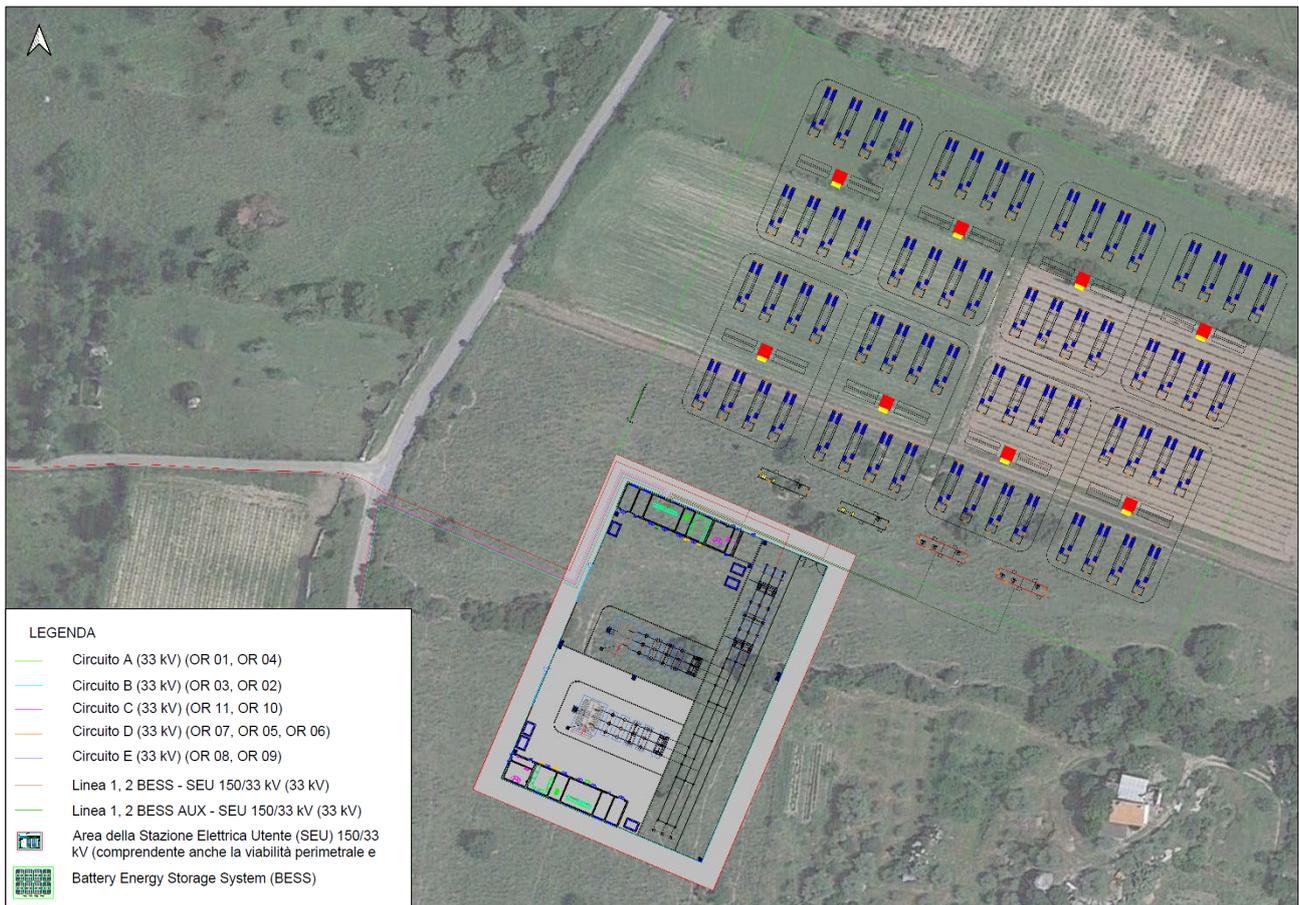
Per dettagli relativi al dimensionamento elettrico delle linee a 33 kV (oltre che della linea a 150 kV, nel seguito esaminata) si rimanda all'elaborato di progetto "OROE058 Calcolo preliminare degli impianti elettrici".

