

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



PROGETTO DEFINITIVO PARCO EOLICO GENZANO

Titolo elaborato:

RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA DELLE OPERE ELETTRICHE

TL	GD	GD	EMISSIONE	04/08/23	0	0
REDATTO	CONTR.	APPROV.	DESCRIZIONE REVISIONE DOCUMENTO	DATA	REV	

PROPONENTE



LUCANIA PRIME S.R.L.

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

CONSULENZA



GE.CO.D'OR S.R.L.

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

PROGETTISTA

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

Codice
GEOE063

Formato
A4

Scala
/

Foglio
1 di 49

Sommarario

1. PREMESSA	4
2. NORMATIVE DI RIFERIMENTO	4
3. DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO.....	6
4. AEROGENERATORE DI PROGETTO.....	10
4.1. Descrizione generale dell'aerogeneratore.....	10
4.2. Quadri elettrici in Media Tensione a 33 kV degli aerogeneratori.....	11
5. DISTRIBUZIONE A 33 KV E SCHEMA ELETTRICO DEL PARCO EOLICO	14
5.1. Sistema di distribuzione a 33 kV.....	14
5.2. Linee a 33 kV	21
5.3. Tipologia posa e dati tecnici del cavo di collegamento, fibra ottica e sistema di terra.....	23
5.4. Coesistenza tra i cavi elettrici di energia interrati e collegamenti interrati di altra natura.....	28
5.4.1. Coesistenza tra cavi di energia interrati e cavi di telecomunicazioni.....	28
5.4.2. Coesistenza tra cavi di energia interrati e tubazioni metalliche.....	29
5.4.3. Incroci di cavi.....	29
5.5. Dimensionamento delle linee elettriche a 33 kV	30
6. SOTTOSTAZIONE ELETTRICA DI UTENTE	32
6.1. Descrizione Stazione Elettrica Utente.....	34
6.2. Sistemi di misura.....	36
6.3. Sistema di automazione.....	36
6.4. Sistema di protezione	36
6.5. Servizi ausiliari.....	36
6.6. Rete di terra	37
6.7. Edificio di comando e controllo	37
6.8. Opere civili.....	38
7. ANALISI DEL RISCHIO ELETTROCUZIONE.....	39

8. IMPIANTO BESS.....	40
9. STAZIONE DI CONDIVISIONE.....	45
10. CAVI IN ALTA TENSIONE	48

1. PREMESSA

La **Lucania Prime s.r.l.** è una società costituita per realizzare un impianto eolico in Basilicata, denominato **“Parco Eolico Genzano”**, nel territorio del Comune di Genzano di Lucania (Provincia di Potenza) con punto di connessione a 150 kV in corrispondenza dell’ampliamento della Stazione Elettrica RTN (Rete di Trasmissione Nazionale) Terna 380/150 kV di Genzano nel Comune di Genzano di Lucania.

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 Lucania Prime s.r.l., si è occupata della progettazione definitiva per la richiesta di Autorizzazione Unica (AU) alla costruzione e l’esercizio dell’impianto e della relativa Valutazione d’Impatto Ambientale (VIA).

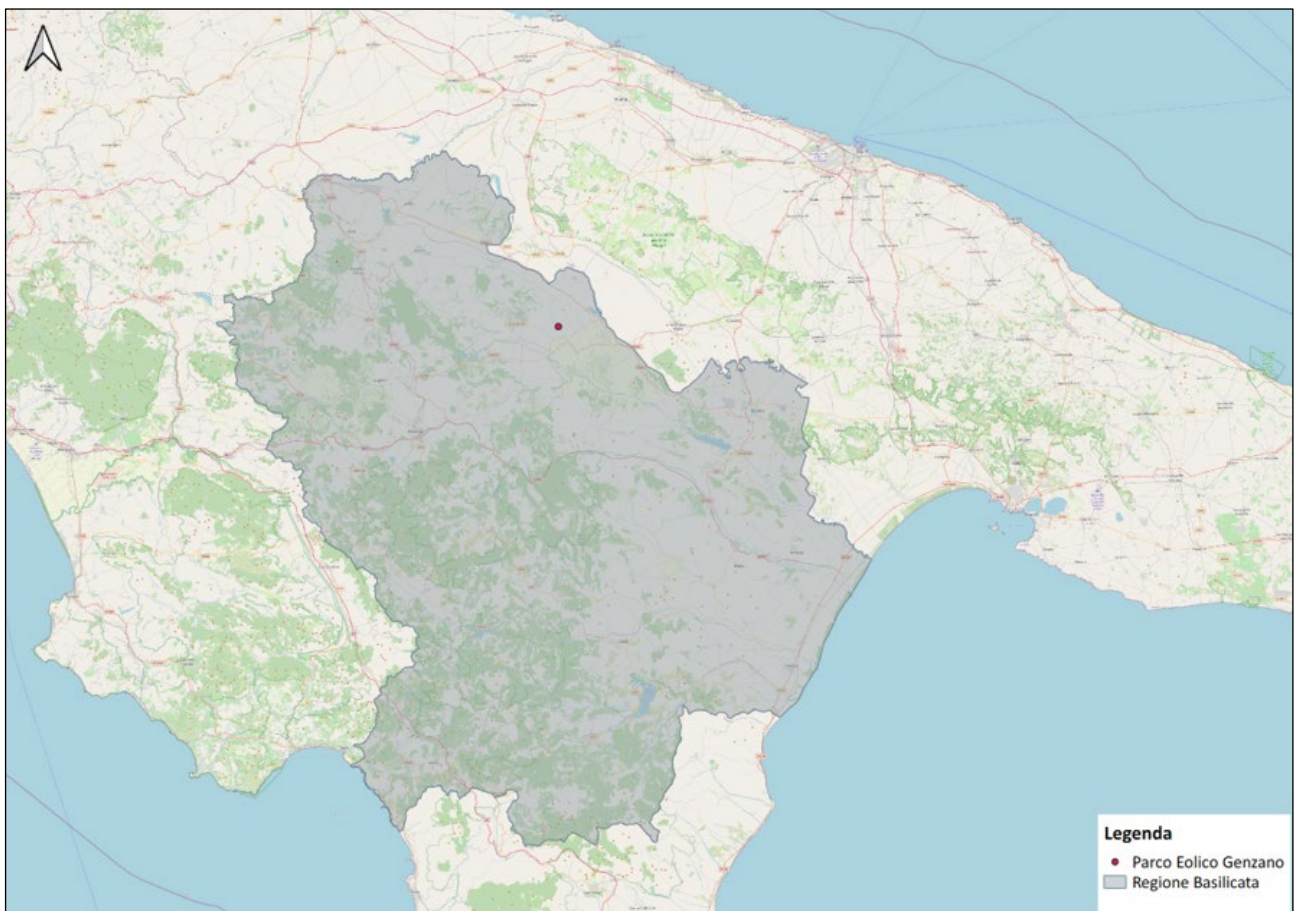


Figura 1.1: Localizzazione del Parco Eolico Genzano

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 nominale totale in immissione pari a 121,6 MWp ed è costituito da 18 aerogeneratori, ognuno di potenza nominale pari a 6,2 MWp, per una potenza complessiva di 111,6 MWp, e un sistema di accumulo di energia (BESS, Battery Energy Storage System) di potenza pari a 10,0 MWp.

L'impianto interessa esclusivamente il Comune di Genzano di Lucania, ove ricadono tutti gli aerogeneratori, il BESS, la Stazione Elettrica Utente (SEU) di trasformazione 150/33 kV, la Stazione Elettrica Condivisa (SEC) con altri produttori e il futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) RTN Terna 380/150 kV (**Figura 3.1**).

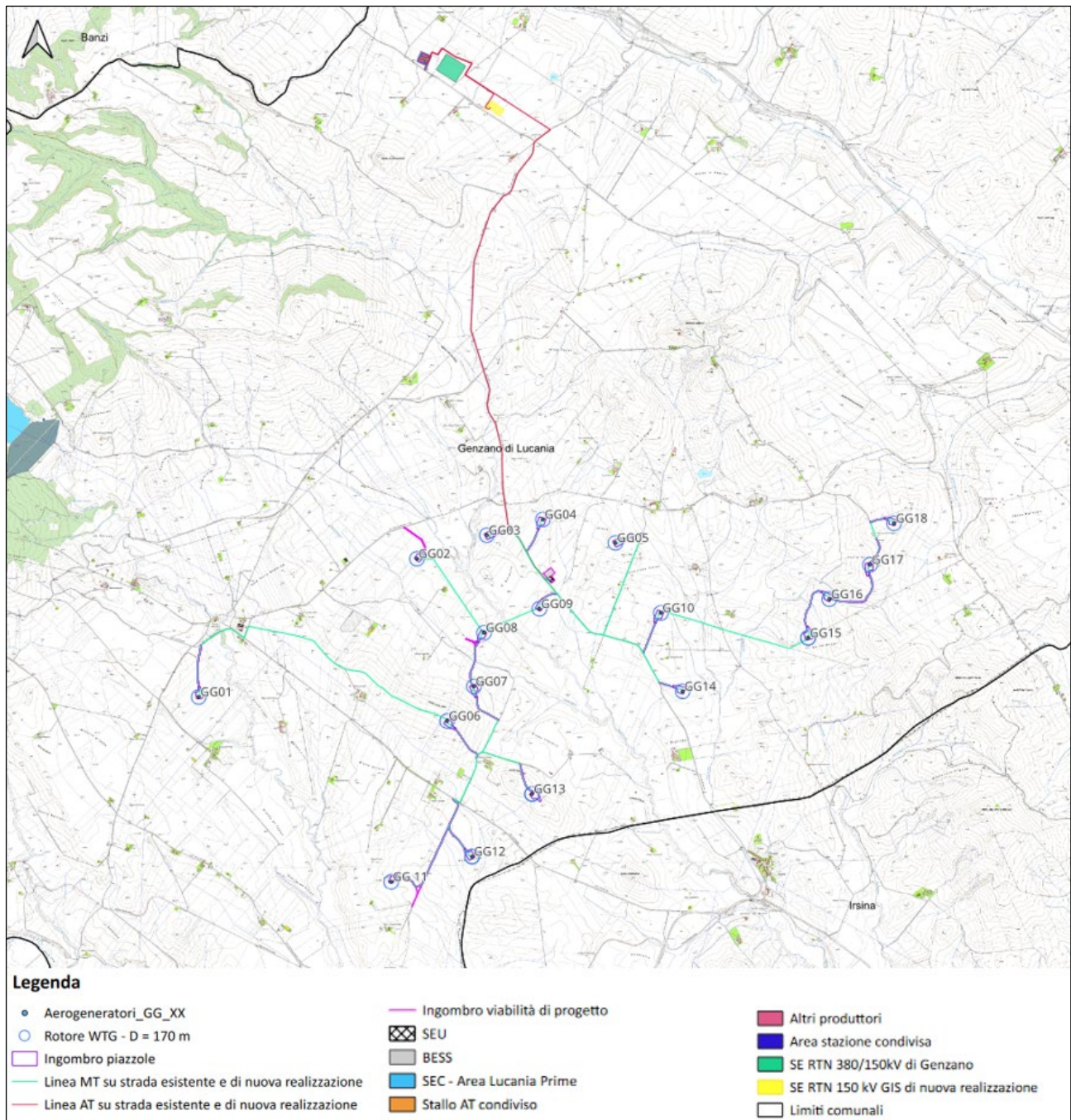


Figura 3.1: Inquadramento territoriale del Parco Eolico Genzano con i limiti amministrativi dei comuni interessati

