

Autorizzazione Unica Regionale - art. 12 del dlgs. 387/2003



Progetto Definitivo

Parco Eolico Ischia Finata

Titolo elaborato:

Relazione tecnica descrittiva connessione RTN Terna

TL	GD	GD	EMISSIONE	01/07/24	0	0
REDATTO	CONTR.	APPROV.	DESCRIZIONE REVISIONE DOCUMENTO	DATA	REV	

PROPONENTE



ETESIA 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

Sommarario

1. PREMESSA	3
2. NORMATIVE DI RIFERIMENTO	4
3. DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO.....	5
4. AEROGENERATORE DI PROGETTO.....	7
4.1 Descrizione generale dell'aerogeneratore.....	7
4.2 Quadri elettrici in Media Tensione a 33 kV degli aerogeneratori.....	10
5. SISTEMA DI DISTRIBUZIONE A 33 KV	12
5.1. Circuiti elettrici.....	12
5.2. Posa e dati tecnici del cavo di collegamento utilizzato, fibra ottica e sistema di terra	17
5.3. Coesistenza tra i cavi elettrici di energia interrati e collegamenti interrati di altra natura.....	23
5.3.1. Coesistenza tra cavi di energia interrati e cavi di telecomunicazioni	23
5.3.2. Coesistenza tra cavi di energia interrati e tubazioni metalliche	23
5.3.3. Incroci di cavi	24
5.4. Dimensionamento delle linee elettriche a 33 kV	24
6. STAZIONE ELETTRICA UTENTE	25
6.1 Descrizione Stazione Elettrica Utente	28
6.2 Sistemi di misura	29
6.3 Sistema di automazione	29
6.4 Sistema di protezione	29
6.5 Servizi ausiliari.....	29
6.6 Rete di terra.....	30
6.7 Edificio di comando e controllo	31
6.8 Opere civili	32
7. ANALISI DEL RISCHIO ELETTROCUZIONE	33
8. STAZIONE ELETTRICA CONDIVISA.....	35
9. COLLEGAMENTI ELETTRICI A 150 KV	39
10. STALLO ARRIVO PRODUTTORE.....	40
11. STAZIONE ELETTRICA DELLA RTN TERNA	42

1. PREMESSA

La **Etesia Prime s.r.l.** è una società costituita per realizzare un impianto eolico in Basilicata, denominato “**Parco Eolico Ischia Finata**”, nel territorio dei comuni di Colobraro (MT) e di Tursi (MT), avente una potenza totale pari a 72 MW e punto di connessione nel limitrofo Comune di Sant’Arcangelo (PZ) in corrispondenza della Stazione Elettrica della RTN Terna 150 kV di futura realizzazione.

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 Etesia Prime s.r.l., 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).

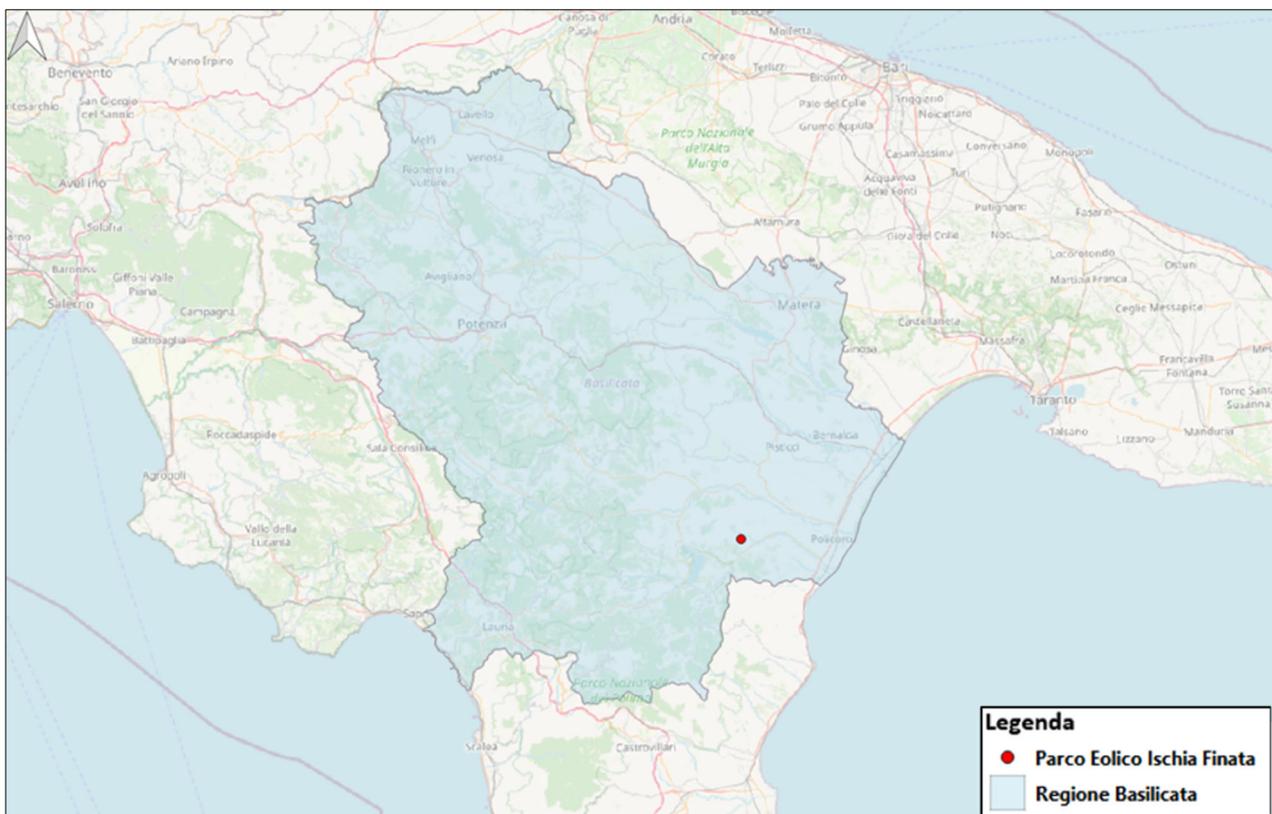


Figura 1.1: Localizzazione Parco Eolico Ischia Finata

Nella presente trattazione sono descritte le opere elettriche utente e di rete inerenti all’impianto 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 33 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 72 MW ed è costituito da 12 aerogeneratori, ciascuno di potenza nominale pari a 6 MW.

Gli aerogeneratori sono collegati tra loro mediante cavi interrati di Media Tensione a 33 kV che convogliano l'elettricità presso una Stazione Elettrica Utente (SEU) di trasformazione 150/33 kV, collegata tramite una terna di cavi interrati di Alta Tensione a 150 kV alla Stazione di Consegna Utente (SCU), contenuta in una Stazione Elettrica Condivisa (SEC) con altri produttori.

La SEC è collegata mediante una seconda terna di cavi interrati di Alta Tensione a 150 kV alla nuova Stazione Elettrica (SE) di smistamento 150 kV della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) Terna di Sant'Arcangelo in corrispondenza di uno stallo assegnato da Terna e in condivisione con altri produttori. L'impianto interessa il Comune di Colobrarò, ove ricadono 9 aerogeneratori e la SEU 150/33 kV, il Comune di Tursi, ove ricadono 3 aerogeneratori, e il Comune di Sant'Arcangelo, dove ricadono la SEC e la nuova SE 150 kV della RTN.

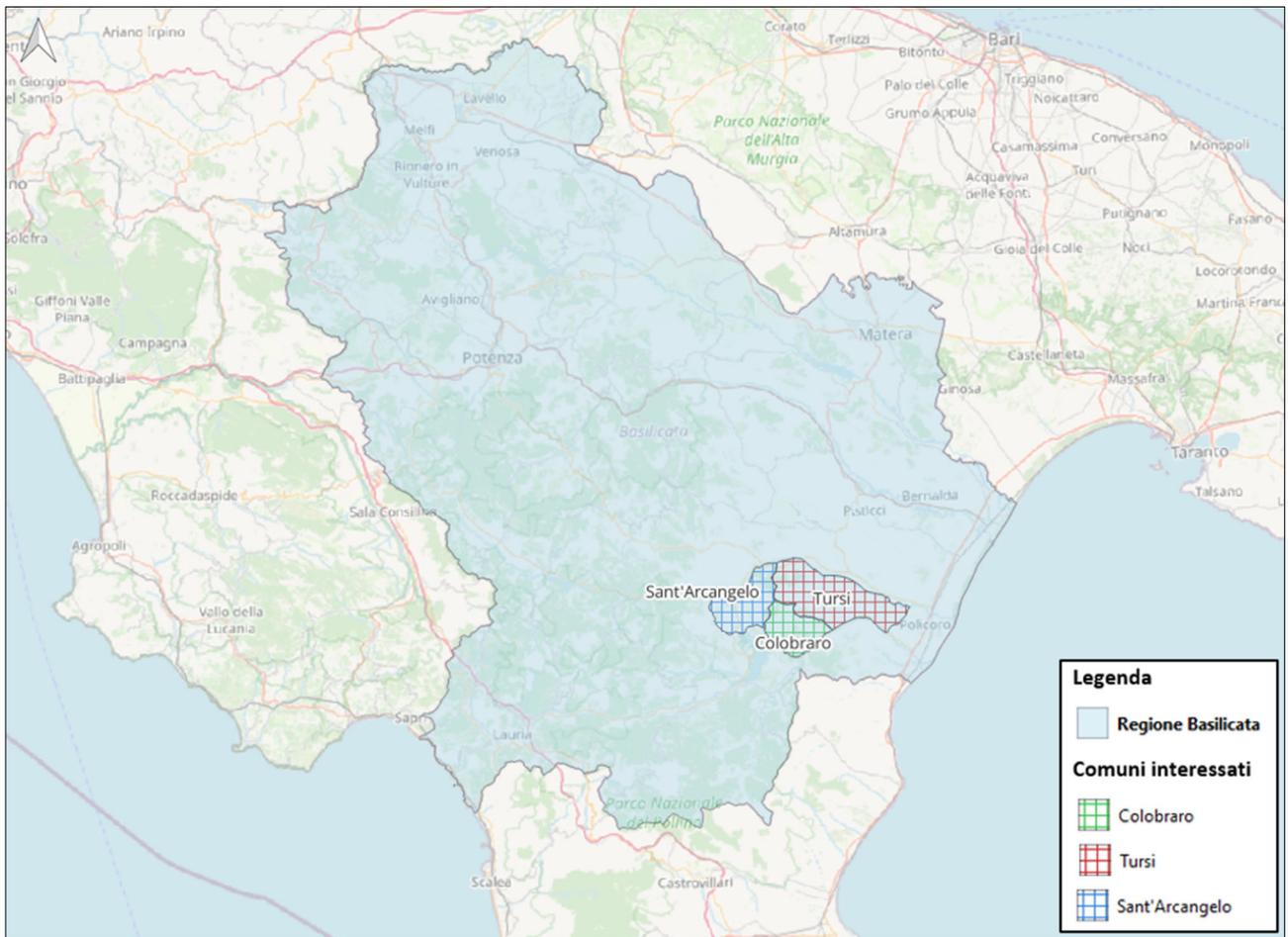


Figura 3.1: Inquadramento territoriale - Limiti amministrativi comuni interessati

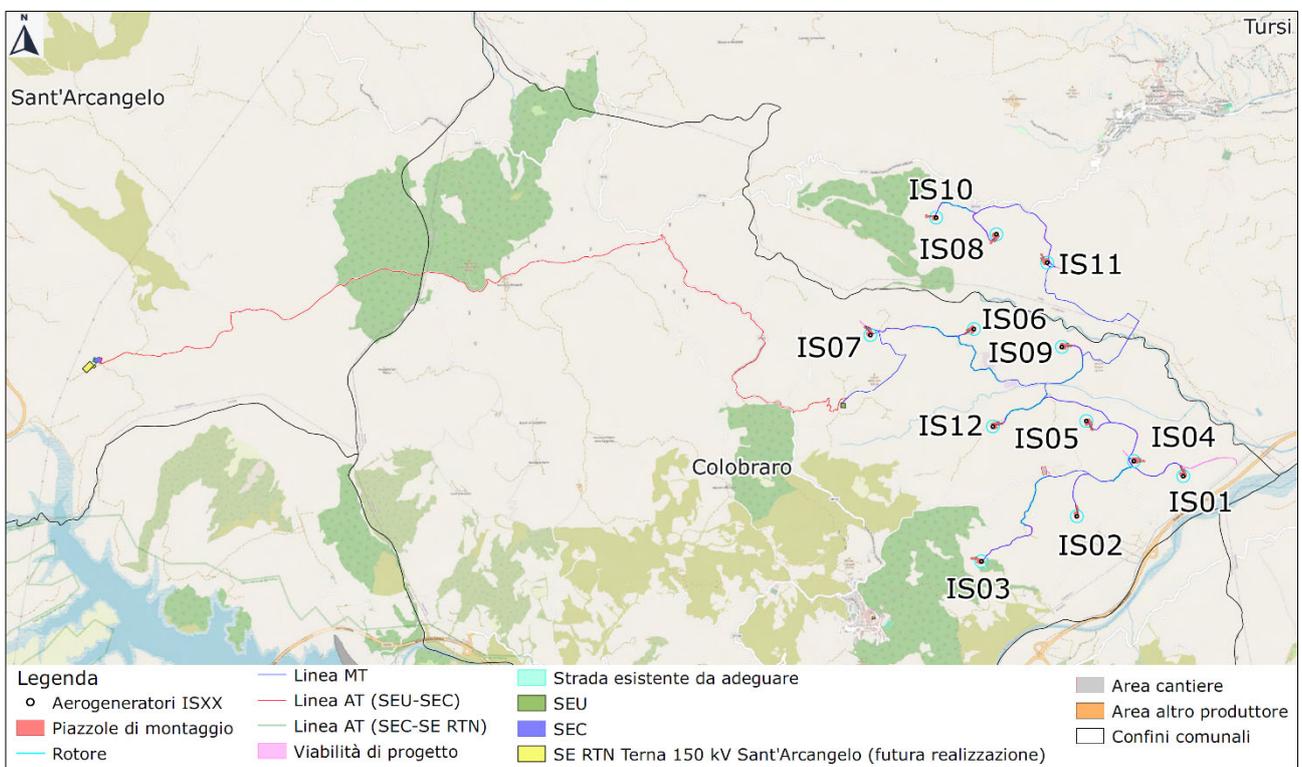


Figura 3.2: Layout d'impianto su CTR

L'impianto è localizzato nella zona meridionale della Regione Basilicata, in prossimità del confine con la Regione Calabria, la SEU 150/33 kV è posizionata ad Est rispetto agli aerogeneratori così come la SEC e la SE 150 kV della RTN.

La Società Etesia Prime s.r.l. è titolare della Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) del preventivo di connessione avente Codice Pratica 202400133 e il progetto prevede che l'impianto eolico sia collegato in antenna a 150 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) di smistamento a 150 kV della RTN nel Comune di Sant'Arcangelo, da inserire in doppio entra – esce alle linee RTN a 150 kV "Aliano – Senise" e "Pisticci – Rotonda".

4. AEROGENERATORE DI PROGETTO

4.1 Descrizione generale dell'aerogeneratore

Il progetto prevede l'installazione dell'aerogeneratore di modello Vestas V162, di potenza nominale pari a 6,0 MW, altezza torre all'hub pari a 125 m e diametro rotorico pari a 162 m.