## 6. SOTTOSTAZIONE ELETTRICA UTENTE

Il progetto prevede che l'impianto eolico, costituito da 11 aerogeneratori, di potenza nominale pari a 7,2 MW e collegati tra loro mediante un cavidotto interrato alla tensione nominale di 33 kV, e da un BESS di potenza di 30,6 MW, convogli l'elettricità presso una Stazione Elettrica Utente di trasformazione 150/33 kV, da ubicarsi nel Comune di Orgosolo (NU) (elaborati di progetto "OROE062 Inquadramento

Sottostazione Elettrica Utente su Ortofoto”, “OROE063 Inquadramento Sottostazione Elettrica Utente su CTR” e “OROE064 Inquadramento Sottostazione Elettrica Utente su catastale”).

All'interno della SEU 150/33 kV, contenuta in una stazione in condivisione con altro produttore, è raccolta l'energia prodotta a 33 kV (Media Tensione) ed è trasformata a 150 kV (Alta Tensione).



**Figura 6.1:** Localizzazione della SEU 150/33 kV, oltre che del BESS, nel Comune di Orgosolo (NU) su immagine satellitare

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

Di seguito è riportata la planimetria elettromeccanica della SEU 150/33 kV (per maggiori dettagli si rimanda all'elaborato di progetto “OROE073 Sottostazione elettrica utente - planimetria e sezioni elettromeccaniche”).