Un sistema di linee elettriche interrate a 33 kV, allocate prevalentemente in corrispondenza del sistema di viabilità interna, necessario alla costruzione e alla gestione futura dell'impianto e realizzato prevalentemente adeguando il sistema viario esistente e realizzando nuovi tratti di raccordo per consentire il transito dei mezzi eccezionali, è previsto per il collegamento tra gli aerogeneratori, tra gruppi di questi ultimi e la Stazione Elettrica Utente 150/33 kV e tra il BESS e la stessa SEU 150/33 kV. La soluzione di connessione (soluzione tecnica minima generale STMG - Codice Pratica (CP) del preventivo di connessione 202102923) prevede che l'impianto eolico venga collegato in antenna a 150

kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica della RTN 380/150 kV di Genzano.

Il Gestore ha inoltre prescritto che lo stallo che sarà occupato dall'impianto dovrà essere condiviso con altri produttori e, a tal fine, è prevista la realizzazione di una Stazione Elettrica Condivisa, a sua volta collegata all'ampliamento della SE RTN mediante la posa in opera, su strade da realizzarsi per lo scopo, di una linea Alta Tensione a 150 kV interrata di lunghezza pari a 1,602 km.

Il progetto prevede che la SEU 150/33 kV venga collegata alla SEC mediante la posa in opera, su strade esistenti o da realizzarsi per lo scopo, di una ulteriore linea Alta Tensione a 150 kV interrata di lunghezza complessiva di 8,774 km.

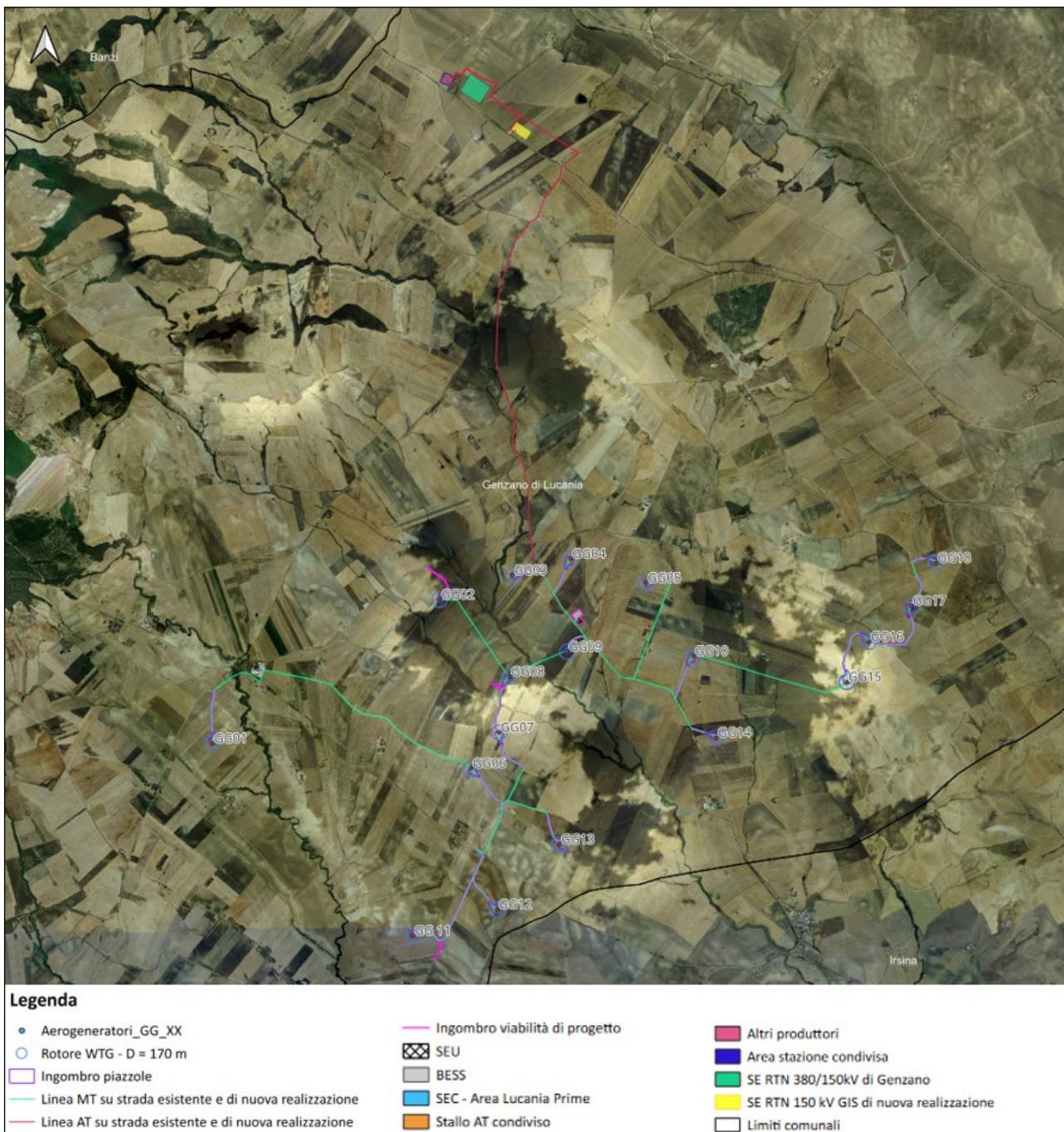


Figura 3.2: Layout d'impianto su ortofoto

Il progetto prevede che uno dei possibili aerogeneratori da installare sia il modello Siemens Gamesa SG 170, di potenza nominale pari a 6,2 MWp, altezza torre all'hub pari a 135 m e diametro del rotore pari a 170 m.

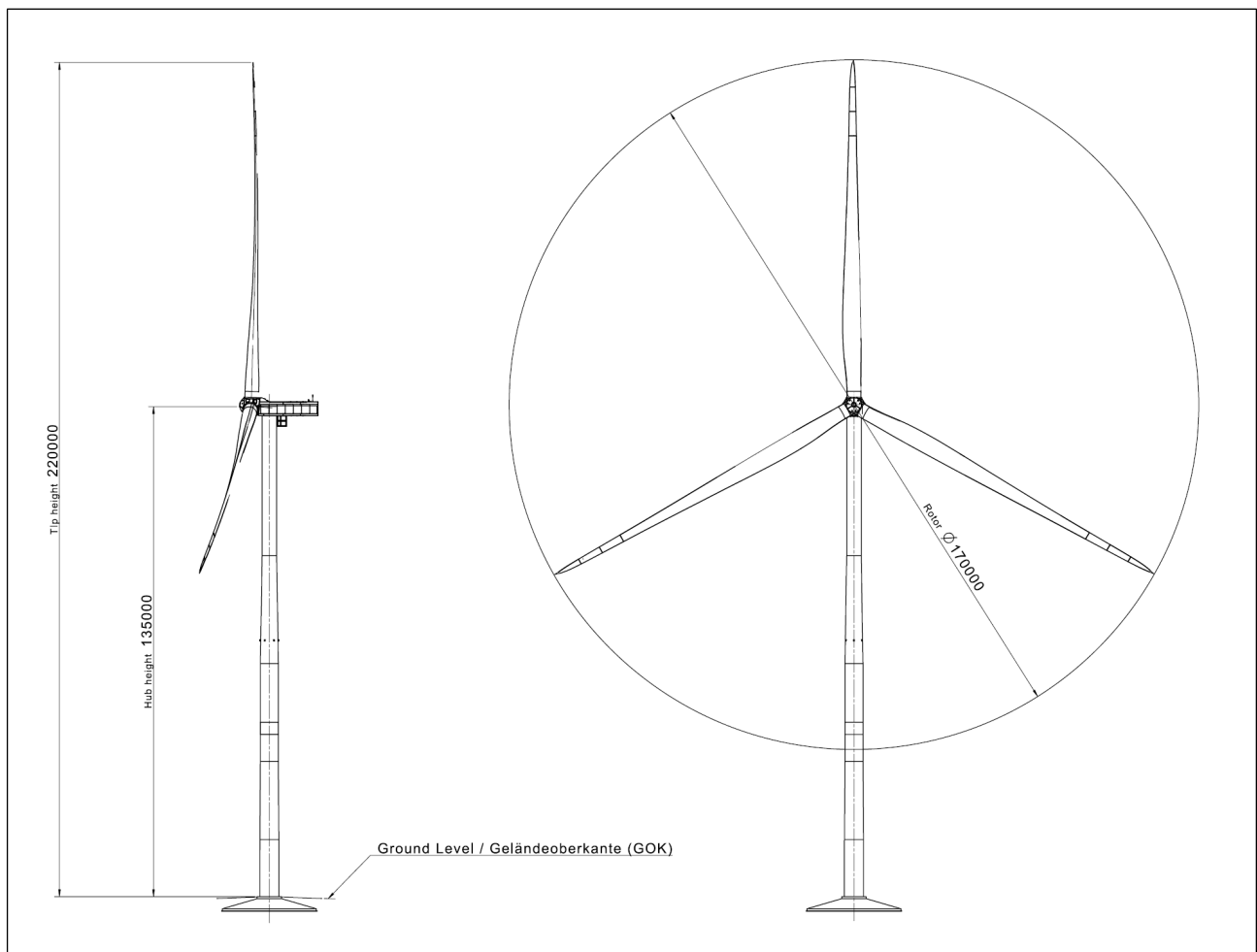


Figura 3.3: Profilo aerogeneratore SG170 – 6,2 MWp – HH= 135 m – D=170 m

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

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

Le caratteristiche dell'aerogeneratore considerato sono quelle ritenute idonee in base a quanto disponibile oggi sul mercato; nelle future fasi progettuali potrà essere possibile prendere in considerazione eventuali altri modelli dell'aerogeneratore senza modificare in maniera sostanziale l'impatto ambientale e i limiti di sicurezza previsti.