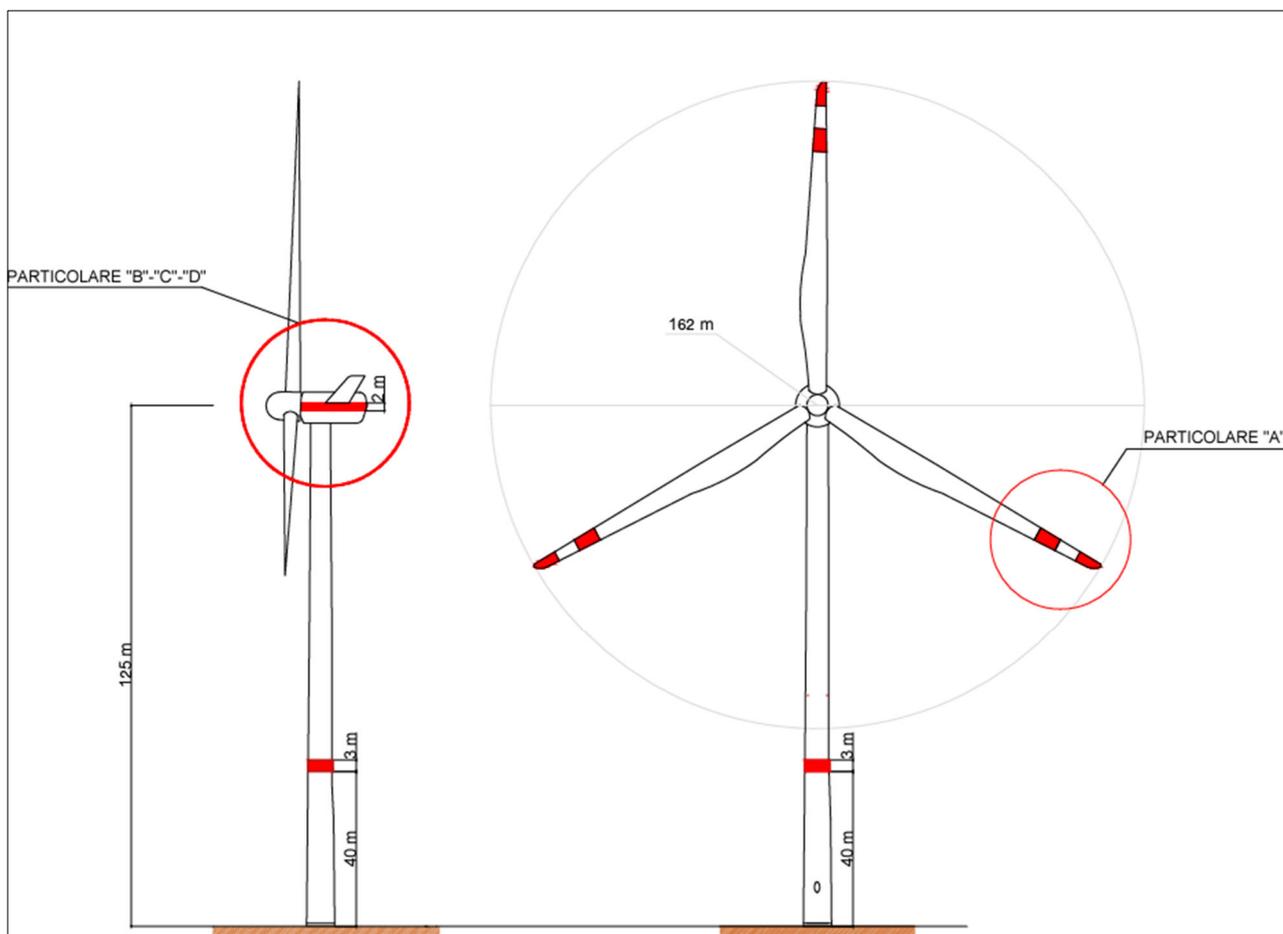


Figura 4.1.1: Profilo aerogeneratore V162 di potenza 6,0 MW, HH = 125 m e D = 162 m

Rotor		V150	V162	Transformer		
Diameter		150 m	162 m	Type description	Eco-design liquid immersed transformer.	
Swept Area		17671 m ²	20612 m ²	Basic layout	3 phase, 2 winding transformer	
Speed, Dynamic Operation Range		4.9 - 12.6 rpm	4.3 -12.1 rpm	Applied standards	IEC 60076-1, IEC 60076-16, IEC 61936-1 Commission Regulation No 548/2014 Commission Regulation No 2019/1783	
Rotational Direction		Clockwise (front view)		Cooling method	KF/WF	
Orientation		Upwind		Rated power	7000 kVA	7300kVA 7500kVA
Tilt		6°		Expansion system	Open breathing	Sealed Sealed
Hub Coning		6°		Insulation liquid, Type/Fire point	Synthetic ester, biodegradable/ K-class (>300°C)	Natural/Synthetic ester, biodegradable/ K-class (>300°C)
No. of Blades		3		No-load reactive power	~17 kVAr ¹	~18 kVAr ¹ ~19 kVAr ¹
Aerodynamic Brakes		Full feathering		Full load reactive power	~735 kVAr ¹	~810 kVAr ¹ ~832 kVAr ¹
Blades	V150	V162		No-load current	~ 0.25 % ¹	~ 0.25 % ¹ ~ 0.25 % ¹
Blade Length	73.65 m	79.35 m		Positive sequence short-circuit impedance @ rated power, 95°C	9.9 % ²	10.3 % ² 10.6 % ²
Maximum Chord	4.2 m	4.3 m		Positive sequence short-circuit resistance@ rated power, 95°C	~0.9 % ¹	~0.9 % ¹ ~0.9 % ¹
Chord at 90% blade radius	1.4 m	1.68 m		Zero sequence short-circuit impedance@ rated power, 95°C	~9.6 % ¹	~10.0 % ¹ ~10.3 % ¹
Type Description	Structural airfoil shell			Zero sequence short-circuit resistance@ rated power, 95°C	~0.9 % ¹	~0.9 % ¹ ~0.9 % ¹
Material	Fibreglass reinforced epoxy, carbon fibres and Solid Metal Tip (SMT)			Rated voltage, turbine side	U _m 1.1kV 0.720 kV	
Blade Connection	Steel roots inserted			Rated voltage, grid side	U _m 24.0kV 20.0-22.0 kV	
Airfoils	High-lift profile				U _m 36.0kV 22.1-33.0 kV	
Converter					U _m 40.5kV 33.1-36.0 kV	
Rated Apparent Power [S _N] @ 1.0 p.u. voltage	6750 kVA			Insulation level AC / LI / LIC	U _m 1.1kV 3 / - / - kV	
Rated Grid Voltage	3 x 720 V				U _m 24.0kV 50 / 125 / 138 kV	
Rated Generator Voltage	3 x 800 V				U _m 36.0kV 70 / 170 / 187 kV	
Rated Grid Current @ 1.0 p.u. voltage	5400 A				U _m 40.5kV 80 / 200 / 220 kV	
Enclosure	IP54			Off-circuit tap changer	None	
Generator				Frequency	50 Hz / 60 Hz	
Type	Permanent Magnet Synchronous generator			Vector group	Dyn11	
Rated Power [P _N]	Up to 6450 kW (depending on turbine variant)			Inrush peak current	<8 x I _n ¹	
Frequency range [f _N]	0-138 Hz			Half crest time	~ 0.5 s ¹	
Voltage, Stator [U _{Ns}]	3 x 800 V (at rated speed)			Sound power level	≤ 80 dB(A)	
Number of Poles	36			Average winding temperature rise	Class 120 (E) ≤65 K Class 130 (B) ≤75 K	
Winding Type	Form with Vacuum Pressurized Impregnation			Max altitude	3500 m	
Winding Connection	Star			Insulation system	Hybrid insulation system Winding insulation: 120 (E), Thermally Upgrader Paper 130 (B), High temperature insulation Other materials can have different class.	
Operational speed range	0-460 rpm			Insulation liquid, Amount	≤ 3000 kg	
Overspeed Limit (2 minutes)	720 rpm			Corrosion class	C3	
Temperature Sensors, Stator	PT100 sensors placed in the stator hot spots.			Weight	≤11200 kg	
Insulation Class	H			Overvoltage protection	Plug-in surge arresters on HV bushings	
Enclosure	IP54			High voltage bushings	Outer cone, interface C1	

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 (690 V) dal generatore al trasformatore;
- trasformatore da Bassa Tensione a Media Tensione (33/0,69 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.

4.2 Quadri elettrici in Media Tensione a 33 kV degli aerogeneratori

Ognuno degli aerogeneratori è dotato di un quadro elettrico a 33 kV, costituito da componenti in Media Tensione sulla piattaforma più bassa e interruttori di protezione del trasformatore.

A seconda del modo in cui ciascuna turbina è collegata all'impianto, così come indicato nello schema unifilare (elaborato di progetto ISOE072 "Schema elettrico unifilare impianto utente"), si ha una particolare configurazione del quadro a 33 kV.

In particolare, nelle figure seguenti sono riportate le 2 tipologie di collegamento dei quadri elettrici degli aerogeneratori di progetto.

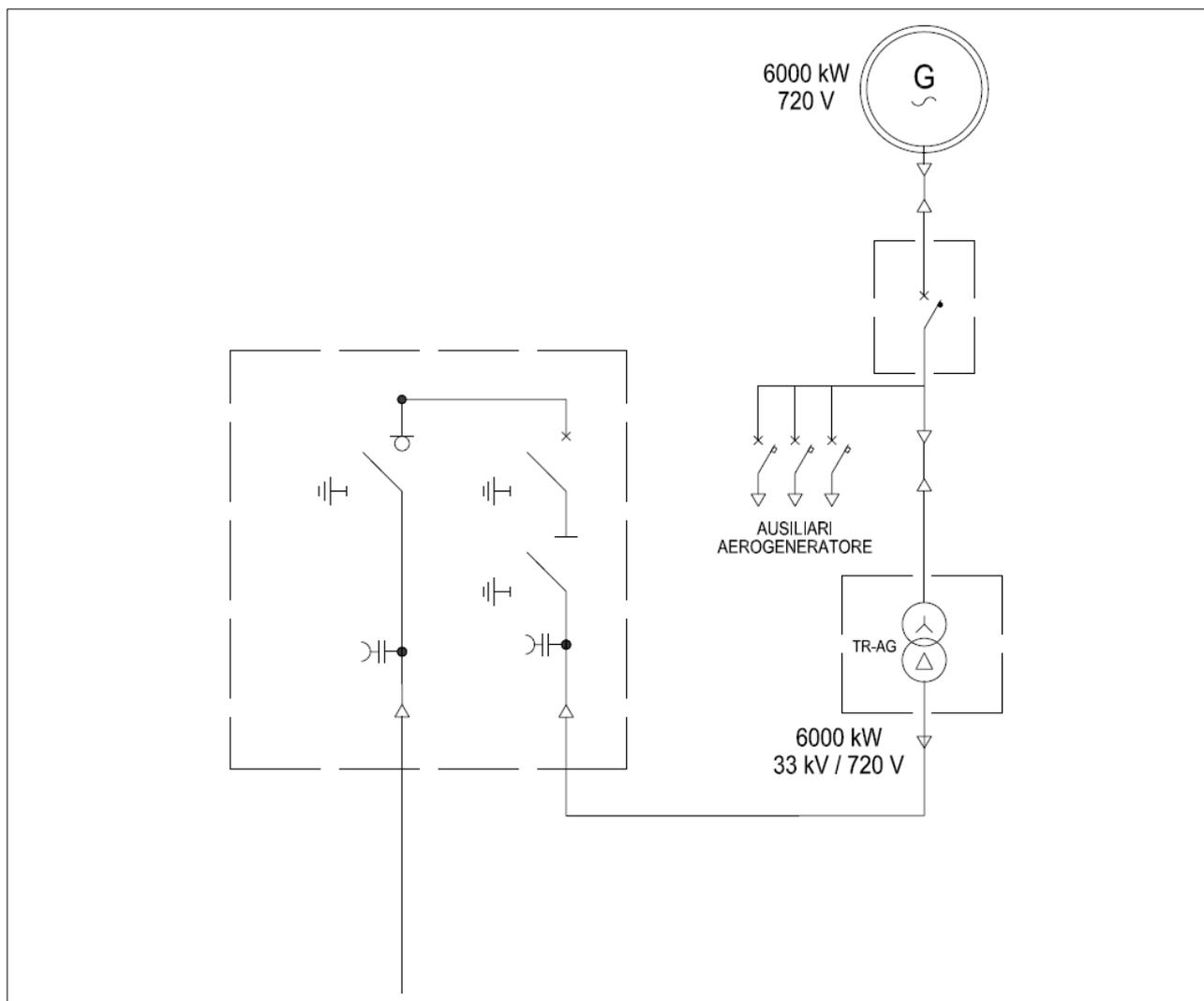


Figura 4.2.1: Configurazione in fine linea del quadro elettrico dell'aerogeneratore di progetto

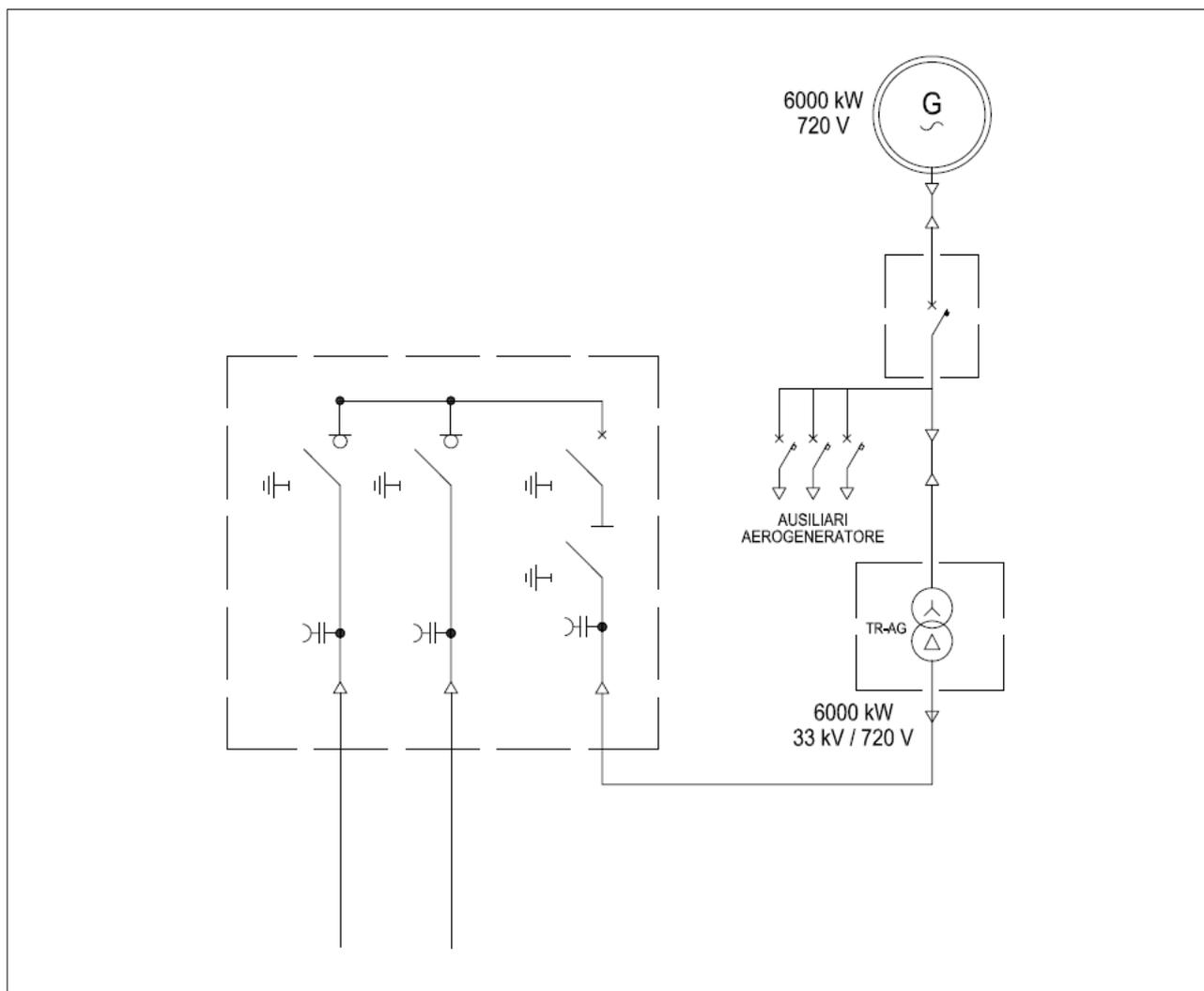


Figura 4.2.2: Configurazione in entra-esce del quadro elettrico dell’aerogeneratore di progetto

Come ampiamente trattato nel seguito, gli aerogeneratori sono suddivisi in 4 sottocampi o circuiti, ognuno collegato alla Stazione Elettrica Utente 150/33 kV e costituito da 3 macchine, collegate tra loro secondo lo schema riportato in tabella.