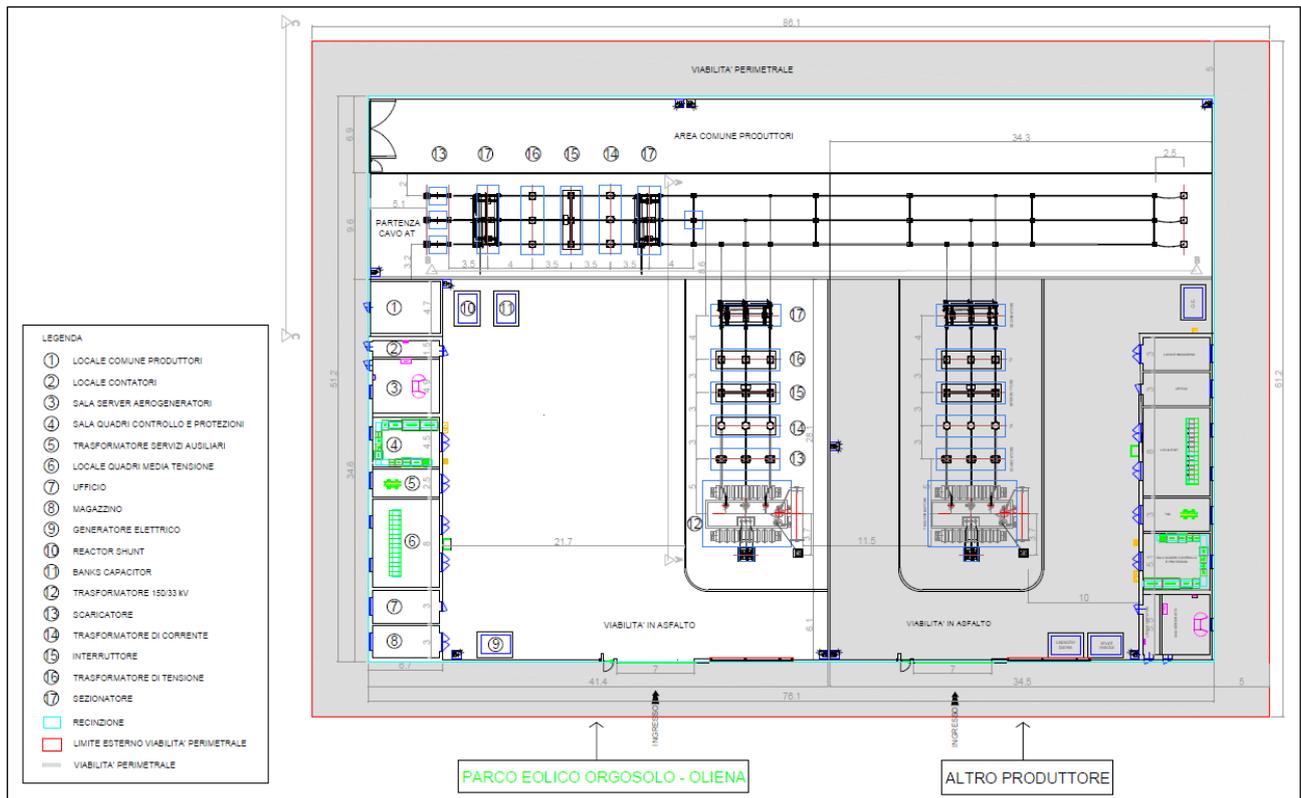


Figura 6.2: Planimetria elettromeccanica della SEU 150/33 kV

### 6.1 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 140 MVA ONAN/ONAF;
- interruptori tripolari;
- 1 sistema di distribuzione in sbarre;
- trasformatore di tensione;
- trasformatore di corrente;
- scaricatori;
- sezionatori tripolari.

Le caratteristiche tecniche delle apparecchiature elencate sono riportate in dettaglio nell'elaborato di progetto "OROE069 Schema elettrico unifilare impianto utente".

Le sezioni a 33 kV e BT sono costituite dalle seguenti apparecchiature:

- 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 AT, MT, BT;
- sistema di monitoraggio e controllo;

- quadri misuratori fiscali.

In particolare, i quadri MT a 33 kV comprendono:

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

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: 1600 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: 140 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.

## **6.2 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.

## **6.3 Sistema di automazione**

---

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

## **6.4 Sistema di protezione**

---

Al fine di assicurare la sicurezza del parco eolico, degli operatori, della Stazione di condivisione contenente la SEU 150/30 kV, nonché della SE RTN Terna, sono previsti tutti i sistemi di protezione.

## **6.5 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.

## 6.6 Rete di terra

---

Il sistema di terra previsto presso la SEU 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 95mm<sup>2</sup>, interrato a 80 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 95 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.