4. AEROGENERATORE DI PROGETTO

4.1. Descrizione generale dell'aerogeneratore

Ognuno degli aerogeneratori, in accordo alle disposizioni dell'ENAC (Ente Nazionale per l'Aviazione Civile), è dotato di un sistema di segnalazione notturna aerea che prevede l'utilizzo di una luce rossa sull'estradosso della navicella.

Una segnalazione diurna consistente nella verniciatura della parte estrema della pala con tre bande di colore rosso ciascuna di 6 m per un totale di 18 m è previsto per gli aerogeneratori di inizio e fine tratto. Inoltre, ognuna delle turbine è dotata di un completo sistema antifulmine, in grado di proteggere da danni diretti ed indiretti sia la struttura (interna ed esterna) che le persone, grazie ad un sistema di conduttori integrati nelle pale del rotore, disposti ogni 5 metri per tutta la lunghezza della pala.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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, successivamente riportato, si ha una particolare configurazione del Quadro a 33 kV.

In particolare, nelle figure seguenti sono riportate le 3 configurazioni dei Quadri elettrici considerate nello schema unifilare.

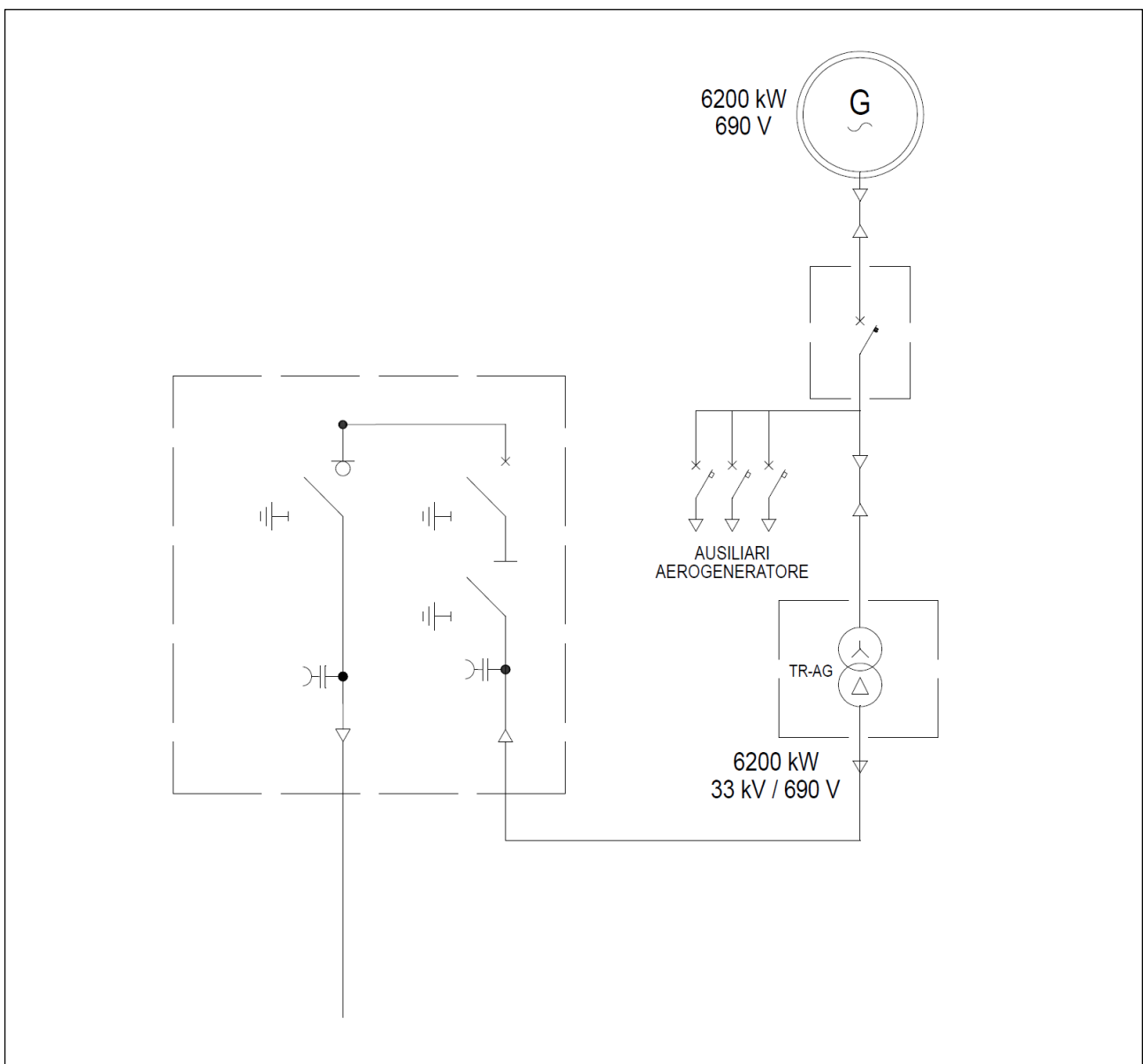


Figura 4.2.1: Configurazione di fine linea

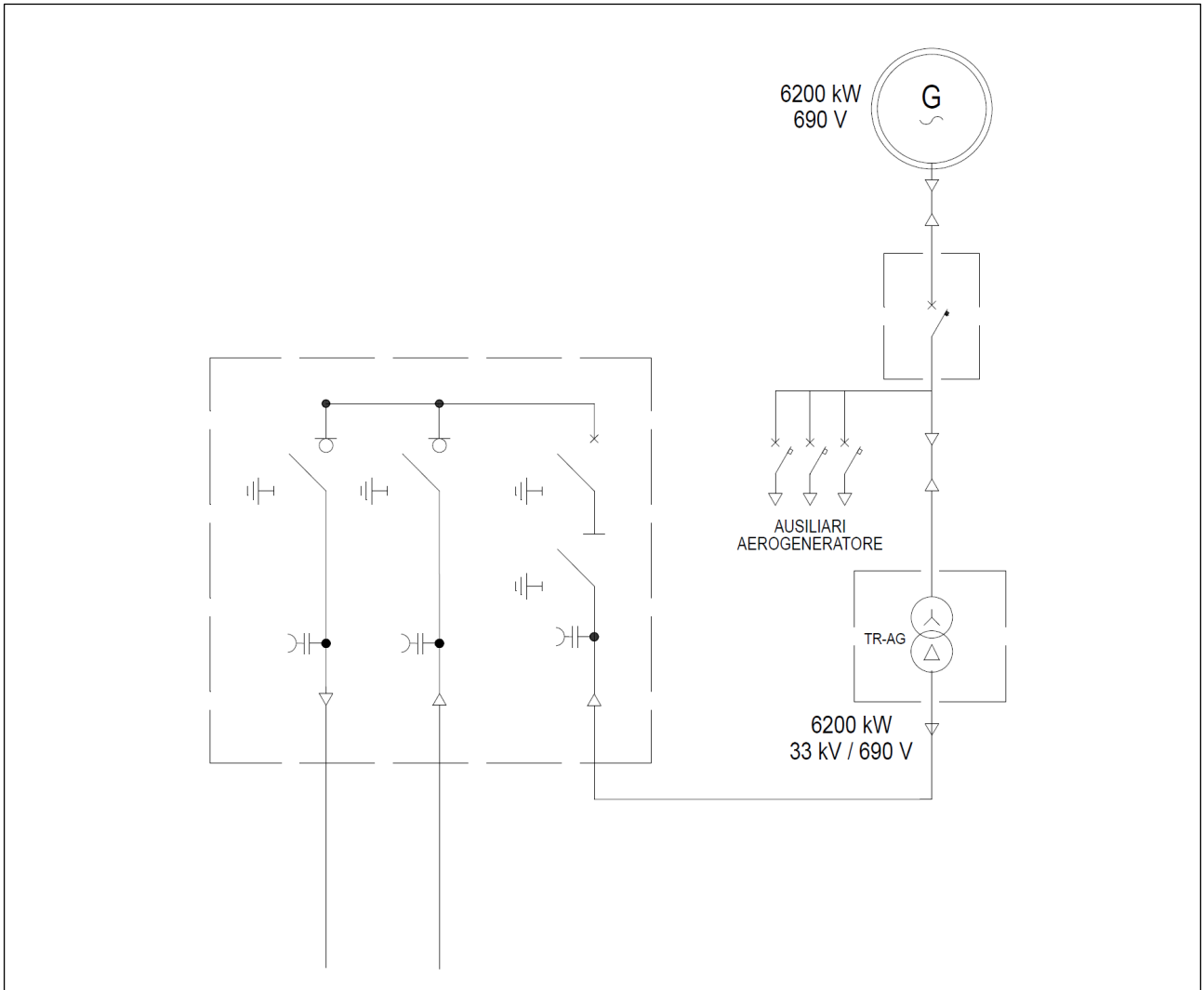


Figura 4.2.2: Configurazione di entra – esce

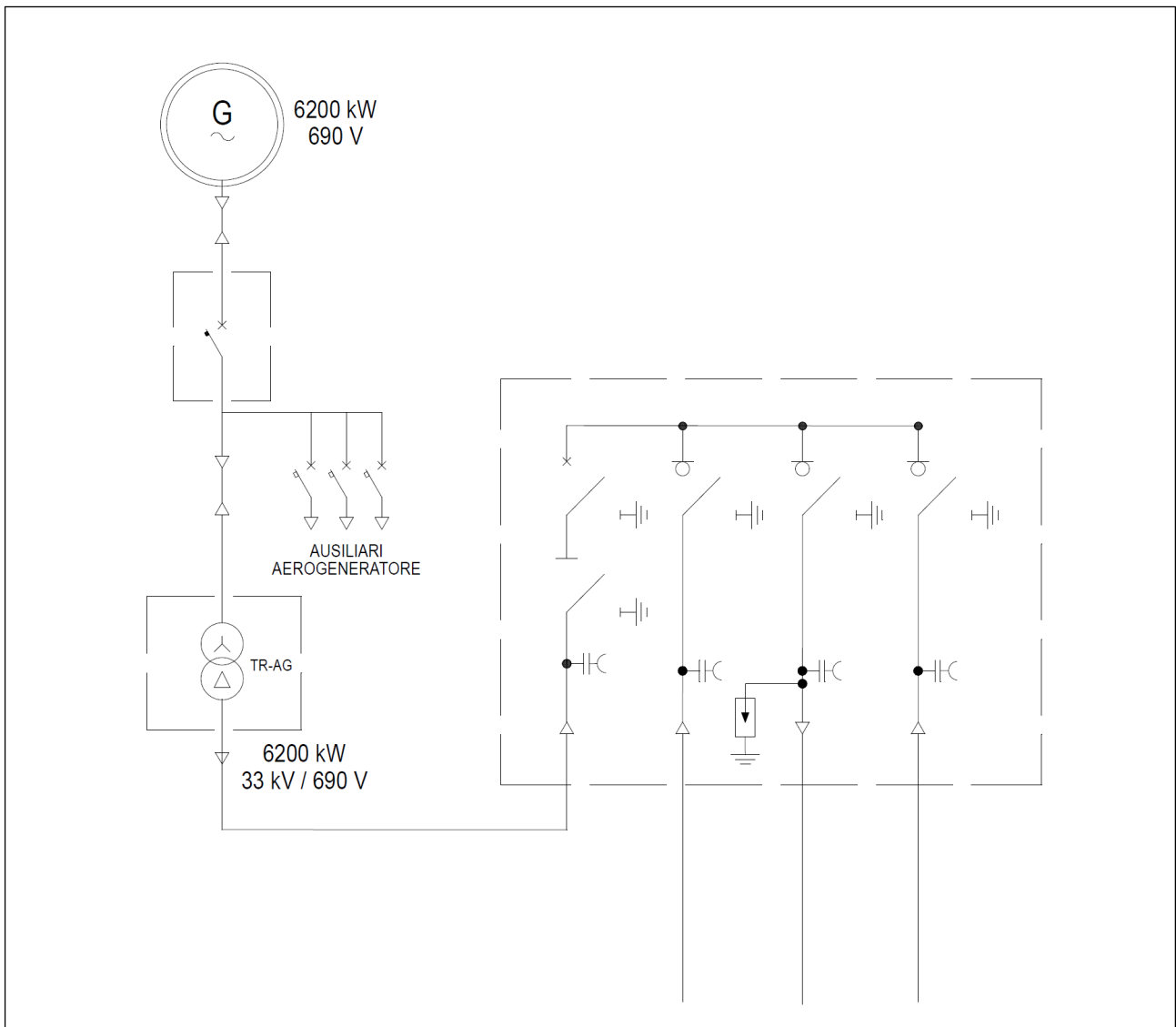


Figura 4.2.3: Configurazione di smistamento

Gli aerogeneratori sono suddivisi in 6 sottocampi o circuiti, ognuno collegato alla Stazione Elettrica Utente e costituito da 3 macchine, connesse tra loro secondo lo schema riportato in tabella.

Circuito	Aerogeneratore	Configurazione Quadro Elettrico aerogeneratore
CIRCUITO A	GG 01	Fine Linea
	GG 06	Entra – Esci
	GG 07	Entra – Esci
CIRCUITO B	GG 11	Fine Linea
	GG 12	Entra – Esci
	GG 13	Entra – Esci
CIRCUITO C	GG 02	Fine Linea
	GG 08	Entra – Esci
	GG 09	Entra – Esci

Circuito	Aerogeneratore	Configurazione Quadro Elettrico aerogeneratore
CIRCUITO D	GG 05	Fine Linea
	GG 03	Fine Linea
	GG 04	Smistamento
CIRCUITO E	GG 15	Fine Linea
	GG 14	Fine Linea
	GG 10	Smistamento
CIRCUITO F	GG 18	Fine Linea
	GG 17	Entra – Esci
	GG 16	Entra – Esci

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

5. DISTRIBUZIONE A 33 KV E SCHEMA ELETTRICO DEL PARCO EOLICO

5.1. Sistema di distribuzione a 33 kV