Circuito	Aerogeneratore	Configurazione Quadro Elettrico aerogeneratore
CIRCUITO A	IS03	Fine Linea
	IS04	Entra – Esci
	IS05	Entra – Esci
CIRCUITO B	IS02	Fine Linea
	IS12	Entra – Esci
	IS06	Entra – Esci
CIRCUITO C	IS01	Fine Linea
	IS09	Entra – Esci
	IS07	Entra – Esci
CIRCUITO D	IS10	Fine Linea
	IS08	Entra – Esci
	IS11	Entra – Esci

Tabella 4.2.1: Suddivisione in circuiti degli aerogeneratori e configurazione del quadro elettrico associato

5. SISTEMA DI DISTRIBUZIONE A 33 KV

5.1. Circuiti elettrici

Il Parco Eolico Ischia Finata è caratterizzato da una potenza complessiva di 72 MW, ottenuta da 12 aerogeneratori di potenza pari a 6 MW ciascuno.

Gli aerogeneratori sono collegati elettricamente tra loro mediante terne di cavi a 33 kV in modo da formare 4 sottocampi (Circuiti A, B, C e D) di 3 turbine, a ciascuno dei quali è associato ad un colore diverso per chiarezza di rappresentazione.

Sottocampo o Circuito	Identificativo aerogeneratore	Potenza totale [MW]
CIRCUITO A	IS03 – IS04 – IS05	18
CIRCUITO B	IS02 – IS12 – IS06	18
CIRCUITO C	IS01 – IS09 – IS07	18
CIRCUITO D	IS10 – IS08 – IS11	18

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

Lo schema a blocchi di riferimento, nel quale sono indicate le sezioni e le lunghezze delle terne di cavi di ogni linea elettrica e nel quale gli aerogeneratori sono collegati tra loro secondo lo schema in fine linea e in entra – esci, è riportato nella **Figura 5.1.1** (maggiori dettagli sono riportati nell’elaborato di progetto ISOE071 “Schema a blocchi impianto”).

L’aerogeneratore capofila (fine linea) è collegato al resto del circuito, i restanti sono collegati tra loro in entra – esci ed ognuno dei 4 circuiti è collegato alla SEU 150/33 kV.

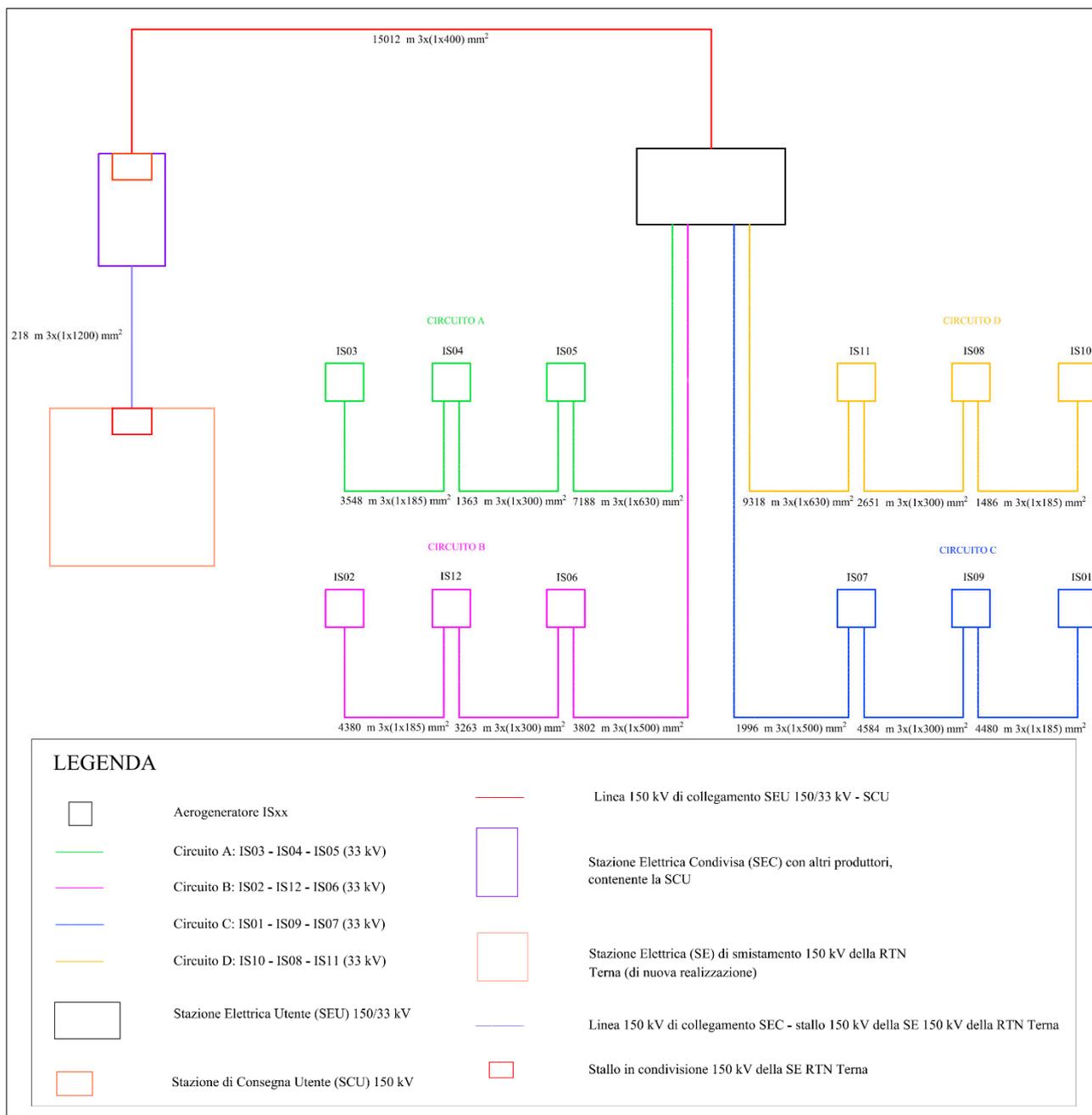


Figura 5.1.1: Schema a blocchi del Parco Ischia Finata

Nelle figure e tabelle seguenti sono riportati uno stralcio della planimetria di distribuzione delle linee a 33 kV per i 4 circuiti, il dettaglio relativo all'arrivo cavi a 33 kV all'edificio quadri della SEU 150/33 kV e sono indicate la lunghezza, la larghezza, la profondità di trincea per ogni sotto-tratta e il numero di terne di cavi di uno stesso circuito o di circuiti diversi presenti nella stessa sotto-tratta.

Maggiori dettagli sono riportati negli elaborati di progetto ISOE066 "Planimetria sottocampi elettrici a 33 kV e linea a 150 kV su CTR (generale)", ISOE067 "Planimetria sottocampi elettrici a 33 kV e linea a 150 kV su CTR (per circuiti)", ISOE068 "Planimetria sottocampi elettrici a 33 kV e linea a 150 kV su ortofoto (generale)" e ISOE069 "Planimetria sottocampi elettrici a 33 kV e linea a 150 kV su ortofoto (per circuiti)", da cui si evincono anche i collegamenti a 150 kV.

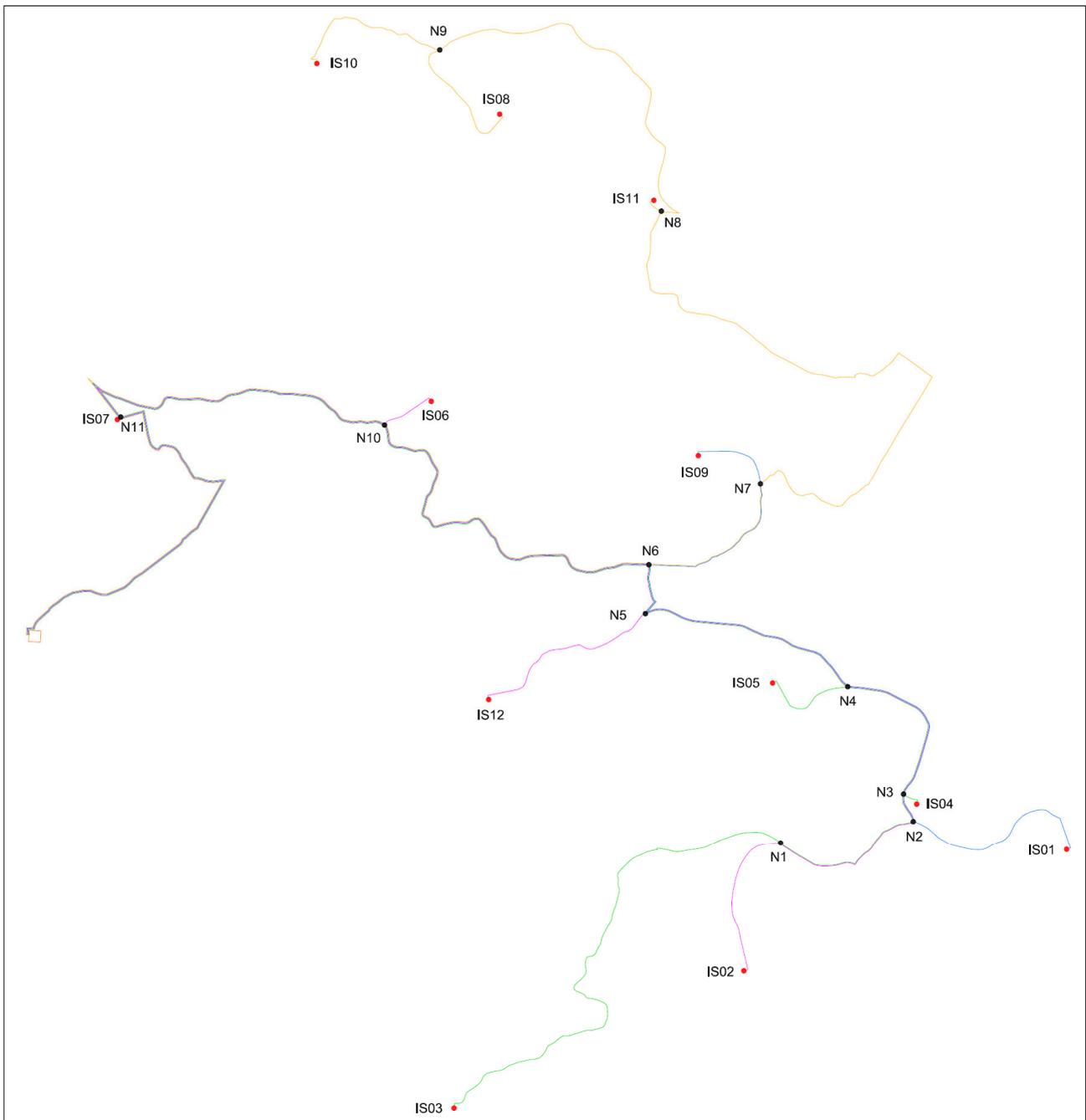


Figura 5.1.2: Planimetria generale di distribuzione delle linee a 33 kV



Figura 5.1.3: Legenda della Figura 5.1.2

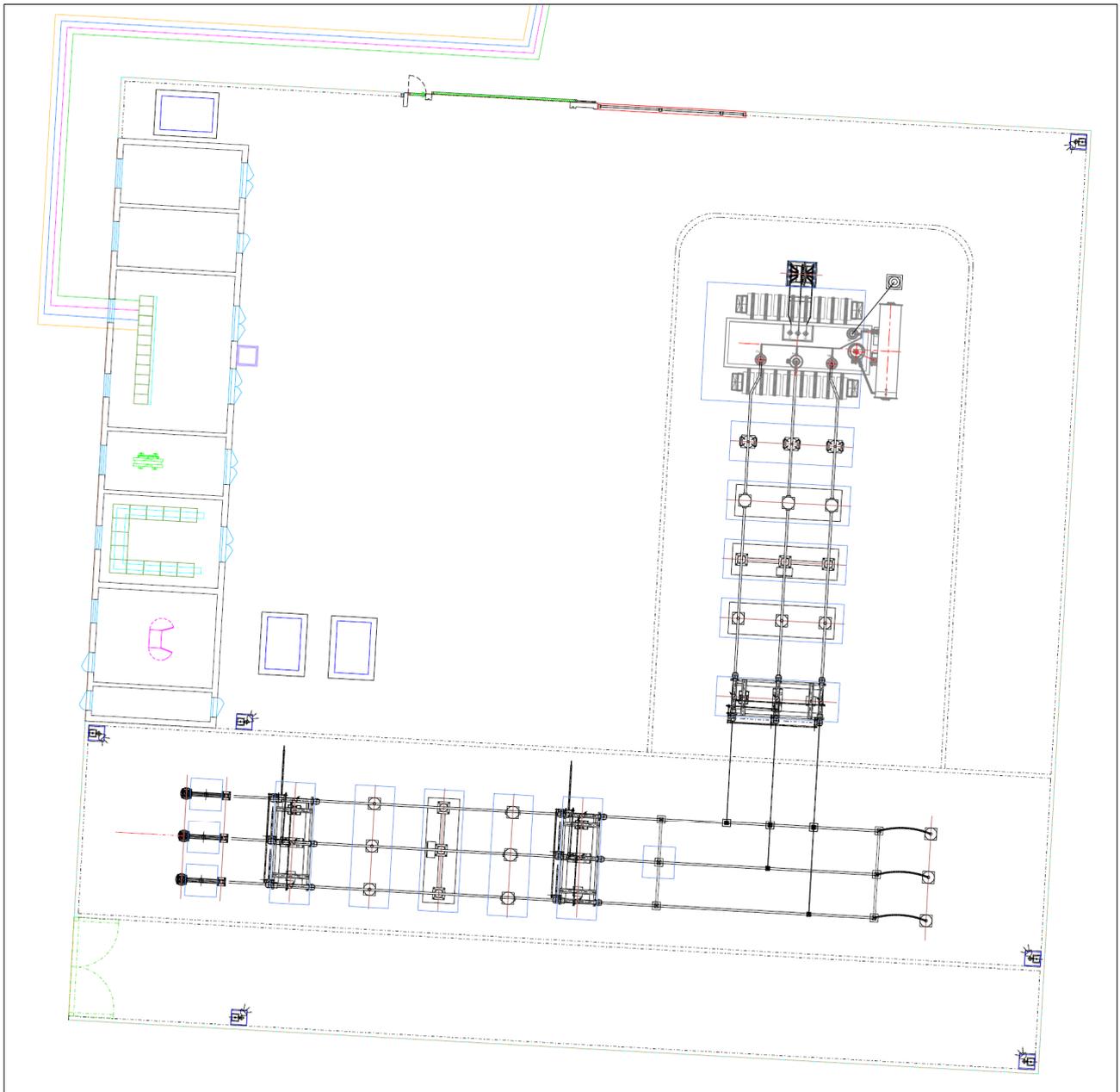


Figura 5.1.4: Dettaglio relativo all'arrivo cavi a 33 kV ai quadri della SEU 150/33 kV

Nelle figure sopra riportate la distanza tra le terne di circuiti in ogni sotto – tratta non è in scala per evidenza rappresentativa, i nodi sono elementi fittizi di disegno necessari ad indicare univocamente il numero di terne di cavi di un circuito e/o di circuiti diversi presenti in parallelo nella sotto – tratta considerata.