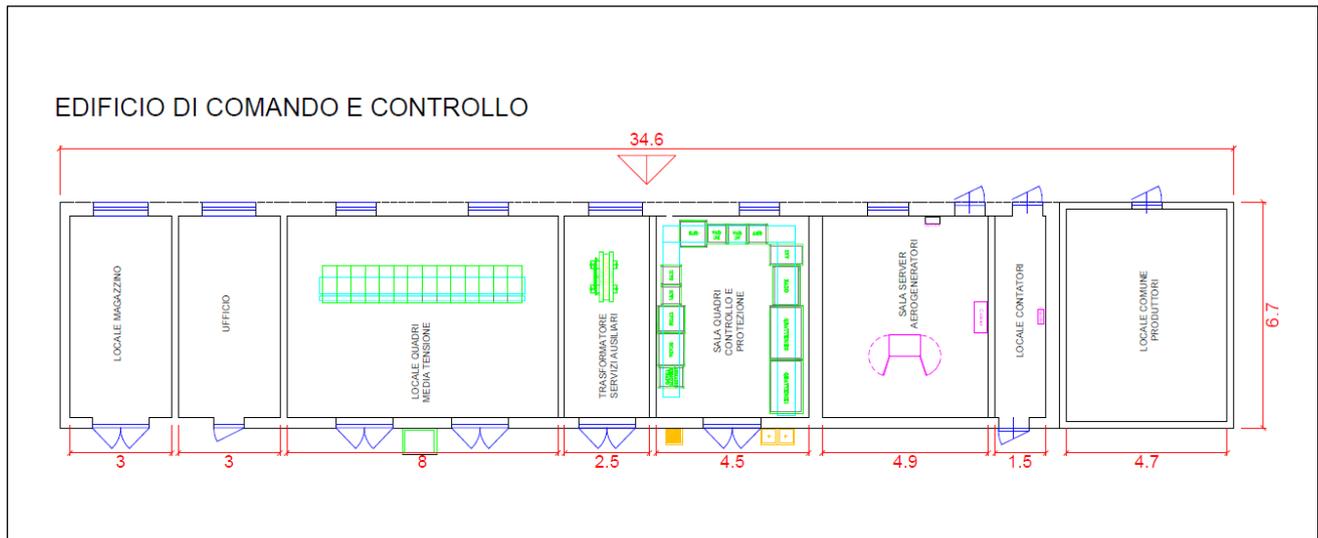
## 6.7 Edificio di comando e controllo

---

Il progetto prevede la realizzazione di un edificio di dimensioni in pianta di circa 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 controllo e protezioni;
- locale trasformatore 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 6.7.1:** Edificio di comando e controllo

Maggiori dettagli sono riportati nell'elaborato di progetto "OROE074 Sottostazione elettrica utente - piante, prospetti e sezioni".

## 6.8 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;
- 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 150/33 kV.

## 7. 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".

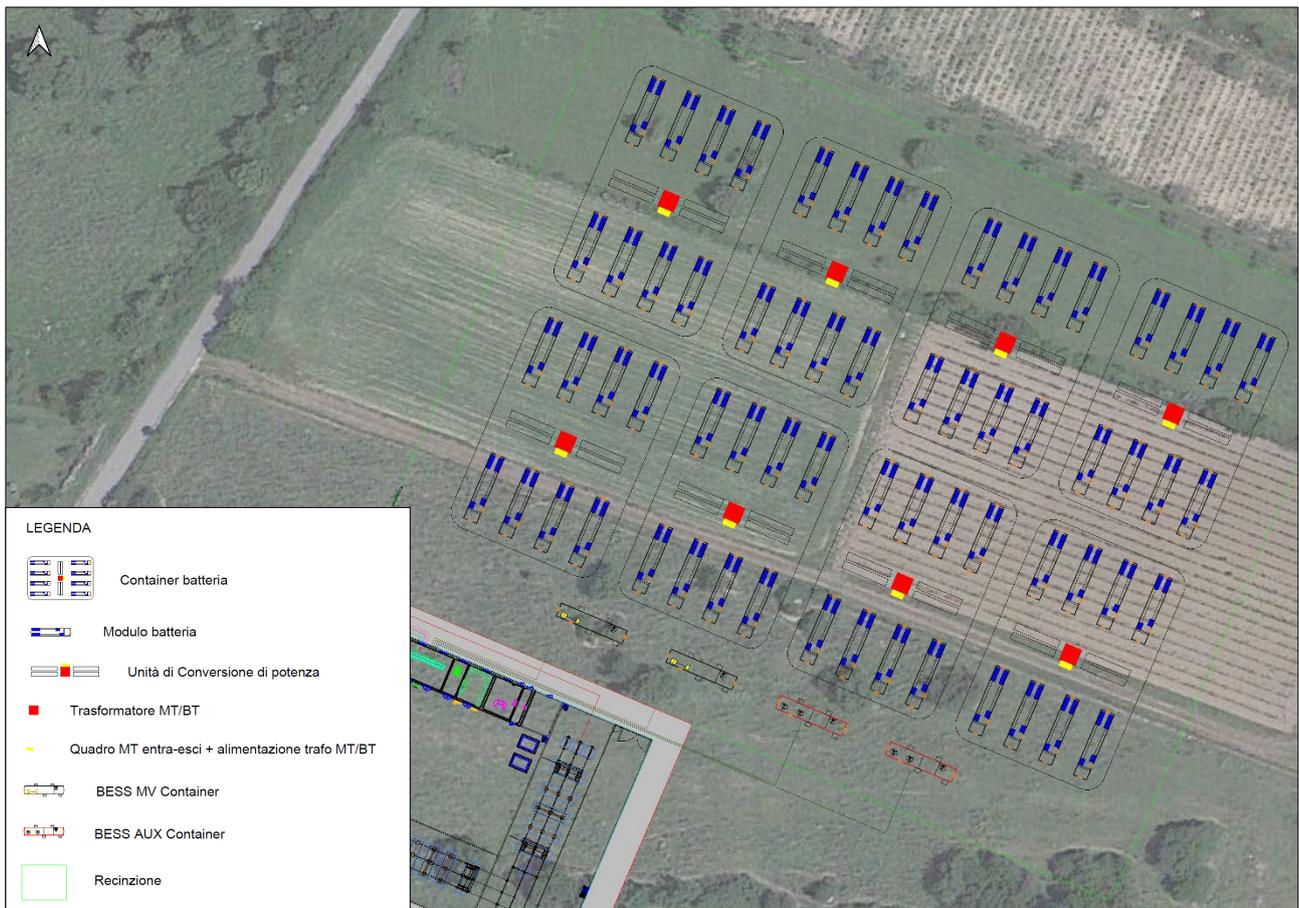
Per quanto riguarda la protezione contro le **fulminazioni dirette**, gli aerogeneratori sono dotati di un sistema di protezione, costituito da un anello di alluminio disposto sulle pale, una rete di terra intorno alla relativa fondazione e una linea di drenaggio.