Il Parco Eolico Genzano è caratterizzato da una potenza complessiva di 121,6 MWp, ottenuta da 18 aerogeneratori di potenza nominale 6,2 MWp ciascuno e dal BESS di potenza 10,0 MWp.

Gli aerogeneratori sono collegati elettricamente tra loro mediante cavi a 33 kV in modo da formare 6 sottocampi (Circuiti A, B, C, D, E ed F) di 3 WTG (Wind Turbine Generator); ognuno di tali circuiti, associato ad un colore diverso per maggiore chiarezza di esposizione, è collegato mediante cavo interrato a 33 kV alla SEU 150/33 kV, come esplicitato nella **Tabella 5.1.1**.

Sottocampo o Circuito	Aerogeneratori	Potenza totale [MWp]
CIRCUITO A	GG 01 – GG 06 – GG 07	18,6
CIRCUITO B	GG 11 – GG 12 – GG 13	18,6
CIRCUITO C	GG 02 – GG 08 – GG 09	18,6
CIRCUITO D	GG 05 – GG 03 – GG 04	18,6
CIRCUITO E	GG 15 – GG 14 – GG 10	18,6
CIRCUITO F	GG 18 – GG 17 – GG 16	18,6

Tabella 5.1.1: Suddivisione degli aerogeneratori in circuiti elettrici

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

Il BESS, di potenza complessiva di 10,0 MWp, è collegato alla Stazione Elettrica Utente attraverso 1 linea elettrica interrata a 33 kV, come rappresentato nella **Tabella 5.1.2**.

Elemento	Potenza totale [MWp]
Linea BESS - SEU	10,0

Tabella 5.1.2: Linea elettrica di collegamento tra BESS e SEU 150/33 kV

Un'ulteriore linea elettrica interrata a 33 kV è necessaria per collegare l' Auxiliary Power Block, in grado di assicurare i servizi ausiliari del BESS, al quadro di Media Tensione della SEU (maggiori dettagli sono riportati negli elaborati di progetto "GEOE065 Relazione descrittiva BESS" e "GEOE072 Schema elettrico unifilare impianto utente").

Lo schema a blocchi di riferimento, nel quale sono indicate le sezioni e le lunghezze dei cavi di ogni tratto di linea e nel quale gli aerogeneratori di ogni linea sono collegati tra loro secondo lo schema in entra – esci, in smistamento e in fine linea, è riportato nella **Figura 5.1.1** (maggiori dettagli sono riportati nell'elaborato di progetto "GEOE071 Schema a blocchi impianto").

L'aerogeneratore capofila (fine linea) è collegato al resto del circuito, i restanti sono collegati tra loro in Entra – Esci o in smistamento (GG 04 e GG 10) e ognuno dei 6 circuiti è collegato alla SEU 150/33 kV (nello schema sono altresì riportati i collegamenti di Media Tensione tra il BESS e la SEU 150/33 kV e quelli di Alta Tensione successivamente trattati nel dettaglio).