Inoltre, ogni linea di collegamento tra 2 aerogeneratori o tra l'aerogeneratore di un circuito e la SEU 150/33 kV è costituito dall'insieme delle sotto – tratte a 33 kV che sono presenti lungo il relativo tracciato.

SOTTO - TRATTA				
DA	A	LUNGHEZZA [m]	LARGHEZZA TRINCEA [m]	PROFONDITA' TRINCEA [m]
IS03	N1	2564	0,47	1,1
IS02	N1	768	0,47	1,1
N1	N2	726	0,79	1,1
IS01	N2	981	0,47	1,1
N2	N3	144	1,11	1,1
IS04	N3	114	0,79	1,1
N3	N4	776	1,11	1,1
IS05	N4	473	0,79	1,1
N4	N5	1096	1,11	1,1
IS12	N5	870	0,79	1,1
N5	N6	300	1,11	1,1
IS10	N9	811	0,47	1,1
IS08	N9	675	0,79	1,1
N9	N8	1869	0,47	1,1
IS11	N8	107	0,79	1,1
N8	N7	3124	0,47	1,1
IS09	N7	415	0,79	1,1
N7	N6	768	1,11	1,1
N6	N10	1805	1,43	1,1
IS06	N10	288	0,79	1,1
N10	N11	1557	1,43	1,1
IS07	N11	39	0,79	1,1
N11	SEU 150/33 kV	1957	1,43	1,1

Tabella 5.1.2: Lunghezza, larghezza e profondità di trincea delle sotto-tratte a 33 kV

SOTTO - TRATTA			CIRCUITO A		CIRCUITO B		CIRCUITO C		CIRCUITO D	
DA	A	N. TOTALE TERNE	N. TERNE	FORMAZIONE CAVO						
IS03	N1	1	1	3x(1x185)						
IS02	N1	1			1	3x(1x185)				
N1	N2	2	1	3x(1x185)	1	3x(1x185)				
IS01	N2	1					1	3x(1x185)		
N2	N3	3	1	3x(1x185)	1	3x(1x185)	1	3x(1x185)		
IS04	N3	2	2	3x(1x185) + 3x(1x300)						
N3	N4	3	1	3x(1x300)	1	3x(1x185)	1	3x(1x185)		
IS05	N4	2	2	3x(1x300) + 3x(1x630)						
N4	N5	3	1	3x(1x630)	1	3x(1x185)	1	3x(1x185)		
IS12	N5	2			2	3x(1x185) + 3x(1x300)				
N5	N6	3	1	3x(1x630)	1	3x(1x300)	1	3x(1x185)		
IS10	N9	1							1	3x(1x185)
IS08	N9	2							2	3x(1x185) + 3x(1x300)
N9	N8	1							1	3x(1x300)
IS11	N8	2							2	3x(1x300) + 3x(1x630)
N8	N7	1							1	3x(1x630)
IS09	N7	2					2	3x(1x185) + 3x(1x300)		
N7	N6	3					2	3x(1x185) + 3x(1x300)	1	3x(1x630)
N6	N10	4	1	3x(1x630)	1	3x(1x300)	1	3x(1x300)	1	3x(1x630)
IS06	N10	2			2	3x(1x300) + 3x(1x500)				
N10	N11	4	1	3x(1x630)	1	3x(1x500)	1	3x(1x300)	1	3x(1x630)
IS07	N11	2					2	3x(1x300) + 3x(1x500)		
N11	SEU 150/33 kV	4	1	3x(1x630)	1	3x(1x500)	1	3x(1x500)	1	3x(1x630)

Tabella 5.1.3: Numero di terne di cavi a 33 kV di un circuito e/o di circuiti diversi per ogni sotto - tratta

La **Tabella 5.1.4** riporta sinteticamente le lunghezze e sezioni dei cavi di ogni linea a 33 kV che costituisce un'intera tratta del circuito.

PARCO EOLICO ISCHIA FINATA					
CIRCUITO A	Lunghezza tratta [m]	Sezione cavo [mm ²]	Tipologia cavo	Modello cavo	Costruttore
IS03 - IS04	3548	185	AL 3x(1x185)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
IS04 - IS05	1363	300	AL 3x(1x300)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
IS05 - SEU 150/33 kV	7188	630	AL 3x(1x630)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
CIRCUITO B	Lunghezza tratta [m]	Sezione cavo [mm ²]	Tipologia cavo	Modello cavo	Costruttore
IS02 - IS12	4380	185	AL 3x(1x185)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
IS12 - IS06	3263	300	AL 3x(1x300)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
IS06 - SEU 150/33 kV	3802	500	AL 3x(1x500)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
CIRCUITO C	Lunghezza tratta [m]	Sezione cavo [mm ²]	Tipologia cavo	Modello cavo	Costruttore
IS01 - IS09	4480	185	AL 3x(1x185)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
IS09 - IS07	4584	300	AL 3x(1x300)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
IS07 - SEU 150/33 kV	1996	500	AL 3x(1x500)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
CIRCUITO D	Lunghezza tratta [m]	Sezione cavo [mm ²]	Tipologia cavo	Modello cavo	Costruttore
IS10 - IS08	1486	185	AL 3x(1x185)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
IS08 - IS11	2651	300	AL 3x(1x300)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
IS11 - SEU 150/33 kV	9318	630	AL 3x(1x630)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian

Tabella 5.1.4: Lunghezze, sezioni e modello delle terne di cavi adoperati per i collegamenti a 33 kV

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

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 monitor ne segnala la presenza.

Inoltre, nel caso di eventuali interferenze e particolari attraversamenti, in accordo con la Norma CEI 11 - 17, tale modalità e/o profondità 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 nell'elaborato di progetto ISOE070 "Sezioni tipiche delle trincee di cavidotto utente", nel quale le misure sono espresse in mm.

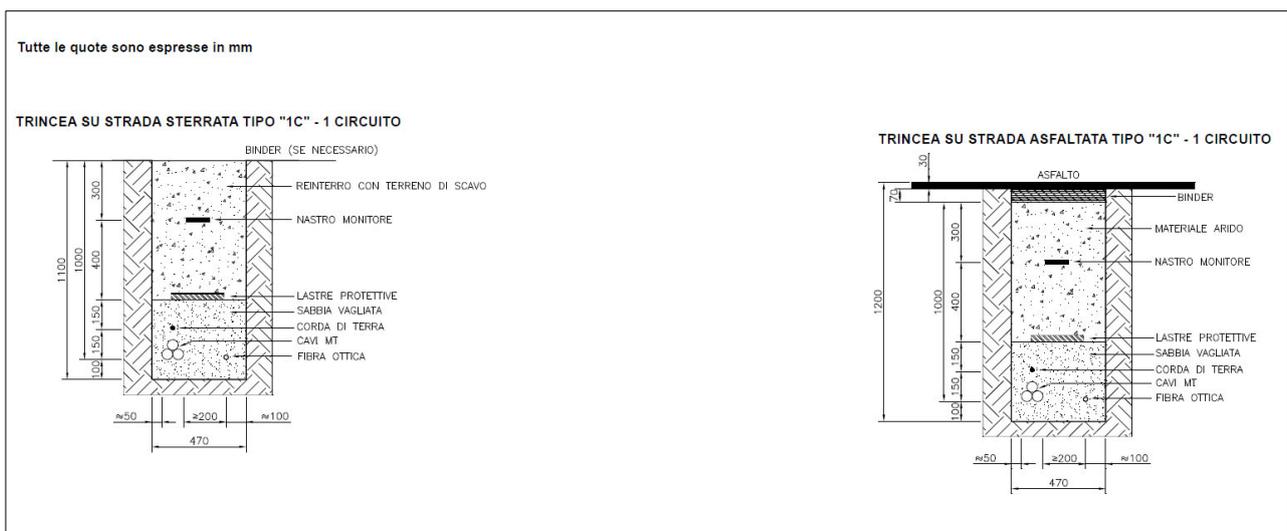


Figura 5.2.1: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per una terna di cavi su strada sterrata e asfaltata

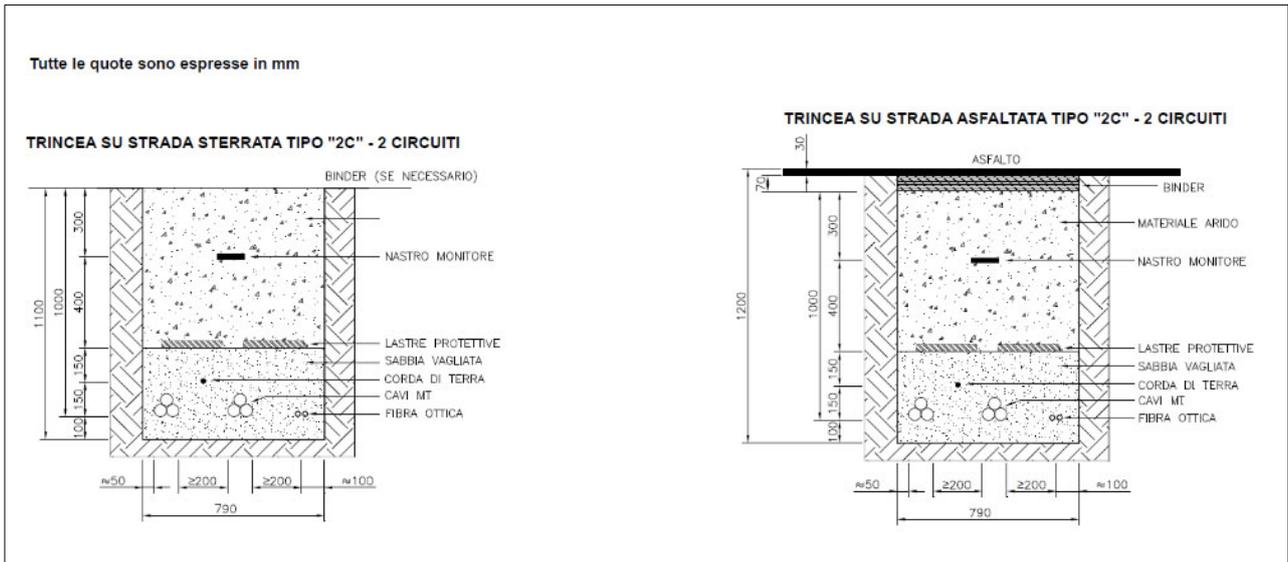


Figura 5.2.2: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per due terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

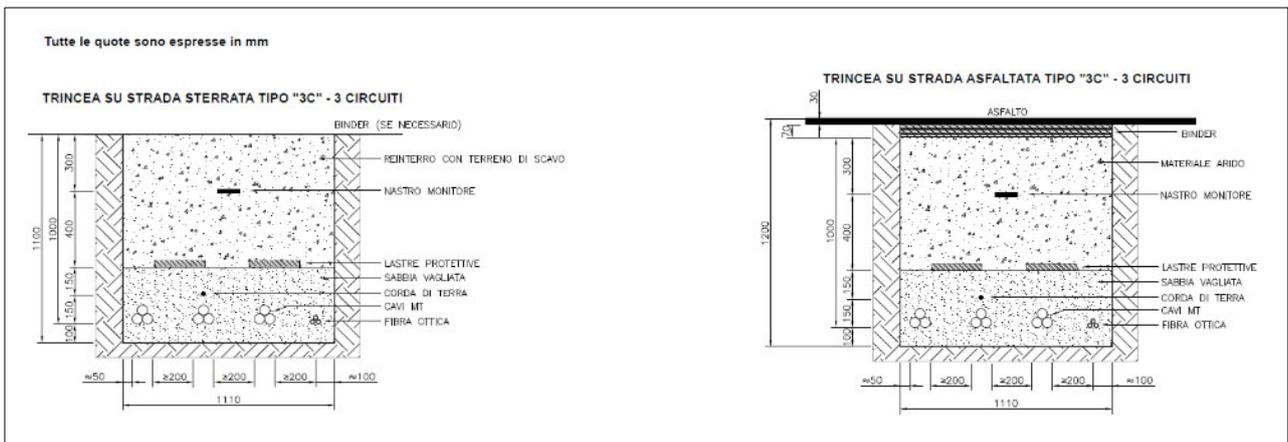


Figura 5.2.3: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per tre terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

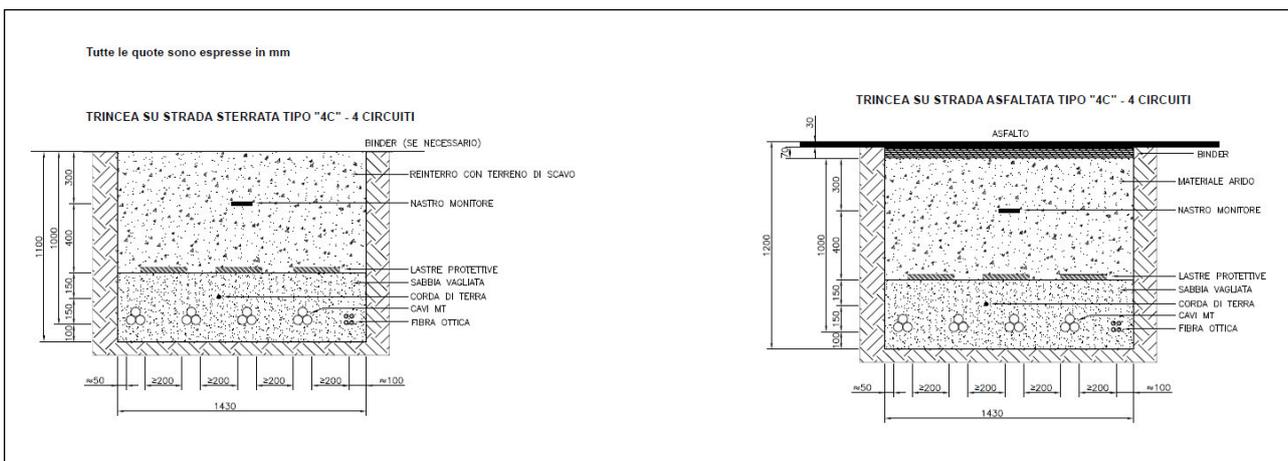


Figura 5.2.4: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per quattro terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