## 8. IMPIANTO BESS

---

L'impianto eolico è dotato di un sistema di accumulo di energia (BESS) di potenza pari a 30,6 MW.

Il BESS è localizzato nelle immediate vicinanze della Stazione Elettrica Utente di trasformazione 150/33 kV nel Comune di Orgosolo, come rappresentato nella **Figura 8.1** (elaborati di progetto "OROE065 Inquadramento BESS su CTR" e "OROE066 Inquadramento BESS su catastale").



**Figura 8.1:** Localizzazione del BESS nel Comune di Orgosolo (NU) 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.

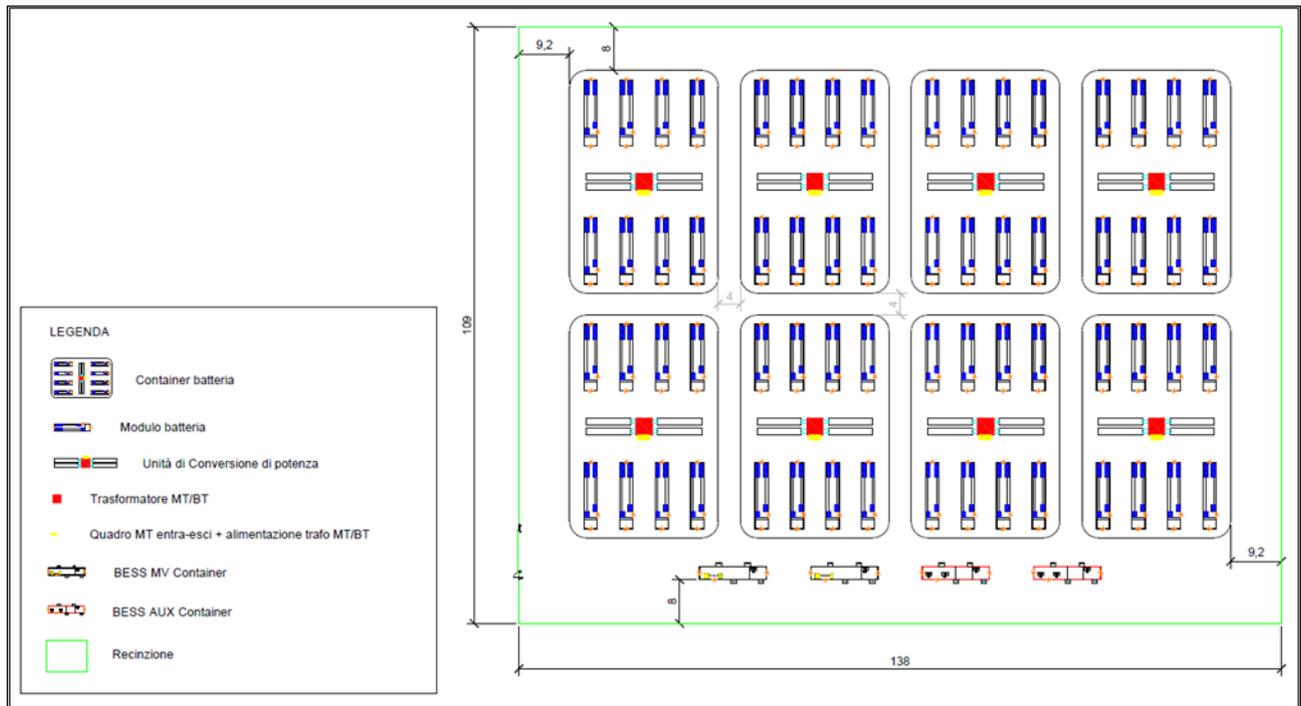
Nella **Figura 8.2** è rappresentata la configurazione della unità base presa in considerazione, ovvero quella costituita da 8 batterie e avente potenza nominale pari a 4 MW (8 h, ore di funzionamento) (in fase di progettazione esecutiva sarà possibile adottare soluzioni diverse che assicurino la potenza complessiva di 30,6 MW).