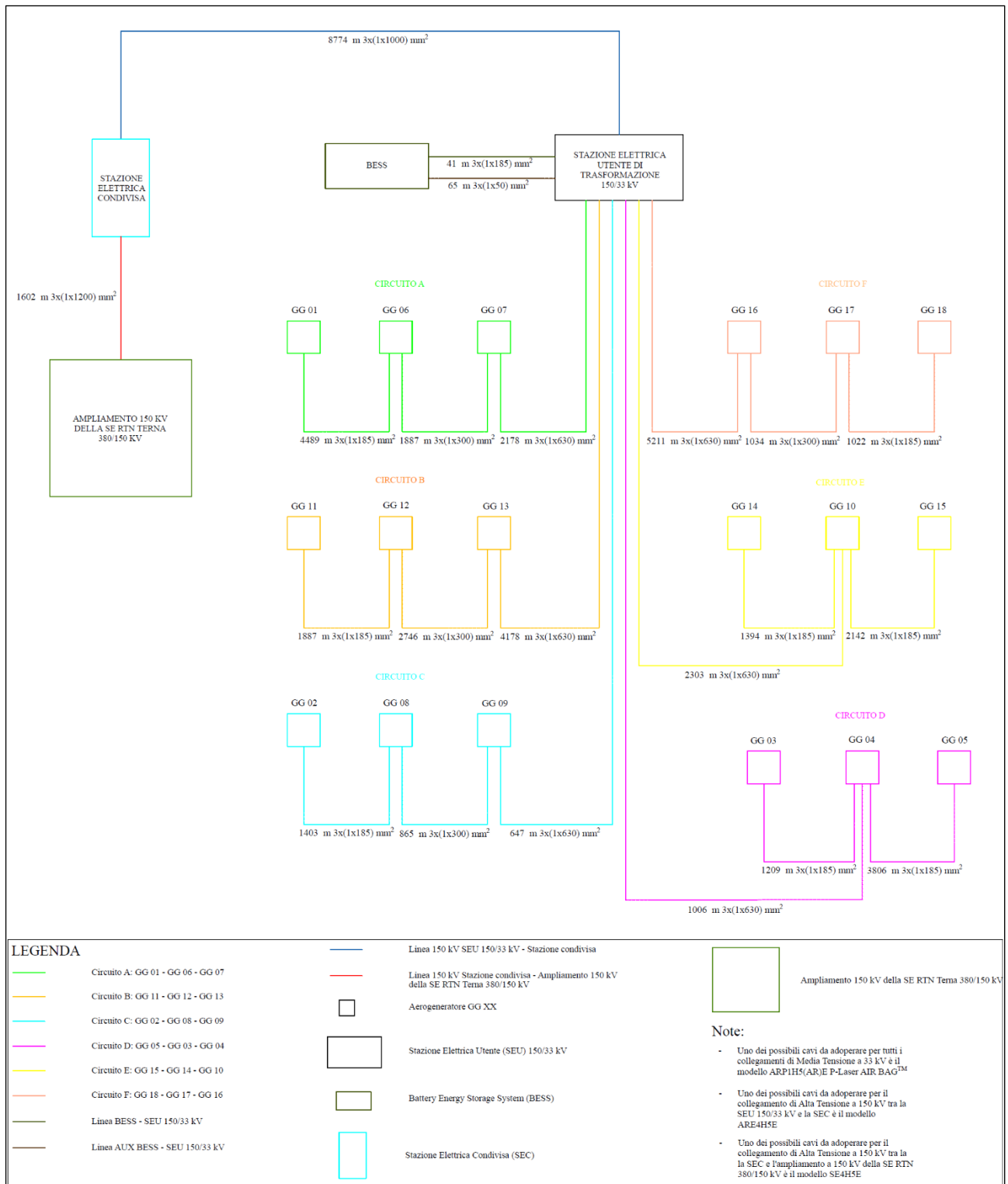


Figura 5.1.1: Schema a blocchi del Parco Eolico Genzano

Nel seguito sono riportate le planimetrie di distribuzione delle linee a 33 kV per i 6 circuiti, delle linee a 150 kV e i relativi dettagli.

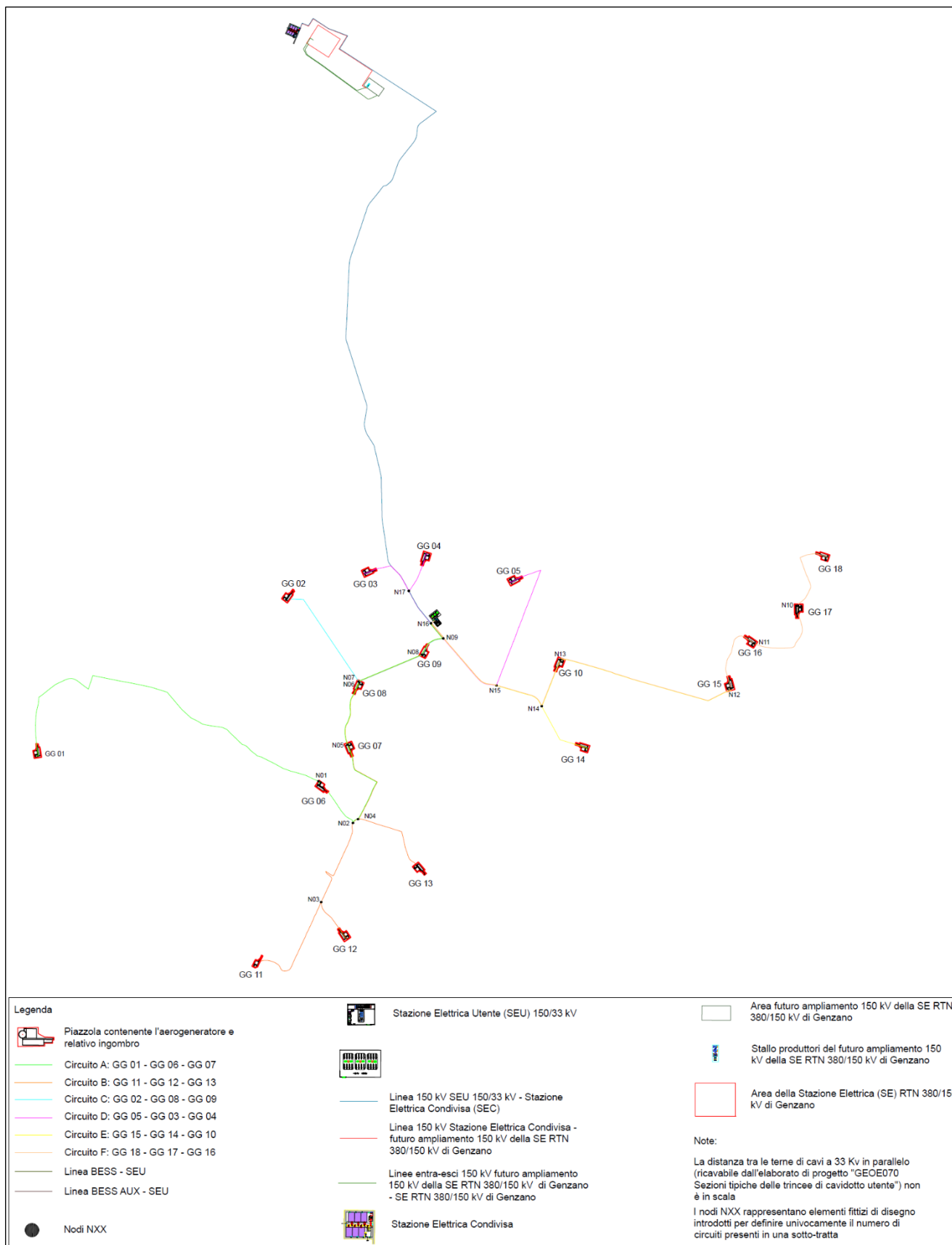


Figura 5.1.2: Planimetria generale di distribuzione delle linee di collegamento a 33 kV e a 150 kV, SEU 150/33 kV, BESS, SEC, ampliamento a 150 kV della SE RTN 380/150 kV e SE RTN 380/150 kV

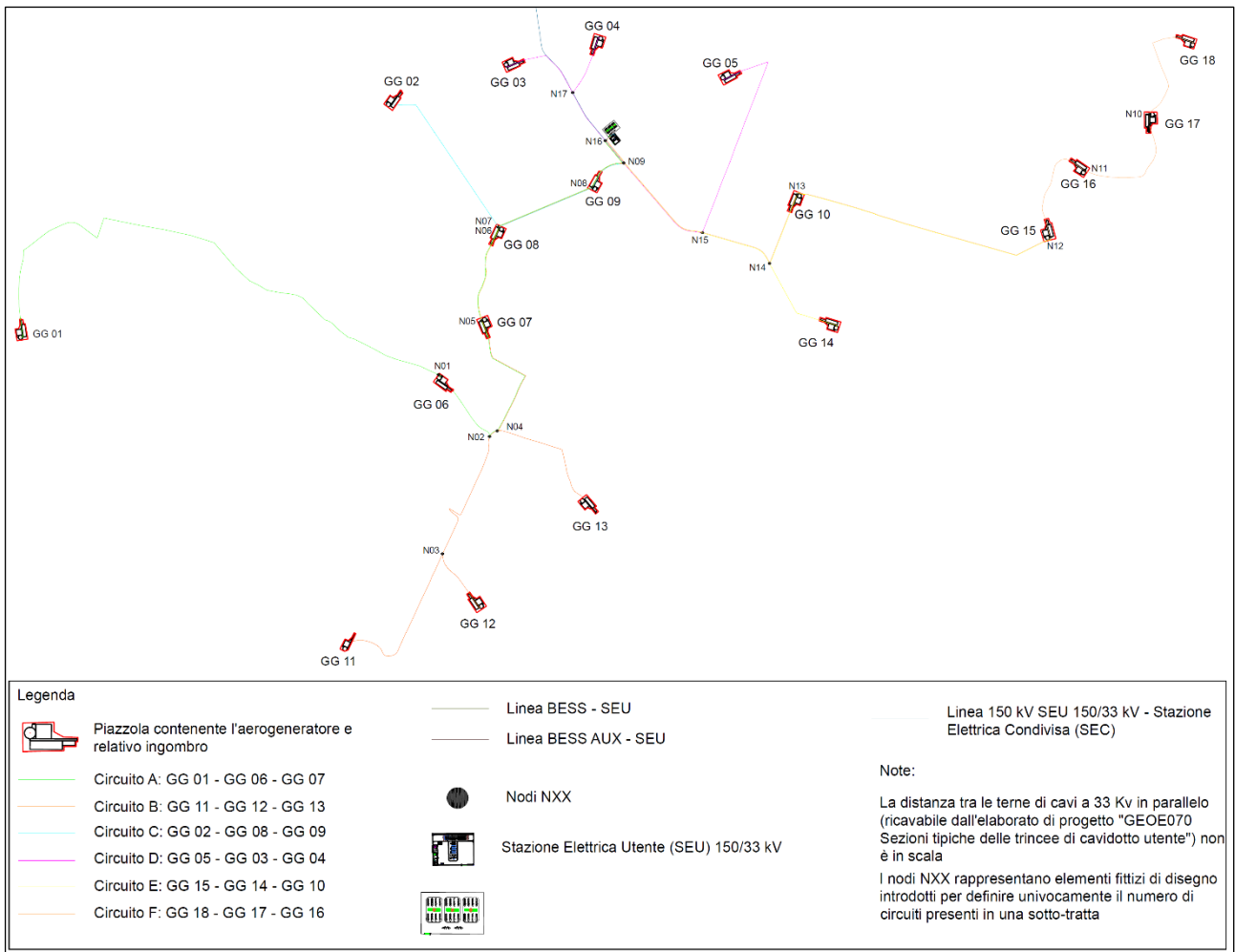


Figura 5.1.3: Dettaglio 1 - planimetria di distribuzione linee di collegamento a 33 kV