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

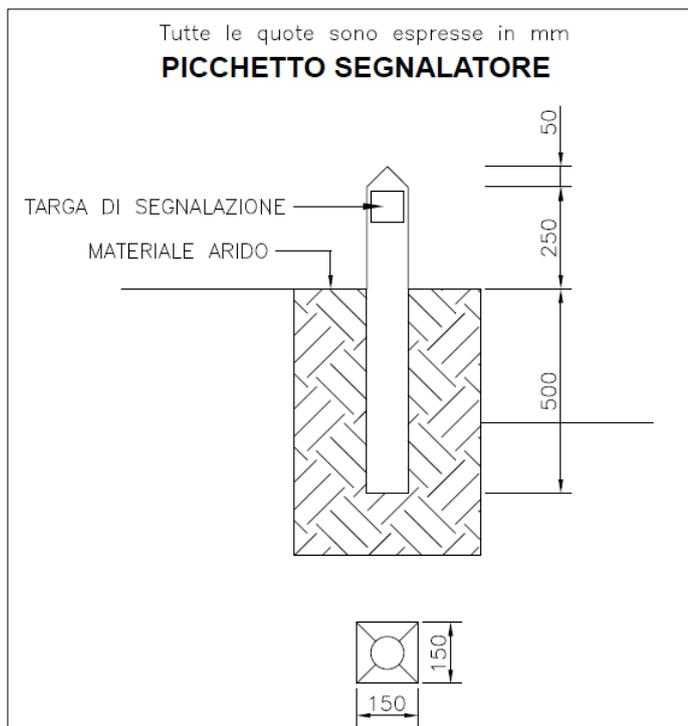


Figura 5.2.5: Sezione tipica del picchetto segnalatore

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 (maggiori dettagli sono riportati nell'elaborato di progetto ISOE073 "Schema rete di comunicazione in 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 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 (maggiori dettagli sono riportati nell'elaborato di progetto ISOE080 "Schema rete di terra WTG").

Nelle figure seguenti sono riportate la vista in sezione e in pianta del sistema di messa a terra della turbina.

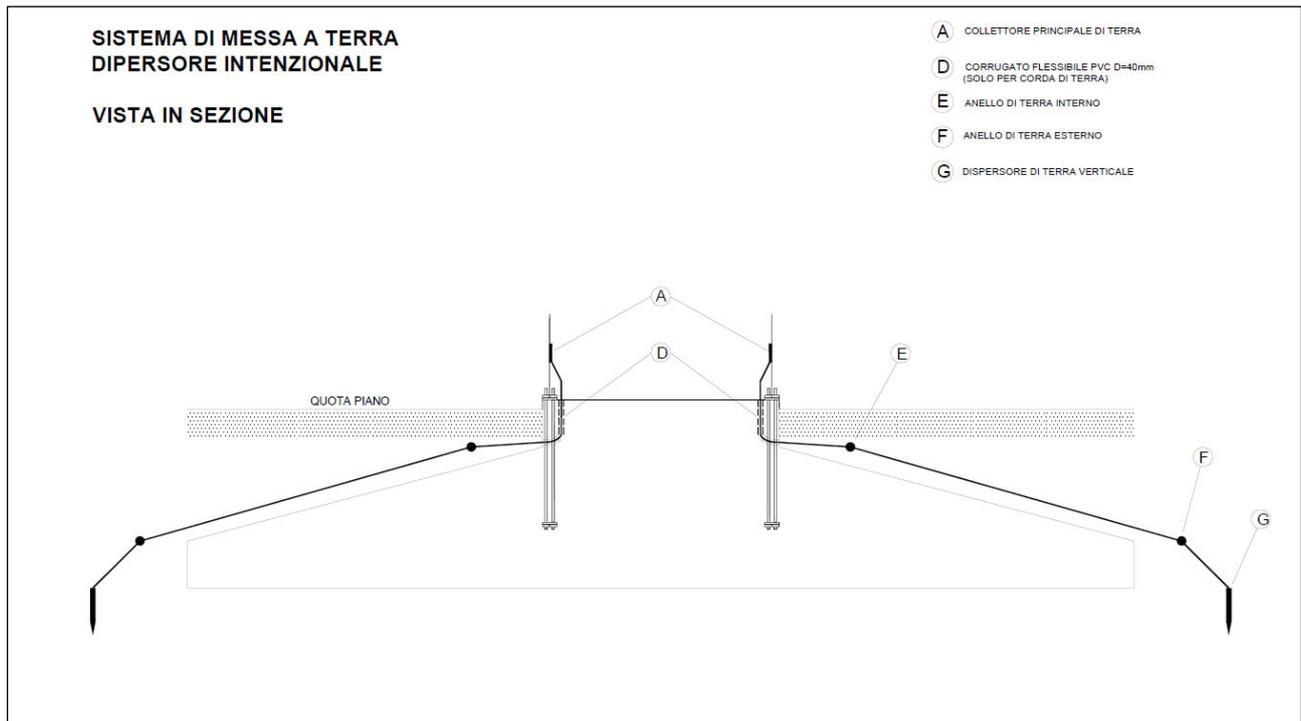


Figura 5.2.6: Tipico sezione del sistema di messa a terra dell'aerogeneratore

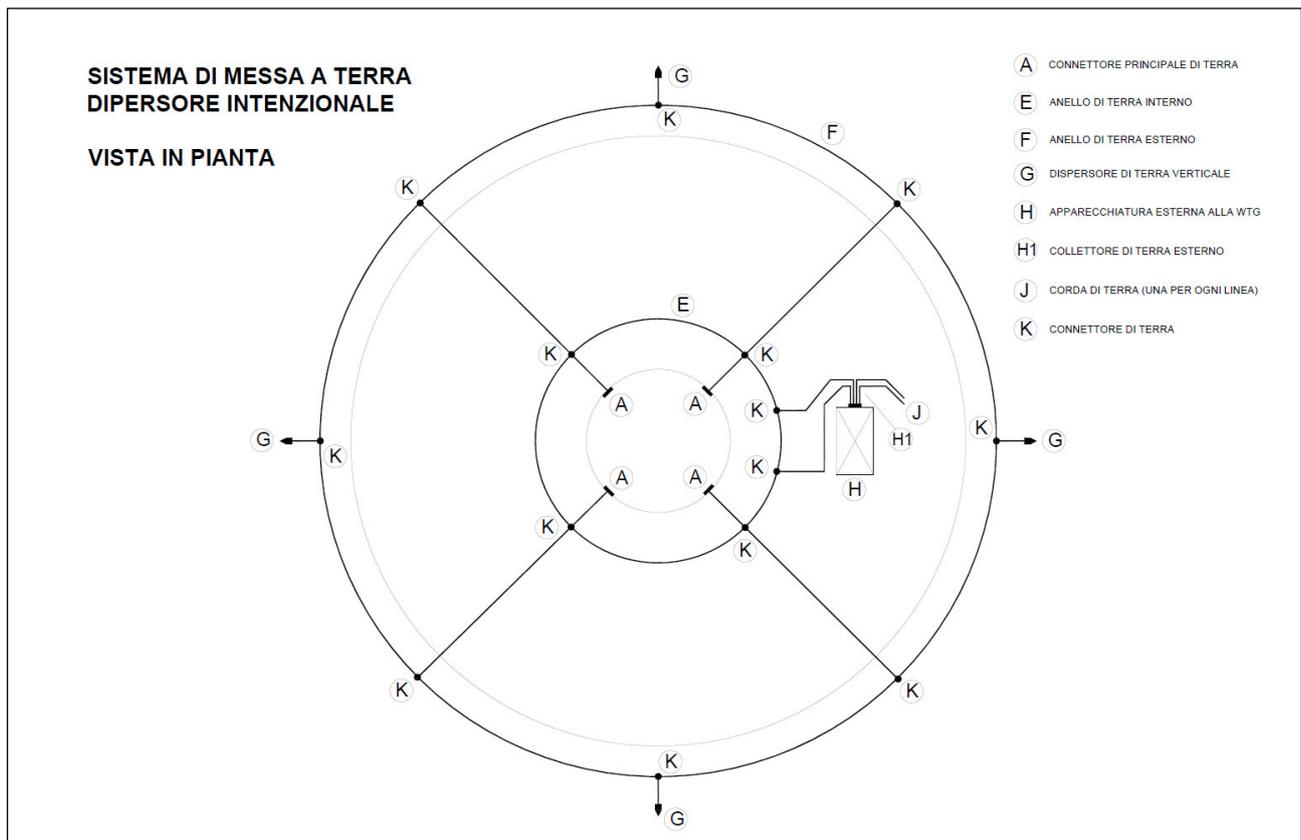


Figura 5.2.7: Tipico in pianta del sistema di messa a terra dell'aerogeneratore

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 mm², 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 ISOE070 “Sezioni tipiche delle trincee di cavidotto utente”).

Le modalità di collegamento della rete di terra dell’impianto seguono lo schema di collegamento elettrico degli aerogeneratori (maggiori dettagli sono riportati nell’elaborato di progetto ISOE081 “Schema rete di terra impianto eolico”).

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 mm² 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 mm².

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 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.

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

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

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

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

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

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

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

5.3.2. Coesistenza tra cavi di energia interrati e tubazioni metalliche

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

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

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

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

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

5.3.3. Incroci di cavi

Nel caso di incroci tra cavi di energia è necessario rispettare una interdistanza di almeno 0,30 m e proteggere il cavo disposto a profondità superiore per una lunghezza di almeno 1 m adoperando i dispositivi di protezione di cui al paragrafo 5.4.1, 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.

5.4. 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.
- ΔV rappresenta la massima caduta di tensione su ogni sottocampo ed è valutata a partire dalla cabina d'impianto fino all'aerogeneratore più lontano.
- ΔP 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 5.4.1** riporta i risultati ottenuti sul dimensionamento a 33 kV.

LINEA	DA	A	L [m]	SEZIONE [mm ²]	I _b [A]	I _z [A]	$\Delta V_r\%$	$\Delta P_r\%$ TOT
CIRCUITO A	IS03	IS04	3.548	185	116,6	263,3	0,54	
	IS04	IS05	1.363	300	233,3	344,1	0,28	
	IS05	SEU 150/33 kV	7.188	630	349,9	478,2	1,45	
								SOMMA
							2,27	1,43
CIRCUITO B	IS02	IS12	4.380	185	116,6	263,3	0,67	
	IS12	IS06	3.263	300	233,3	320,6	0,68	
	IS06	SEU 150/33 kV	3.802	500	349,9	419,5	0,86	
								SOMMA
							2,21	1,31
CIRCUITO C	IS01	IS09	4.480	185	116,6	263,3	0,68	
	IS09	IS07	4.584	300	233,3	320,6	0,96	
	IS07	SEU 150/33 kV	1.996	500	349,9	419,5	0,45	
								SOMMA
							2,09	1,15
CIRCUITO D	IS10	IS08	1.486	185	116,6	299,3	0,23	
	IS08	IS11	2.651	300	233,3	391,3	0,55	
	IS11	SEU 150/33 kV	9.318	630	349,9	478,21	1,88	
								SOMMA
							2,66	1,81

Tabella 5.4.1: Calcolo del dimensionamento delle linee elettriche a 33 kV

Per dettagli relativi al dimensionamento elettrico delle linee a 33 kV si rimanda all'elaborato di progetto ISOE064 "Calcolo preliminare degli impianti elettrici".

6. STAZIONE ELETTRICA UTENTE

Il progetto prevede che l'impianto eolico convogli l'elettricità presso la Stazione Elettrica Utente di trasformazione 150/33 kV ubicata nel Comune di Colobrarò.

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 6.1: Localizzazione della SEU 150/33 kV su ortofoto (maggiori particolari sono riportati negli elaborati di progetto ISOE085 “Planimetria degli impianti utente e di RTN su CTR” e ISOE086 “Planimetria degli impianti utente e di RTN su ortofoto”)

La SEU 150/33 kV è delimitata da una recinzione perimetrale realizzata con moduli in calcestruzzo prefabbricati di altezza pari a 2,5 m e occupa un'area di 48 m x 49 m.

Di seguito è riportato uno stralcio della planimetria della SEU 150/33 kV (maggiori dettagli sono deducibili dall'elaborato di progetto ISOE074 “Stazione Elettrica Utente – planimetria e sezioni elettromeccaniche”, nel quale le quote sono espresse in metri).