**Figura 8.2:** Unità base da 4 MW del BESS

Il sistema BESS è ottenuto replicando 8 unità da 3,825 MW (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 30,6 MW (la replicazione delle 8 Sub-Unit da 4 MW corrisponderebbe ad una potenza complessiva di 32 MW, superiore a quella richiesta, motivo per cui si è ridotto proporzionalmente la taglia delle singole unità).

Considerando la configurazione di base sopra rappresentata, il BESS avrebbe il layout rappresentato nella **Figura 8.3**.



**Figura 8.3:** Configurazione BESS di potenza 30,6 MW

Le Sub-Unit sono suddivise in 2 gruppi da 4 Sub-Unit, collegate tra loro in entra – esci e ognuno di tali 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 2 cavi interrati a 33 kV, come esplicitato nella **Tabella 5.2.2** e nella **Tabella 5.2.4** con riferimento alle singole sotto-tratte a 33 kV.

Nella **Tabella 8.1** è indicato anche il valore 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  $0,07 \times 30,6 \text{ MW} = 2,142 \text{ MW}$ ).

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

- illuminazione esterna dell’area del BESS;
- sistema per la ventilazione delle batterie;
- 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 2 (uno per ogni gruppo di batterie) (elaborato di progetto “OROE069 Schema elettrico unifilare impianto utente”).

Il collegamento tra il BESS AUX Container e il quadro elettrico a 33 kV della SEU 150/33 kV è realizzato tramite 2 terne di cavi interrato a 33 kV, come esplicitato nella **Tabella 5.2.2** e nella **Tabella 5.2.4** con riferimento alle singole sotto-tratte a 33 kV.

Gruppo	Numero Sub-Unit	Potenza richiesta al punto di connessione della singola Sub-Unit (Contributo al PoC) [MW]	Potenza servizi ausiliari [MW] (7% * Ppoc)
Gruppo 1	4	0,26775	1,071
Gruppo 2	4	0,26775	1,071

**Tabella 8.1:** Potenza al punto di connessione e potenza dei servizi ausiliari dei gruppi delle Sub - Unit

All'interno dell'area d'impianto la disposizione delle Sub-Unit è tale da garantire una reciproca distanza di 4 m, necessaria per le strade interne, e una distanza di almeno 8 m dalla recinzione (elaborati di progetto "OROE080 Planimetria architettonica BESS su CTR", "OROE081 Planimetria architettonica BESS su Ortofoto" e "OROE082 Planimetria architettonica BESS su catastale").