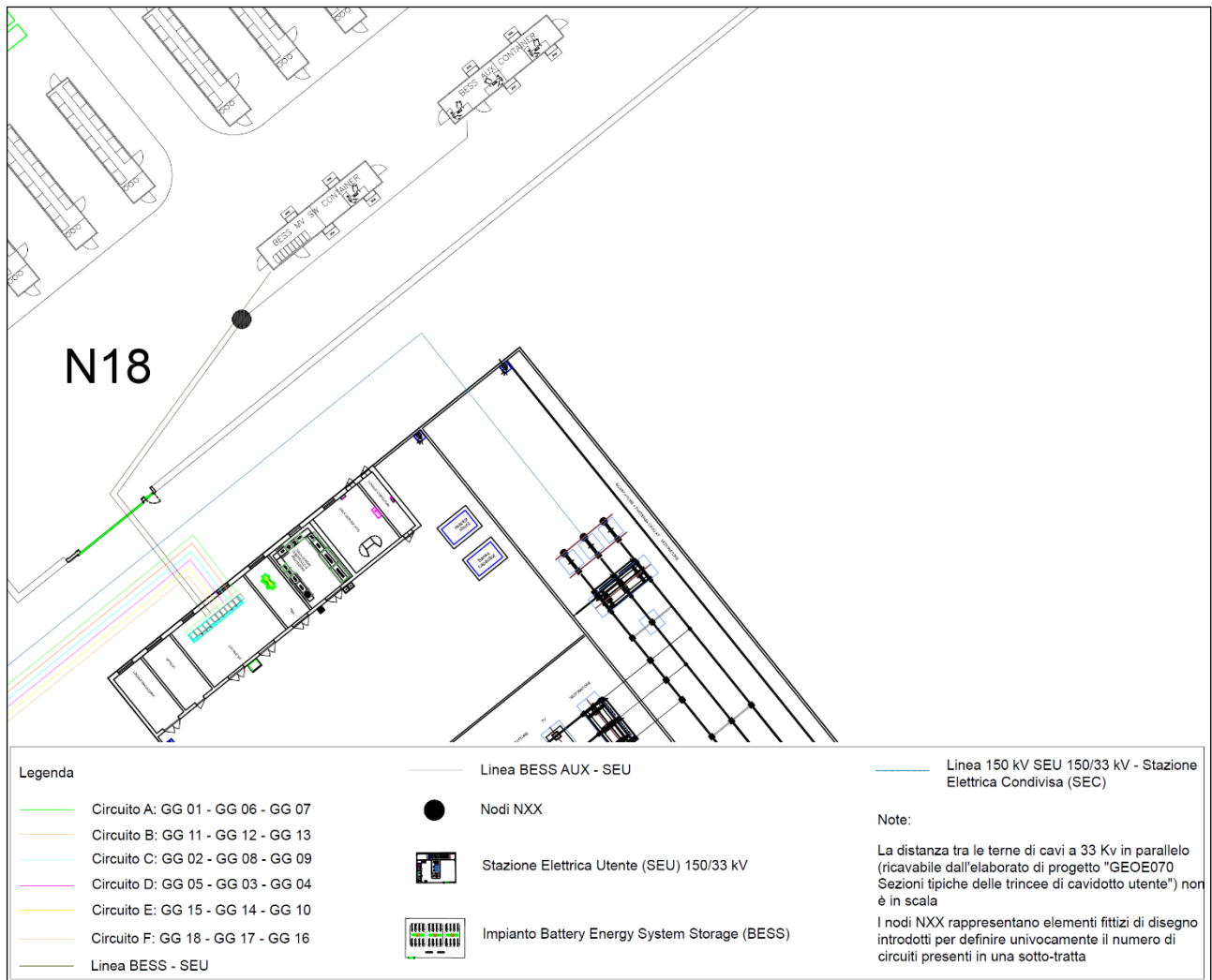


Figura 5.1.4: Dettaglio 2 - arrivo linee a 33 kV ai quadri di Media Tensione della SEU 150/33 kV e partenza linea a 150 kV verso la SEC

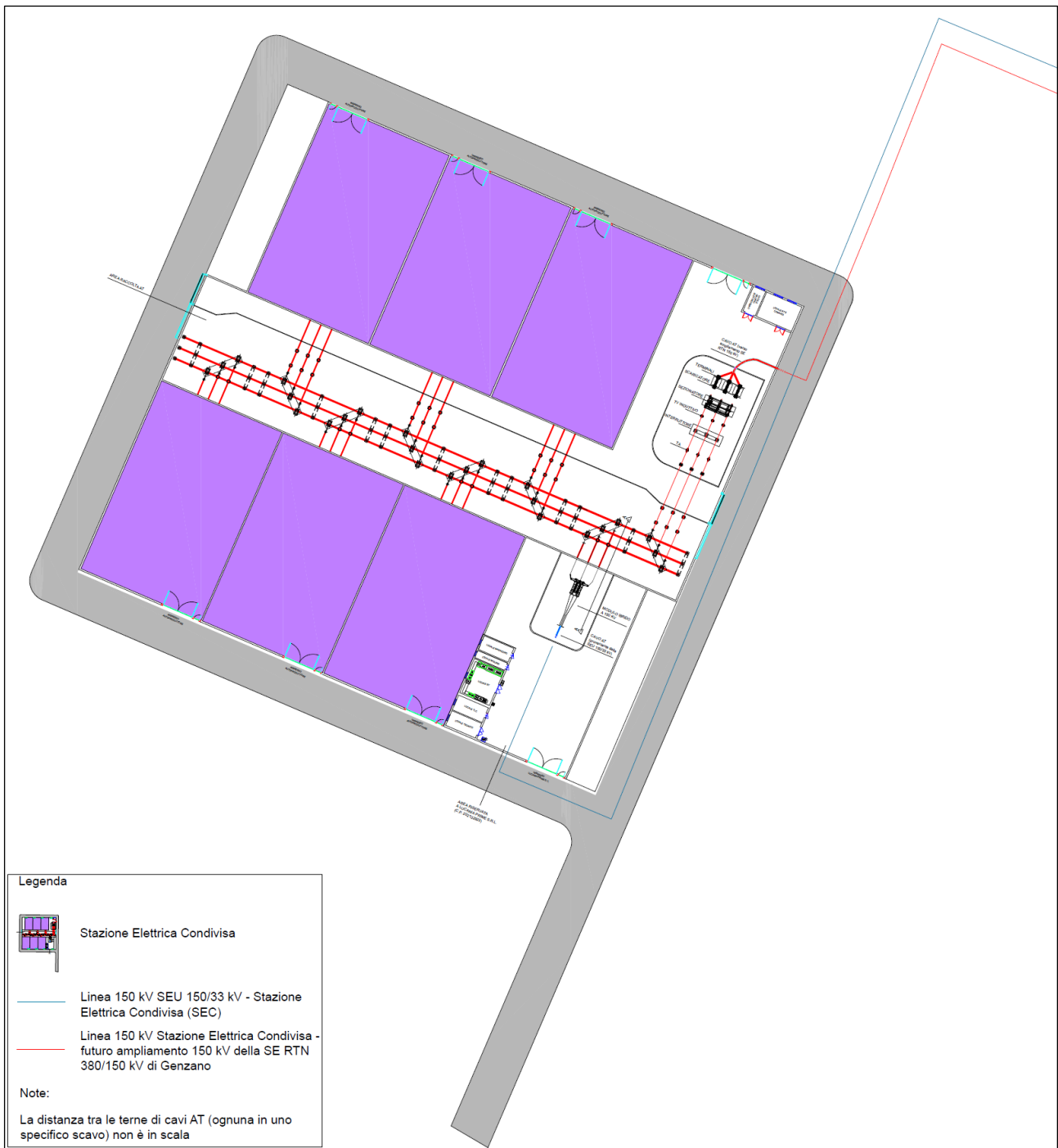


Figura 5.1.5: Dettaglio 3 – arrivo linea a 150 kV dalla SEU 150/33 kV alla SEC e partenza linea a 150 kV verso l’ampliamento a 150 kV della SE RTN 380/150 kV



Figura 5.1.6: Dettaglio 4 – collegamento tra la SEC e l'ampliamento a 150 kV della SE RTN 380/150 kV e collegamento in entra-esce tra il medesimo ampliamento e la SE RTN 380/150 kV

5.2. Linee a 33 kV

Le lunghezze e sezioni dei cavi per ogni linea a 33 kV di collegamento che costituisce una tratta del circuito sono indicate nella **Tabella 5.2.1**.

Nella **Tabella 5.2.2** sono riportate le lunghezze e le sezioni per le linee a 33 kV di collegamento tra il BESS e la SEU 150/33 kV.

PARCO EOLICO GENZANO					
CIRCUITO A	Lunghezza tratta [m]	Sezione cavo [mm ²]	Tipologia cavo	Modello cavo	Costruttore
GG 01 - GG 06	4489	185	AL 3x(1x185)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG TM	Prysmian
GGA 06 - GG 07	1887	300	AL 3x(1x300)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG TM	Prysmian
GG 07 - SEU 150/33 kV	2178	630	AL 3x(1x630)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG TM	Prysmian
CIRCUITO B	Lunghezza tratta [m]	Sezione cavo [mm ²]	Tipologia cavo	Modello cavo	Costruttore
GG 11 - GG 12	1887	185	AL 3x(1x185)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG TM	Prysmian
GG 12 - GG 13	2746	300	AL 3x(1x300)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG TM	Prysmian
GG 13 - SEU 150/33 kV	4178	630	AL 3x(1x630)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG TM	Prysmian
CIRCUITO C	Lunghezza tratta [m]	Sezione cavo [mm ²]	Tipologia cavo	Modello cavo	Costruttore
GG 02 - GG 08	1403	185	AL 3x(1x185)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG TM	Prysmian
GG 08 - GG 09	865	300	AL 3x(1x300)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG TM	Prysmian
GG 09 - SEU 150/33 kV	647	630	AL 3x(1x630)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG TM	Prysmian
CIRCUITO D	Lunghezza tratta [m]	Sezione cavo [mm ²]	Tipologia cavo	Modello cavo	Costruttore
GG 05 - GG 04	3806	185	AL 3x(1x185)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG TM	Prysmian
GG 03 - GG 04	1209	185	AL 3x(1x185)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG TM	Prysmian
GG 04 - SEU 150/33 kV	1006	630	AL 3x(1x630)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG TM	Prysmian
CIRCUITO E	Lunghezza tratta [m]	Sezione cavo [mm ²]	Tipologia cavo	Modello cavo	Costruttore
GG 15 - GG 10	2142	185	AL 3x(1x185)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG TM	Prysmian
GG 14 - GG 10	1394	185	AL 3x(1x185)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG TM	Prysmian
GG 10 - SEU 150/33 kV	2303	630	AL 3x(1x630)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG TM	Prysmian
CIRCUITO F	Lunghezza tratta [m]	Sezione cavo [mm ²]	Tipologia cavo	Modello cavo	Costruttore
GG 18 - GG 17	1022	185	AL 3x(1x185)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG TM	Prysmian
GG 17 - GG 16	1034	300	AL 3x(1x300)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG TM	Prysmian
GG 16 - SEU 150/33 kV	5211	630	AL 3x(1x630)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG TM	Prysmian