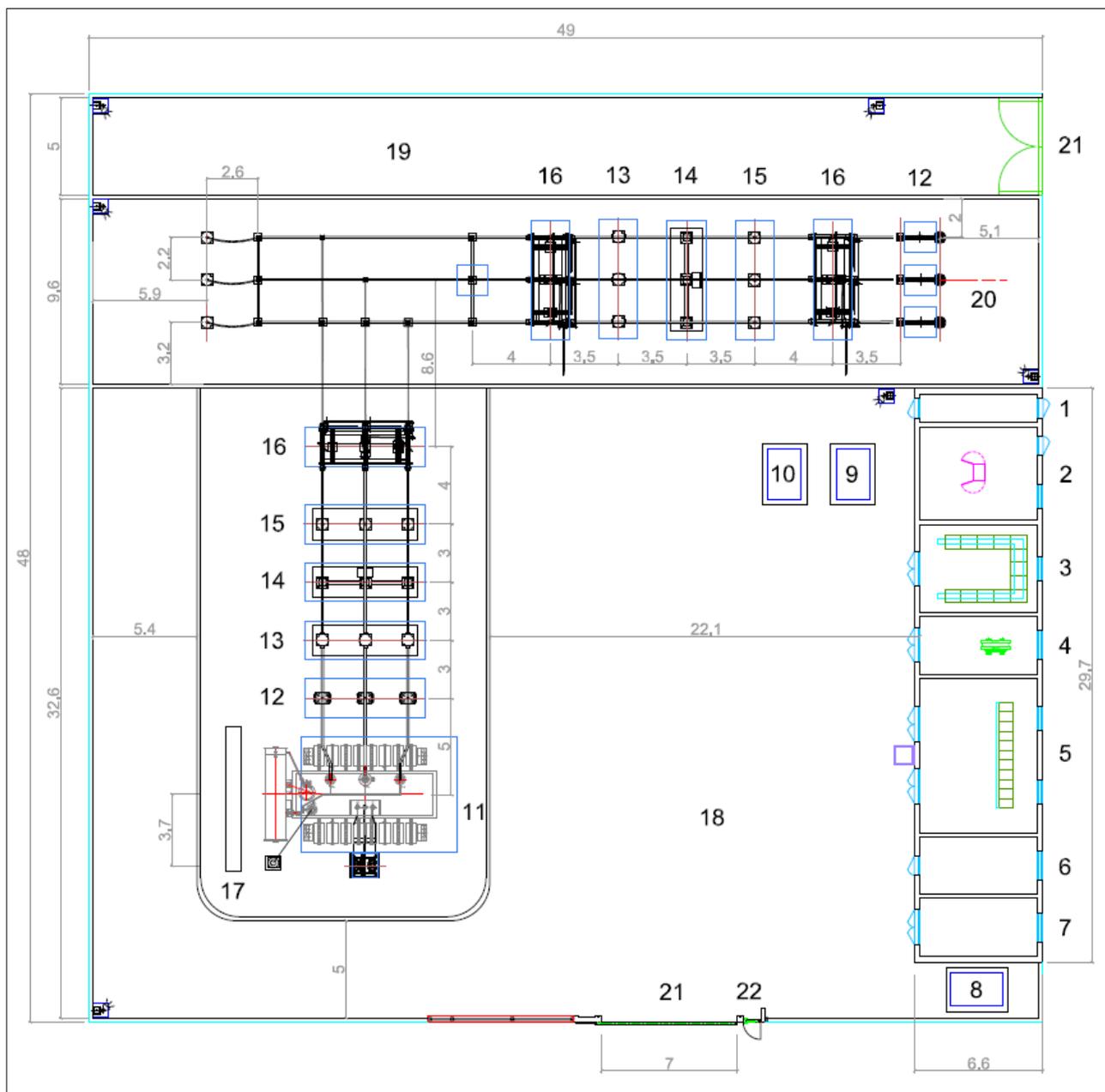


Figura 6.4: Planimetria elettromeccanica della SEU 150/33 kV

LEGENDA			
1	LOCALE CONTATORI	13	TRASFORMATORE DI CORRENTE
2	SALA SERVER AEROGENERATORI	14	INTERRUTTORE
3	SALA QUADRI CONTROLLO E PROTEZIONI	15	TRASFORMATORE DI TENSIONE
4	TRASFORMATORE SERVIZI AUSILIARI	16	SEZIONATORE
5	LOCALE QUADRI MEDIA TENSIONE	17	MURO TAGLIAFIAMME
6	UFFICIO	18	VIABILITA' IN ASFALTO
7	MAGAZZINO	19	AREA PER MANUTENZIONE SBARRE
8	GENERATORE ELETTRICO	20	PARTENZA CAVO AT
9	REACTOR SHUNT	21	INGRESSO CARRABILE
10	BANKS CAPACITOR	22	INGRESSO PEDONALE
11	TRASFORMATORE 150/33 kV		— RECINZIONE
12	SCARICATORE		

Figura 6.5: Legenda della Figura 6.4

6.1 Descrizione Stazione Elettrica Utente

Il progetto prevede che all'interno della Stazione Elettrica Utente sia installato un trasformatore 150/33 kV, di potenza non inferiore a 90 MVA, tensione nominale primaria di 150 kV e tensione nominale secondaria di 33 kV.

Le principali caratteristiche dei trasformatori sono di seguito sintetizzate:

- tipo di raffreddamento: ONAN/ONAF;
- potenza di targa: 90 MVA;
- Gruppo: YNd11;
- Vcc %: 13 %;
- regolazione della tensione ± 10 gradini di 1,25 % della tensione nominale;
- frequenza: 50 Hz.

Le sezioni MT e BT sono costituite da:

- sistema di alimentazione di emergenza e ausiliari;
- trasformatori servizi ausiliari 33/0,4 kV 200 kVA;
- quadri MT a 33 kV;
- sistema di protezione 150 kV, 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;
- scomparto trasformatore ausiliario;
- scomparto di misura;
- scomparto Shunt Reactor;
- scomparto Bank Capacitor.

La sezione AT 150 kV è caratterizzata 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.

Le caratteristiche tecniche delle apparecchiature elencate sono riportate in dettaglio nell'elaborato di progetto ISOE072 "Schema elettrico unifilare impianto utente".

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 e della SEU 36/33 kV 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 150/33 kV 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 mm², interrato a 60 cm dal piano del suolo e avente lato interno massimo da valutare in sede di progettazione esecutiva.

Presso il trasformatore 150/33 kV 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 stazione, in considerazione delle specifiche indicazioni del gestore.

La rete di terra è collegata alle apparecchiature alla tensione 150 kV tramite cavo di rame nudo da 95 mm².

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 29,7 m x 6,6 m in grado di contenere i seguenti locali:

- locale contatori;
- sala server WTG;
- sala quadri controllo e protezioni;
- locale TSA (Trasformatore Servizi Ausiliari);
- locale quadri MT;
- ufficio;
- locale magazzino.

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

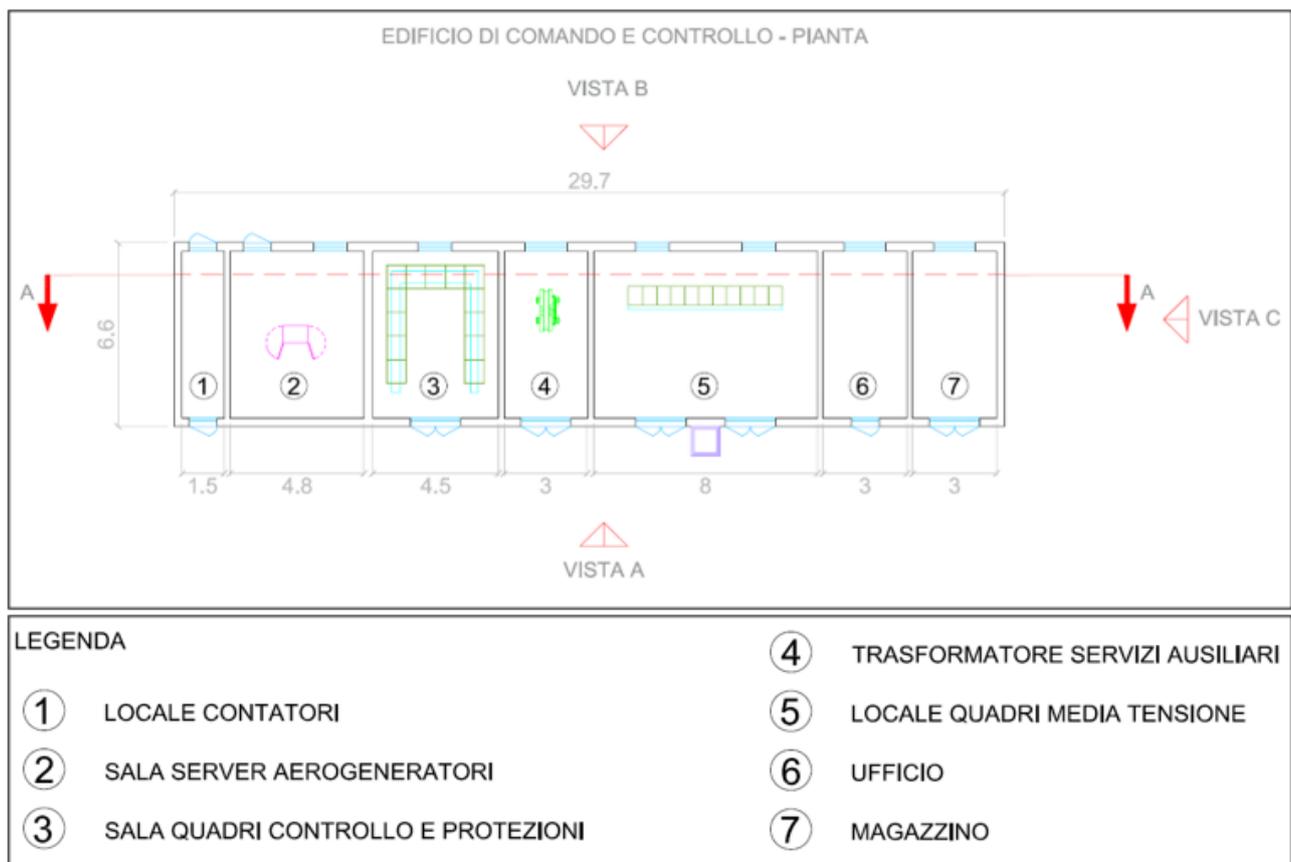


Figura 6.7.1: Edificio di comando e controllo (le quote sono espresse in metri)

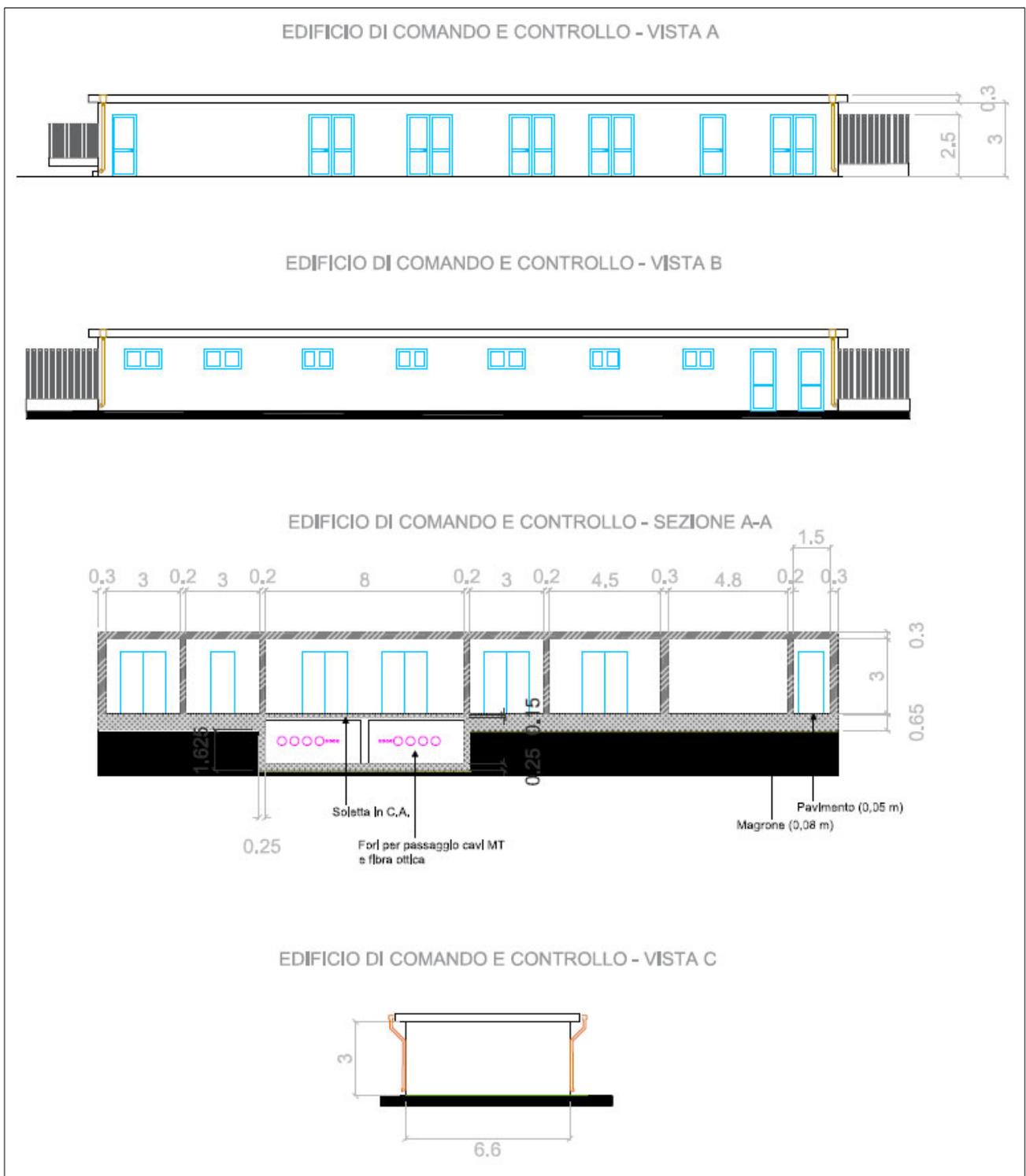


Figura 6.7.2: Sezioni dell'edificio di comando e controllo (le quote sono espresse in metri)

Maggiori dettagli sono riportati negli elaborati di progetto ISOE075 "Stazione 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 a 150 kV;
- sistemazione delle aree sottostanti le apparecchiature 150 kV 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 mm², 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. STAZIONE ELETTRICA CONDIVISA

Il progetto prevede la realizzazione della Stazione Elettrica Condivisa al fine di collegare l’impianto eolico in progetto e gli impianti da fonte rinnovabile di altri produttori con il medesimo stallo della Stazione Elettrica della RTN Terna 150 kV di Sant’Arcangelo.



Figura 8.1: Localizzazione della SEC nel Comune di Sant’Arcangelo su ortofoto

La stazione è caratterizzata da 4 aree, 3 delle quali riservate ad altrettanti produttori e 1, la Stazione di Consegna Utente, alla quale è connesso l’impianto in progetto tramite una terna di cavi interrati a 150 kV.

Ogni produttore ha la possibilità di collegarsi ad una sbarra a 150 kV, contenuta, così come un edificio comune necessario ai comandi e servizi di dimensioni 10 m x 5 m, in un'area comune ai produttori e collegata allo stallo 150 kV della SE RTN Terna di Sant'Arcangelo mediante una terna di cavi interrati a 150 kV.

La planimetria elettromeccanica della SEC è rappresentata nella figura seguente relativamente all'area comune produttori e alla SCU (maggiori dettagli sono riportati nell'elaborato di progetto ISOE088 "Stazione Elettrica Condivisa – planimetria e sezioni elettromeccaniche").