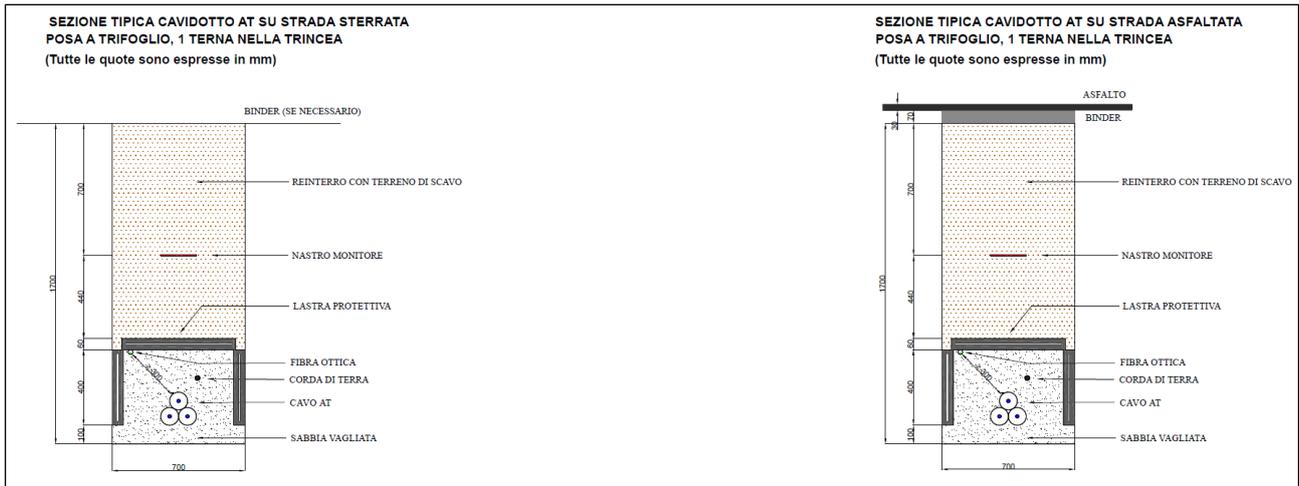
## 9. CAVO ELETTRICO INTERRATO IN ALTA TENSIONE

Il collegamento tra la SEU 150/33 kV e la Stazione Elettrica 150 kV della RTN Terna di Nuoro è realizzato tramite linea direttamente interrata a 150 kV di lunghezza di 18,641 km ed è composta da una terna di cavi unipolari ARE4H5E a 150 kV di sezione 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) kV, portata nominale di 750 A, schermo semiconduttivo dell'isolamento, schermo metallica e guaina di protezione esterna in alluminio saldata longitudinalmente.

I cavi sono caratterizzati da una posa a trifoglio, sono posati a 1,60 m dal piano di calpestio e su un letto di sabbia di 0,1 m, sono ricoperti da uno strato di 0,4 m di sabbia, al di sopra del quale una lastra protettiva in cemento ne assicurerà la protezione meccanica.

A 0,7 m dal piano di calpestio un nastro monitor 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 "OROE077 Sezione tipica della trincea cavidotto AT".



**Figura 9.1.1:** Sezione tipica della trincea che ospita i cavi AT

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.

Si riportano le informazioni relative alla tratta a 150 kV in forma sintetica.

Linea 150 kV	Lunghezza [m]	Sezione [mm <sup>2</sup> ]	Tipologia cavo	Modello cavo	Costruttore
SEU 150/33 kV – SE RTN 150 kV	18.641	1000	AL 3x(1x1000)	ARE4H5E	Prysmian

**Tabella 9.1.1:** Lunghezza, sezione e modello dei cavi della terna 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.