Tabella 5.2.1: Lunghezze e sezioni linee a 33 kV dei circuiti elettrici

LINEE BESS - SEU 150/33 kV	Lunghezza tratta [m]	Sezione cavo [mm ²]	Tipologia cavo	Modello cavo	Costruttore
LINEA BESS - SEU 150/33 kV	41	185	AL 3x(1x185)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG TM	Prysmian
LINEE AUX BESS - SEU 150/33 kV	Lunghezza tratta [m]	Sezione cavo [mm ²]	Tipologia cavo	Modello cavo	Costruttore
LINEA BESS AUX - SEU 150/33 kV	65	50	AL 3x(1x50)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG TM	Prysmian

Tabella 5.2.2: Lunghezze e sezioni linee a 33 kV di collegamento tra il BESS e la SEU 150/33 kV

Tenendo presente lo schema a blocchi riportato nella **Figura 5.1.1** e la **Figura 5.1.3**, nelle tabelle seguenti è riportata la suddivisione in sotto-tratte di cavidotto per i circuiti e per i collegamenti tra BESS e SEU 150/33 kV (i nodi NXX rappresentano elementi fittizi necessari per identificare univocamente il numero di terne in parallelo presenti in ogni sotto-tratta).

TRATTA				CIRCUITO A	CIRCUITO B	CIRCUITO C	CIRCUITO D	CIRCUITO E	CIRCUITO F					
DA	A	LUNGHEZZA [m]	ARGINEZZA SCAVO [m]	PROFONDITA' SCAVO [m]	N. TERNE	FORMAZIONE CAVO	N. TERNE	FORMAZIONE CAVO	N. TERNE	FORMAZIONE CAVO	N. TERNE	FORMAZIONE CAVO	N. TERNE	FORMAZIONE CAVO
GG 01	N01	4484	0,47	1,1	1	3x(1x185)								
GG 06	N01	35	0,79	1,1	2	3x(1x185) + 3x(1x300)								
N01	N02	656	0,47	1,1	1	3x(1x300)								
GG 11	N03	1341	0,47	1,1			1	3x(1x185)						
GG 12	N03	546	0,79	1,1			2	3x(1x185) + 3x(1x300)						
N03	N02	1344	0,47	1,1			1	3x(1x300)						
GG 13	N04	980	0,79	1,1			2	3x(1x300) + 3x(1x630)						
N02	N04	76	0,79	1,1	1	3x(1x300)	1	3x(1x300)						
N04	N05	1060	0,79	1,1	1	3x(1x300)	1	3x(1x630)						
GG 07	N05	40	0,79	1,1	2	3x(1x300) + 3x(1x630)								
N05	N06	743	0,79	1,1	1	3x(1x630)	1	3x(1x630)						
GG 02	N07	1355	0,47	1,1			1	3x(1x185)						
GG 08	N06	39	0,79	1,1			2	3x(1x185) + 3x(1x300)						
N07	N06	9	1,43	1,1	1	3x(1x630)	1	3x(1x630)	2	3x(1x185) + 3x(1x300)				
N07	N08	778	1,11	1,1	1	3x(1x630)	1	3x(1x630)	1	3x(1x300)				
GG 09	N08	39	0,79	1,1			2	3x(1x300) + 3x(1x630)						
N08	N09	326	1,11	1,1	1	3x(1x630)	1	3x(1x630)	1	3x(1x630)				
GG 18	N10	983	0,47	1,1									1	3x(1x185)
GG 17	N10	39	0,79	1,1									2	3x(1x185) + 3x(1x300)
N10	N11	955	0,47	1,1									1	3x(1x300)
GG 16	N11	40	0,79	1,1									2	3x(1x185) + 3x(1x630)
N11	N12	843	0,47	1,1									1	3x(1x630)
GG 15	N12	39	0,47	1,1									1	3x(1x185)
N12	N13	2064	0,79	1,1									1	3x(1x185)
GG 14	N14	788	0,47	1,1									1	3x(1x185)
GG 10	N13	39	1,11	1,1									2	3x(1x185) + 3x(1x630)
N13	N14	567	1,11	1,1									2	3x(1x185) + 3x(1x630)
N14	N15	598	0,79	1,1									1	3x(1x630)
GG 05	N15	1803	0,47	1,1									1	3x(1x630)
N15	N09	825	1,11	1,1									1	3x(1x185)
N09	N16	226	2,07	1,1	1	3x(1x630)	1	3x(1x630)	1	3x(1x630)	1	3x(1x630)	1	3x(1x630)
GG 03	N17	702	0,47	1,1									1	3x(1x185)
GG 04	N17	307	1,11	1,1									3	2x3x(1x185) + 3x(1x630)
N17	N16	443	0,79	1,1									2	3x(1x185) + 3x(1x630)
N16	SEU 150/33 kV	56	2,07	1,1	1	3x(1x630)	1	3x(1x630)	1	3x(1x630)	1	3x(1x630)	1	3x(1x630)

Tabella 5.2.3: Lunghezze, sezioni delle singole sotto-tratte delle linee a 33 kV per ognuno dei circuiti, larghezza e profondità di scavo

DA	TRATTA				LINEA BESS		LINEA BESS AUX	
	A	LUNGHEZZA [m]	LARGHEZZA [m]	PROFONDITA' SCAVO [m]	N. TERNE	FORMAZIONE CAVO	N. TERNE	FORMAZIONE CAVO
BESS MV CONTAINER	N18	5	0,47	1,1	1	3x(1x185)		
BESS AUX CONTAINER	N18	29	0,47	1,1			1	3x(1x50)
N18	SEU 150/33 KV	36	0,79	1,1	1	3x(1x185)	1	3x(1x50)

Tabella 5.2.4: Suddivisione in sotto-tratte delle linee elettriche di collegamento BESS – SEU 150/33 kV

5.3. Tipologia posa e dati tecnici del cavo di collegamento, 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 BAGTM (o similari), a norma IEC 60502-2 e HD 620, del primario costruttore Prysmian.

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

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

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

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

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

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

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

- temperatura massima del conduttore pari a 90°C;
- temperatura aria ambiente di 30 °C;
- temperatura del terreno di 20°C;
- resistività termica del terreno pari a 1,5 K m/W;
- tensione nominale pari a 33 kV;
- frequenza pari a 50 Hz;
- profondità di posa di 1,00 m dal piano del suolo.

Nel seguito è rappresentato il dettaglio dei tipologici di posa, come anche riportato nell'elaborato di progetto "GEOE070 Sezioni tipiche delle trincee di cavidotto utente", nel quale le misure sono espresse in mm.

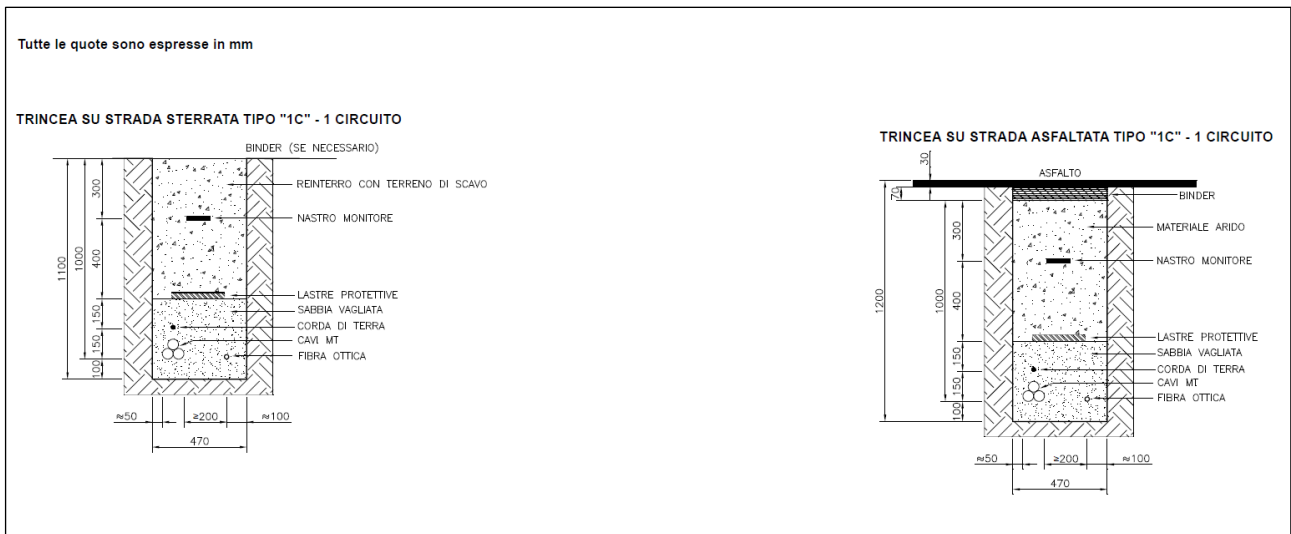


Figura 5.3.1: Sezioni tipiche delle trincee di cavidotto per una terna di cavi su strada sterrata e asfaltata