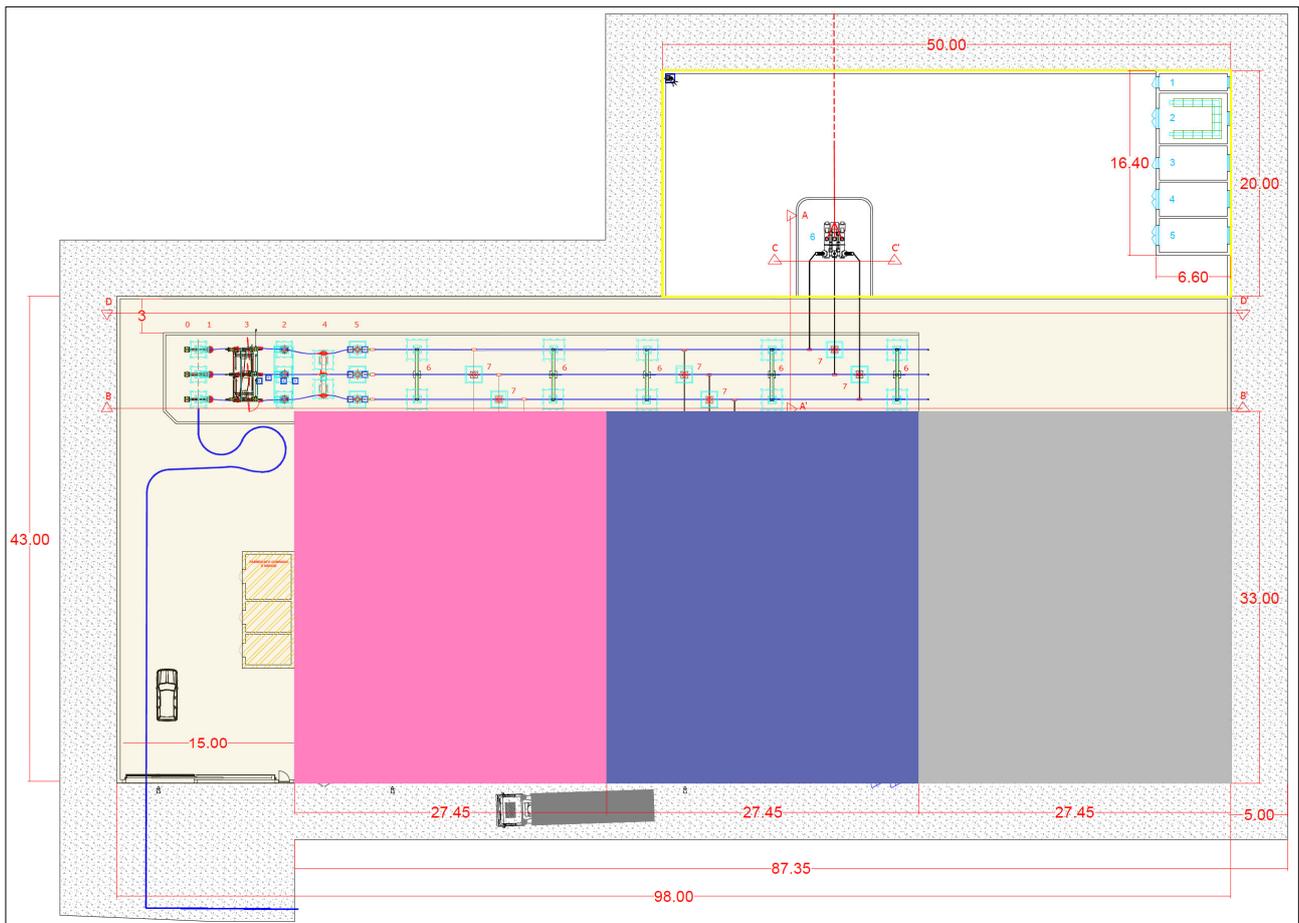


Figura 8.2: Planimetria elettromeccanica della Stazione Elettrica Condivisa

La SEC è dotata di una viabilità perimetrale esterna di larghezza pari a 5 m, di viabilità di accesso fino al cancello carrabile, di larghezza pari a 6 m, e a quello pedonale.

Nelle figure seguenti sono riportati i dettagli delle sezioni della planimetria elettromeccanica relativa alla SEC.

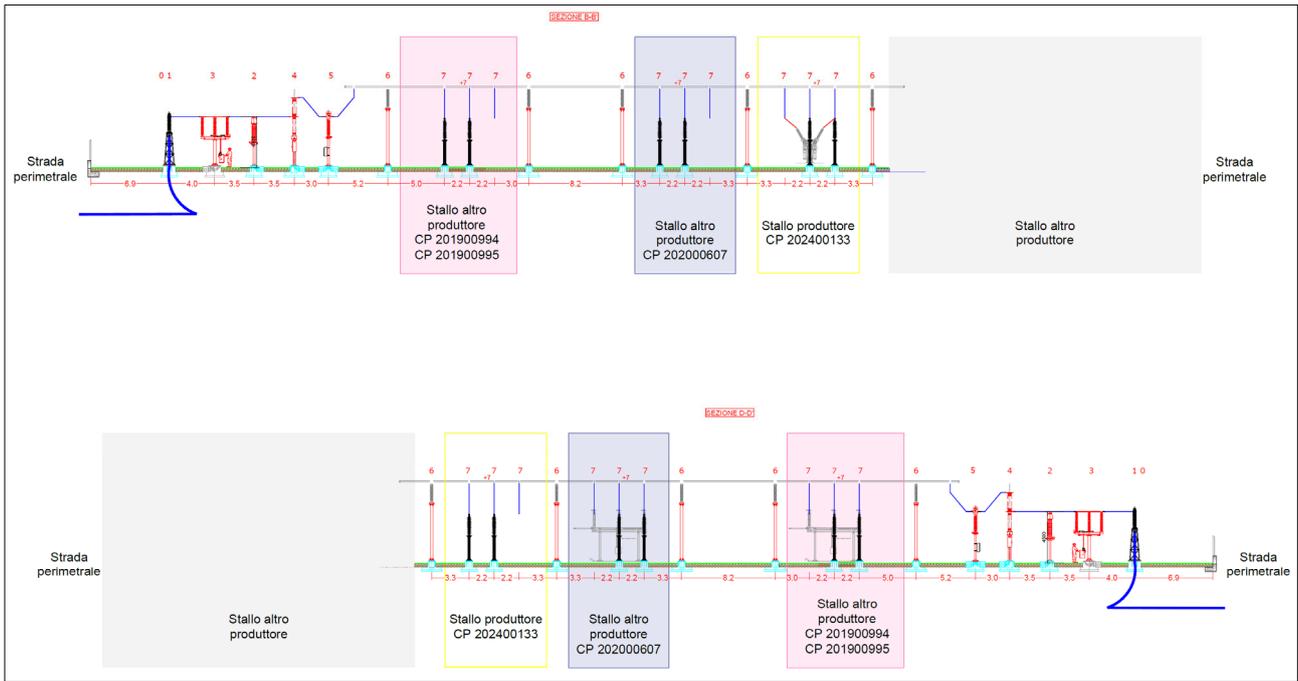


Figura 8.3: Sezioni della planimetria elettromeccanica relativa all'area comune produttori

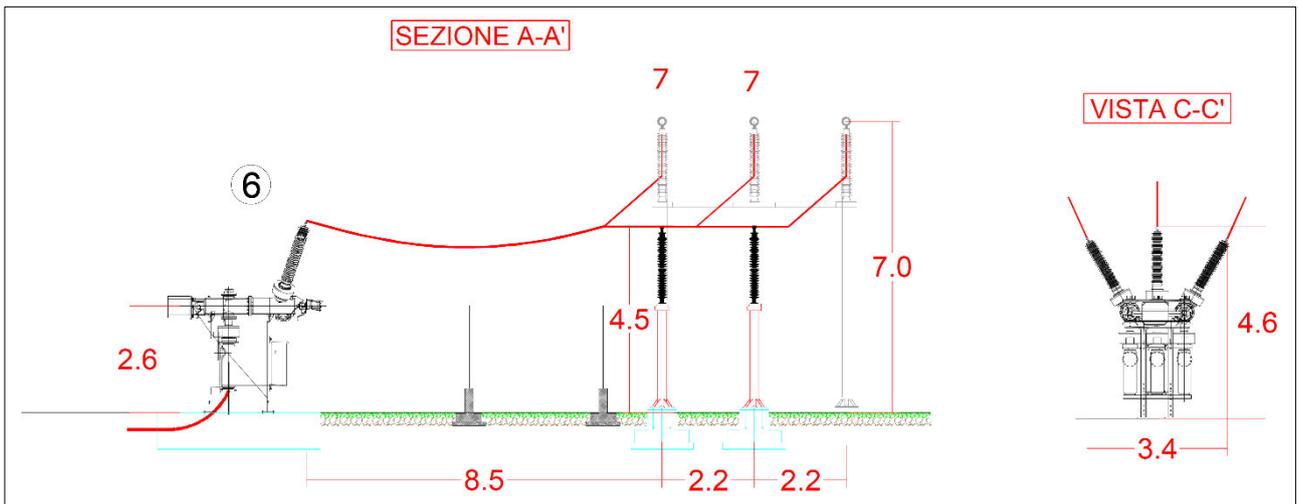


Figura 8.4: Sezioni della planimetria elettromeccanica relativa alla Stazione di Consegna Utente



Figura 8.5: Legenda della Figura 8.2, Figura 8.3 e Figura 8.4

Lo stallo riservato all'impianto in progetto è costituito da un modulo ibrido monostallo compatto aria – cavo, caratterizzato da apparecchiature prefabbricate e involucro metallico e che si compone delle seguenti componenti:

- scaricatore di sovratensione;
- trasformatore TV;
- interruttore;
- trasformatore TA;
- sezionatore.

I trasformatori TV e TA sono necessari per le misure fiscali e per le protezioni, in accordo con quanto prescritto da Terna e dalle normative in vigore.

Il sistema di controllo, di misura e di protezione è previsto nell'edificio presente in stazione e, grazie all'utilizzo cavi in fibra ottica, permette il controllo automatizzato dell'intera stazione, operazione peraltro possibile dalla sala quadri anche nell'eventualità in cui la teletrasmissione sia in uno stato di non servizio nel caso di manutenzione.

Le apparecchiature adoperate sono conformi alle norme CEI 99-2 e 99-3 e presentano le seguenti caratteristiche principali:

- tensione massima di 170 kV;
- tensione nominale di tenuta ad impulso verso terra e tra le fasi di 750 kV;
- tensione nominale di prova a frequenza industriale verso terra e tra le fasi di 325 kV.

Ulteriori specifiche sono riportate nella seguente tabella.

Interruttori tripolari in SF6	
Corrente nominale	2000 A
Potere di cortocircuito	31,5 kA
Trasformatori di tensione	
Rapporto nominale di trasformazione	150.000/100 V/V
Trasformatori di corrente	
Rapporto nominale di trasformazione	400-1600/5 A/A
Corrente termica di cortocircuito	31,5 kA
Sezionatori tripolare verticale di sbarra	
Corrente nominale di breve durata	31,5 kA
Sezionatori orizzontali con lame di terra	
Corrente nominale	2000 A
Corrente nominale di breve durata	31,5 kA

Tabella 8.1: Specifiche tecniche del modulo ibrido monostallo compatto

9. COLLEGAMENTI ELETTRICI A 150 KV

Il collegamento tra la Stazione Elettrica Utente di trasformazione 150/33 kV e la Stazione di Consegna Utente, contenuta nella SEC, è realizzato tramite una linea interrata a 150 kV di lunghezza 15.012 m ed è composta da una terna di cavi unipolari ARE4H5E (o similari) del costruttore Prysmian, di sezione di 400 mm², in accordo con lo standard IEC 60840, con conduttore in alluminio, schermo semiconduttivo del conduttore, isolamento in polietilene reticolato XLPE, U₀/U_n (U_{max}) 87/150 (170) kV, portata nominale di 450 A, schermo semiconduttivo dell'isolamento, schermo metallico e guaina di protezione esterna in alluminio saldata longitudinalmente.

Il collegamento tra la Stazione Elettrica Condivisa e il nuovo stallo della futura Stazione Elettrica 150 kV di smistamento della RTN, nel Comune di Sant'Arcangelo, è realizzato tramite una linea interrata a 150 kV di lunghezza di 218 m ed è composta da una terna di cavi unipolari SE4H5E (o similari) del costruttore Prysmian, di sezione di 1200 mm², in accordo con lo standard IEC 60840, con conduttore in rame, semiconduttore polimerico, isolamento in XLPE, U₀/U_n (U_{max}) 87/150 (170) kV e portata nominale di 1200 A.

Maggiori dettagli riguardanti i tracciati delle linee a 150 kV sono riportati negli elaborati di progetto ISOE066 "Planimetria sottocampi elettrici a 33 kV e linea a 150 kV su CTR (generale)", ISOE067 "Planimetria sottocampi elettrici a 33 kV e linea a 150 kV su CTR (per circuiti)", ISOE068 "Planimetria sottocampi elettrici a 33 kV e linea a 150 kV su ortofoto (generale)" e ISOE069 "Planimetria sottocampi elettrici a 33 kV e linea a 150 kV su ortofoto (per circuiti)".

Le 2 terne di cavi a 150 kV sono installate in 2 distinte trincee 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 e una lastra protettiva in cemento ne assicura la protezione meccanica.

A 0,7 m dal piano del suolo 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.

Ognuna delle terne 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 ISOE092 "Sezioni tipiche delle trincee di cavidotto AT".

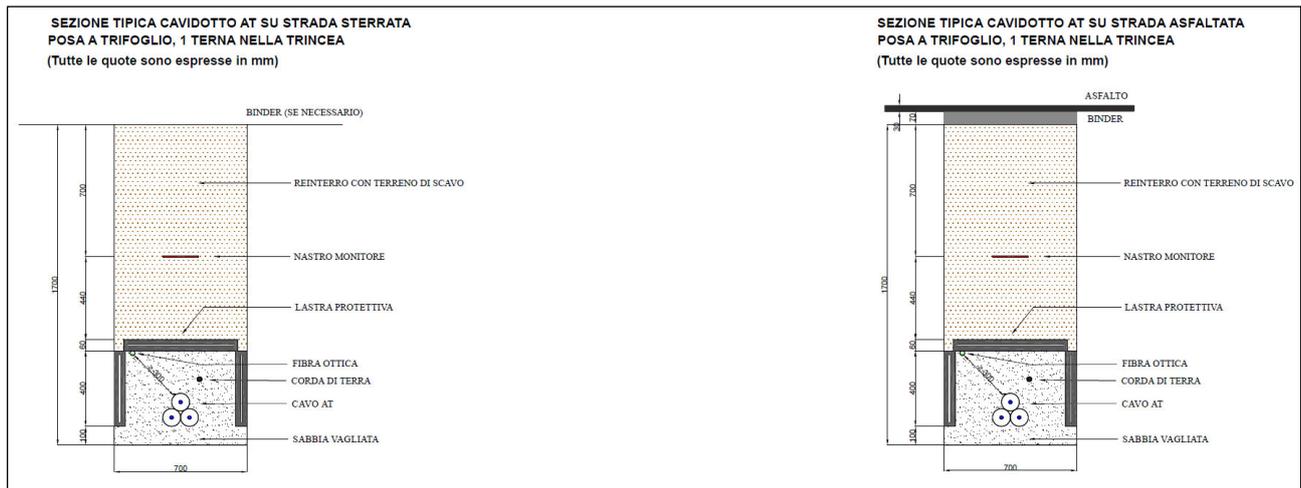


Figura 9.1: Sezione tipica dei cavidotti AT su strada sterrata e asfaltata

Il dimensionamento dei cavi è stato effettuato in modo che la corrente di impiego I_b risulti inferiore alla portata effettiva del cavo stesso, ottenuta a partire dalla portata nominale del cavo e sulla base delle condizioni di posa adottate, e considerando una potenza totale ipotetica di 72 MW e 250 MW rispettivamente per le linee SEU 150/33 kV – SCU e SEC – SE RTN (maggiori dettagli sono indicati nell’elaborato di progetto ISOE064 “Calcolo preliminare degli impianti elettrici”).

La scelta della sezione, della tipologia e delle condizioni di posa dei cavi presi in considerazione potrà eventualmente subire modifiche in fase di progettazione esecutiva, a seconda delle condizioni operative riscontrate (un valore di resistività termica del terreno lungo il tracciato previsto, ottenuto in seguito ad una misurazione, potrà eventualmente rendere il calcolo più accurato).

10. STALLO ARRIVO PRODUTTORE

Lo stallo di arrivo produttore a 150 kV, contenuto nella Stazione Elettrica di smistamento a 150 kV della RTN Terna di Sant’Arcangelo, costituisce impianto di rete per la connessione (maggiori dettagli relativi all’ubicazione sono riportati negli elaborati di progetto ISOE085 “Planimetria degli impianti utente e di RTN su CTR” e ISOE086 “Planimetria degli impianti utente e di RTN su ortofoto”).

La stazione Terna è di futura realizzazione ed è localizzata nelle vicinanze della Stazione Elettrica Condivisa.

Nel seguito è riportata la planimetria elettromeccanica dell’intera SE RTN Terna nella quale si evidenzia l’ubicazione dello stallo a 150 kV condiviso.

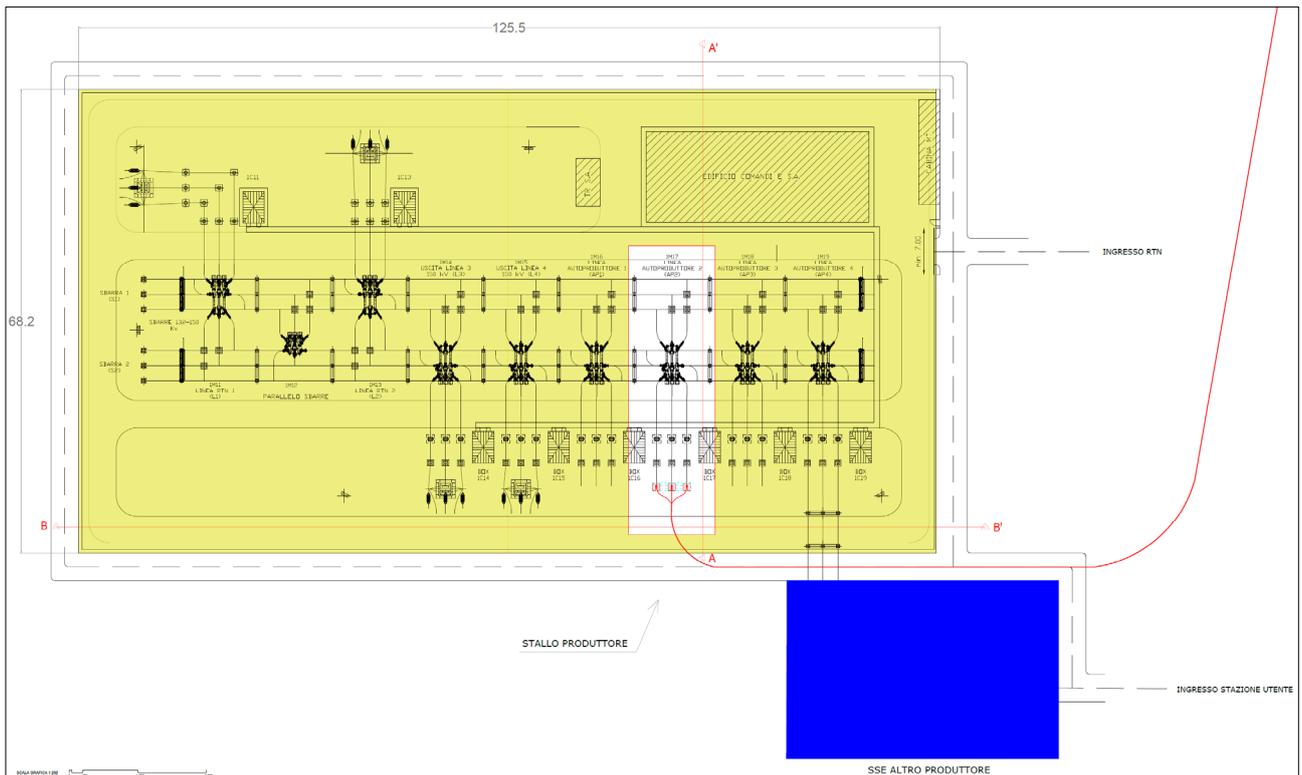


Figura 10.1: Planimetria della SE di smistamento a 150 della RTN con ubicazione dello stallo a 150 kV

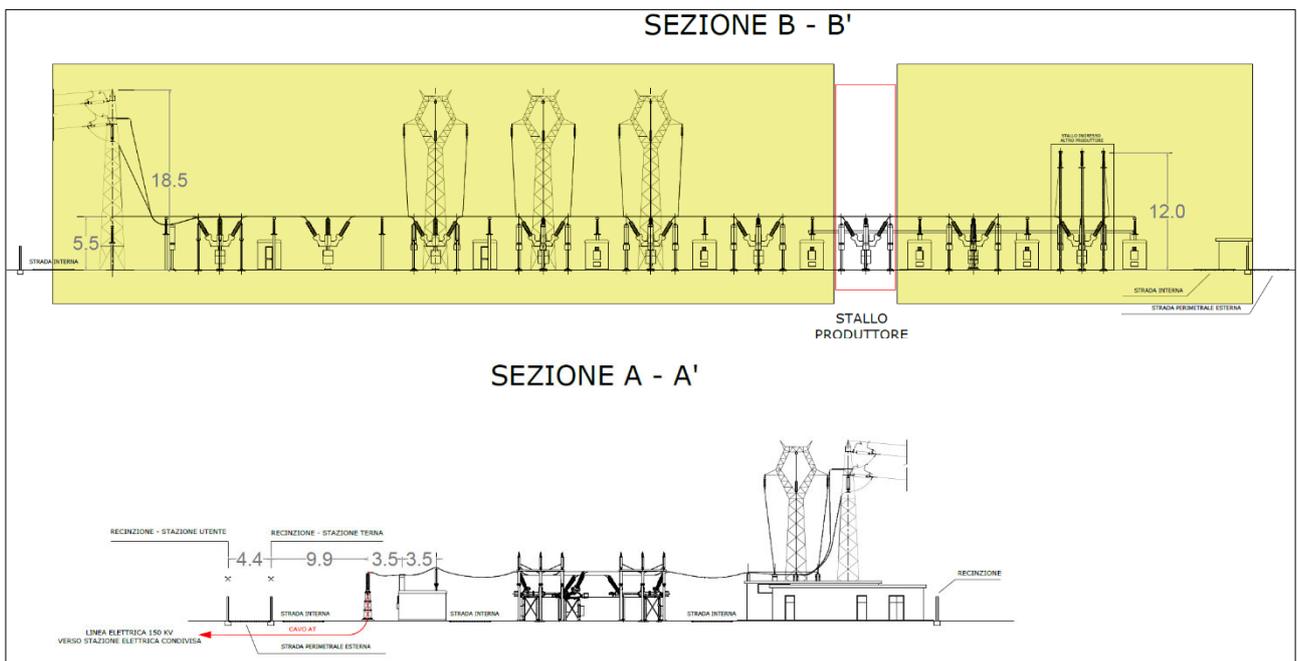


Figura 10.2: Sezioni della planimetria elettromeccanica relativa alla SE 150 kV RTN di smistamento con ubicazione dello stallo condiviso

Negli elaborati di progetto ISOE093 “Stazione Elettrica RTN (stallo AT di competenza) - planimetria e sezione elettromeccanica” e ISOE094 “Schema elettrico unifilare degli impianti di utente e di RTN (limitatamente allo stallo di competenza)” sono rappresentati in dettaglio la planimetria e le sezioni elettromeccaniche dello stallo di condivisione e il relativo schema elettrico unifilare.

11. STAZIONE ELETTRICA DELLA RTN TERNA

Il progetto prevede la connessione dell'impianto in antenna a 150 kV su uno stallo della futura Stazione Elettrica di smistamento a 150 kV della RTN, ubicata nel Comune di Sant'Arcangelo e da inserire in doppio entra – esce alle linee RTN a 150 kV "Aliano – Senise" e "Pisticci – Rotonda".

Nella figura seguente è rappresentata su CTR tale stazione elettrica, localizzata nelle immediate vicinanze della SEC, a cui si collega tramite una terna di cavi interrati a 150 kV (maggiori dettagli relativi all'ubicazione sono riportati negli elaborati di progetto ISOE085 "Planimetria degli impianti utente e di RTN su CTR" e ISOE086 "Planimetria degli impianti utente e di RTN su ortofoto").

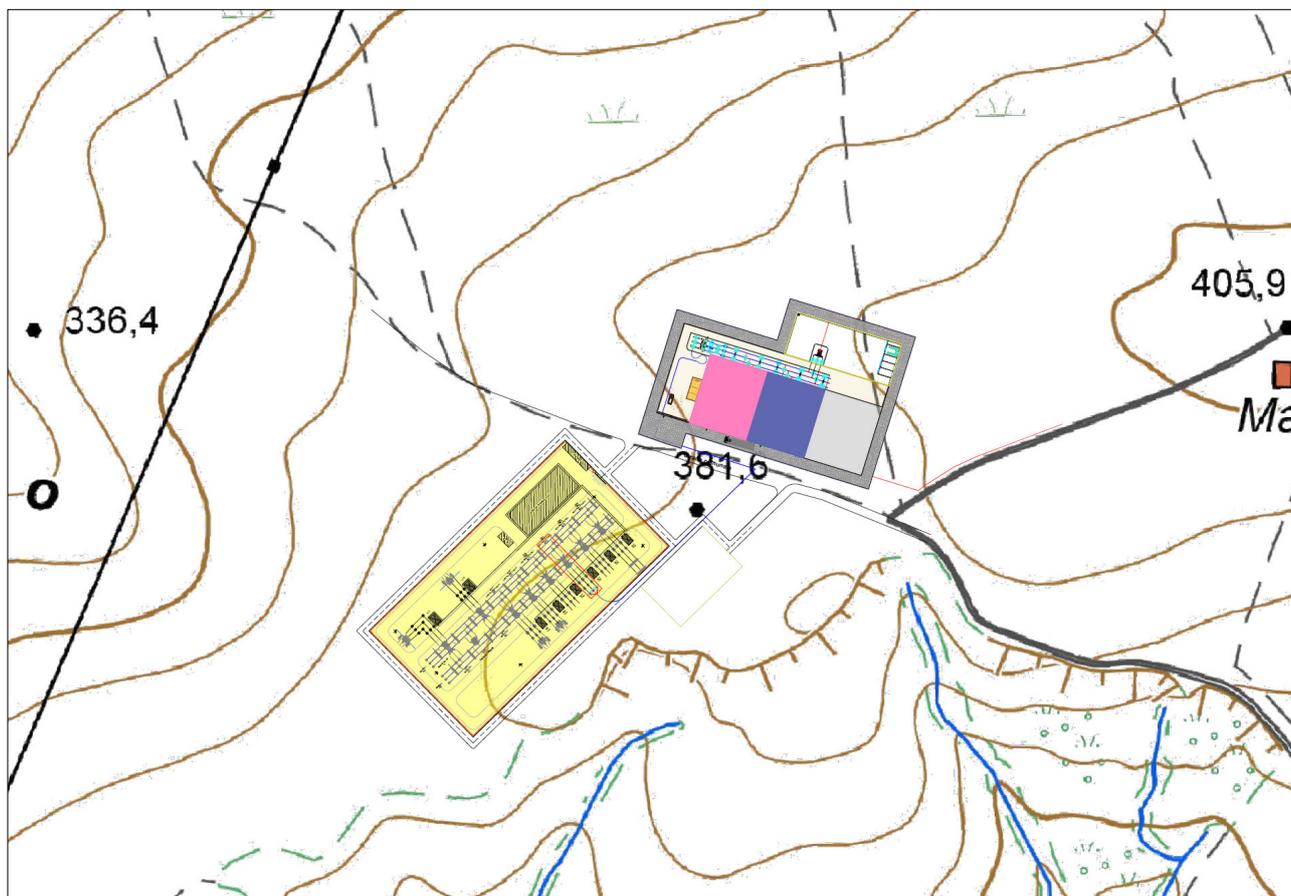


Figura 11.1: Inquadramento della SE RTN di Sant'Arcangelo

Nella figura seguente è riportata la planimetria elettromeccanica della SE RTN, dalla quale si evince che la stazione di smistamento è equipaggiata con moduli ibridi.

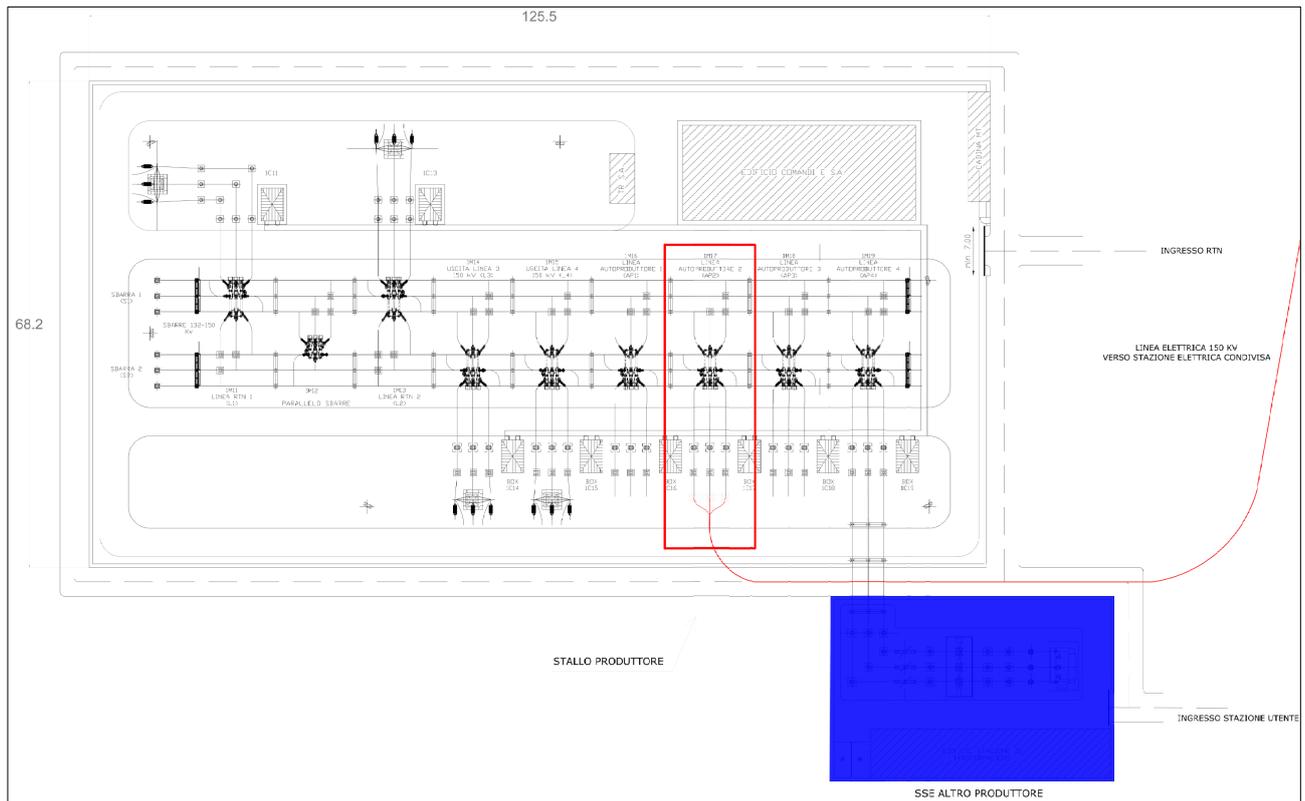


Figura 11.2: Planimetria elettromeccanica della SE RTN di Sant'Arcangelo

Le caratteristiche principali della SE RTN sono di seguito sintetizzate:

- sbarre 150 kV 2000 A;
- stalli linea 150 kV 1250 A;
- stallo parallelo sbarre 150 kV 2000 A;
- corrente di breve durata 150 kV 31,5 kA;
- potere di interruzione interruttori 150 kV 31,5 kA;
- elementi 150 kV 56g/l;
- corrente nominale di breve durata (3s) 40 kA;
- corrente nominale di picco 100 kA;
- frequenza nominale 50 Hz.