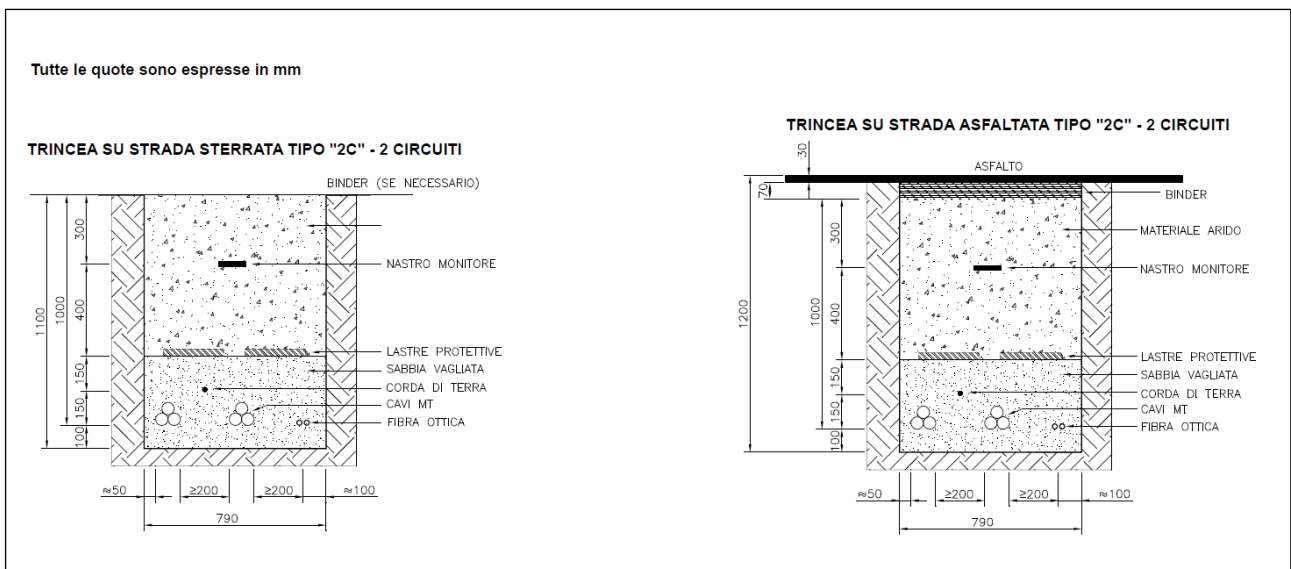


Figura 5.3.2: Sezioni tipiche delle trincee di cavidotto per due terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

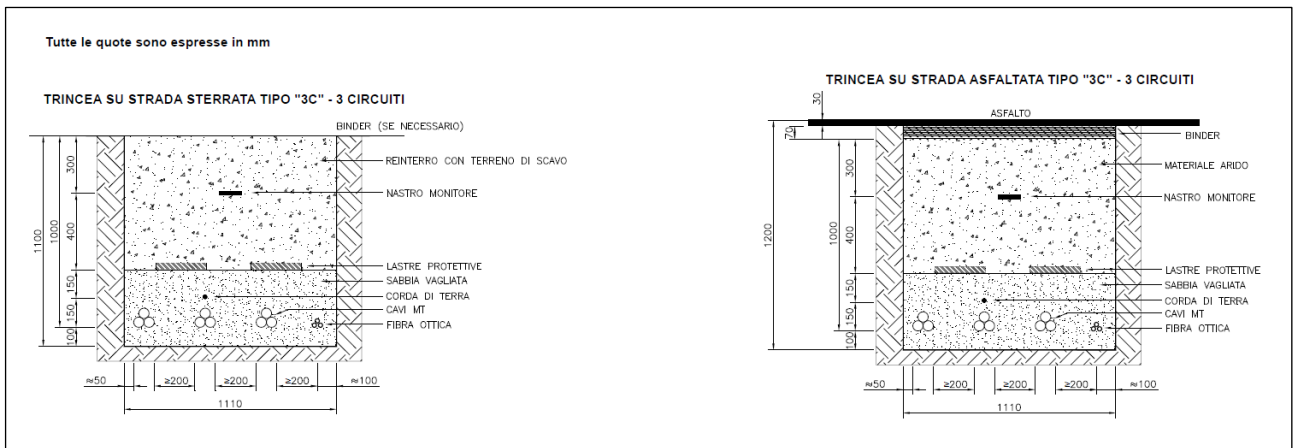


Figura 5.3.3: Sezioni tipiche delle trincee di cavidotto per tre terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

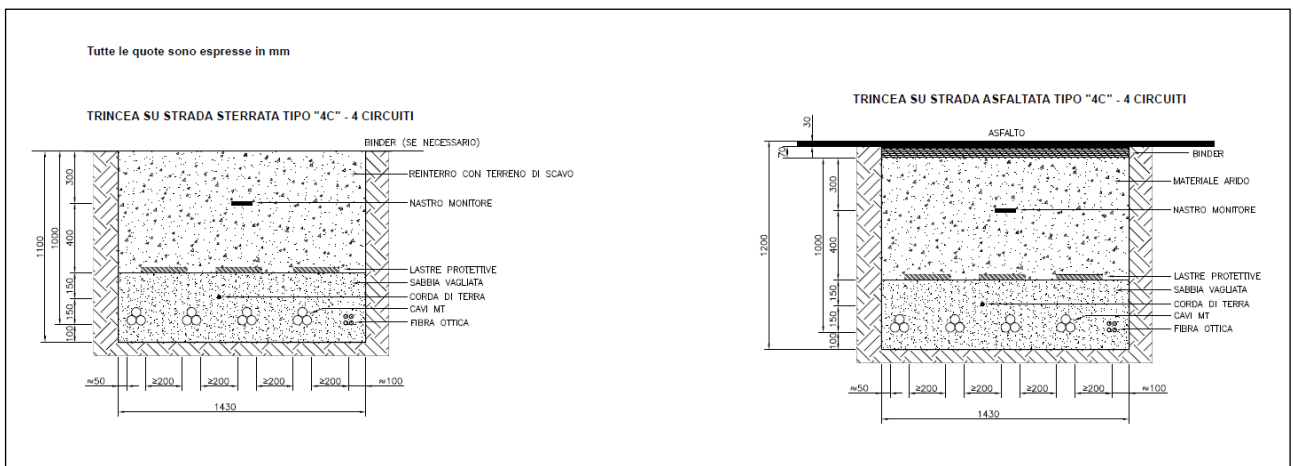


Figura 5.3.4: Sezioni tipiche delle trincee di cavidotto per quattro terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

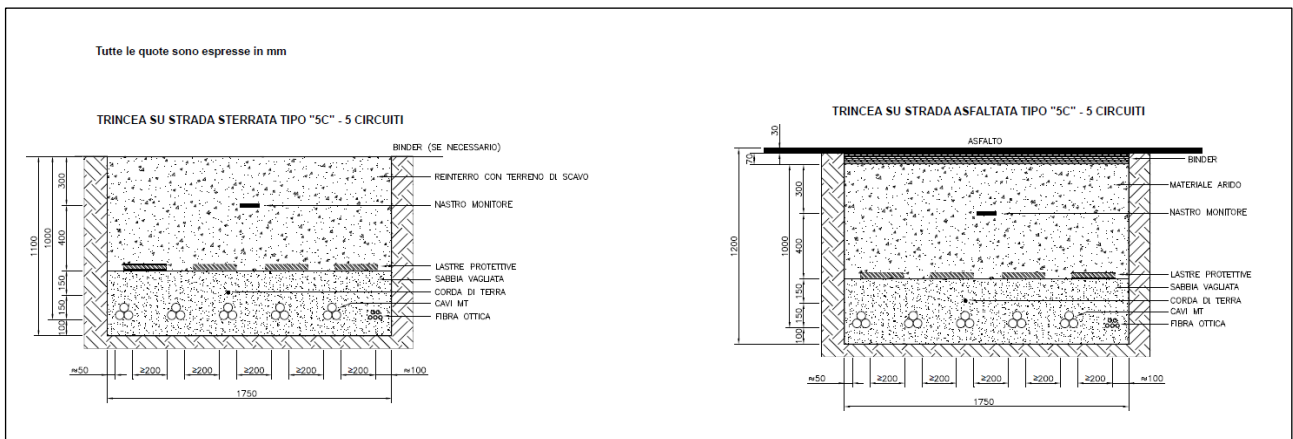


Figura 5.3.5: Sezioni tipiche delle trincee di cavidotto per cinque terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

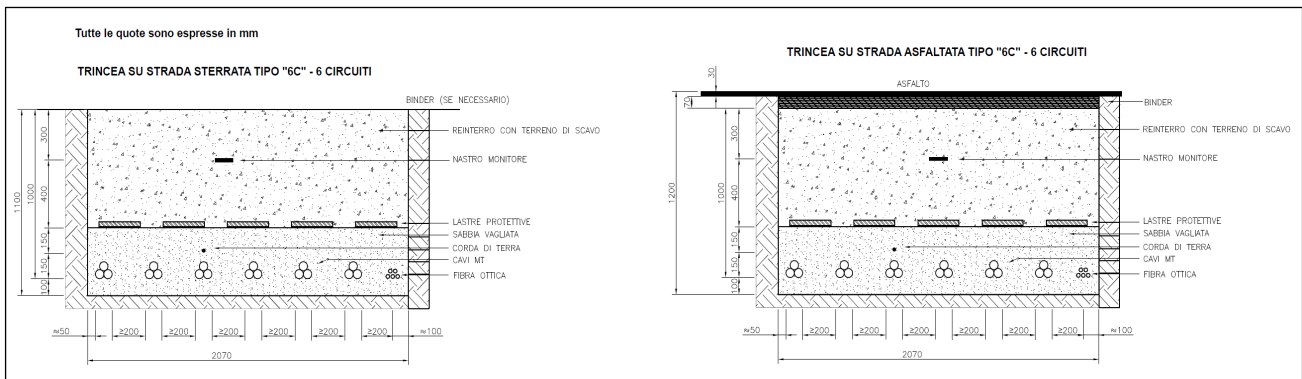


Figura 5.3.6: Sezioni tipiche delle trincee di cavidotto per sei terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

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.

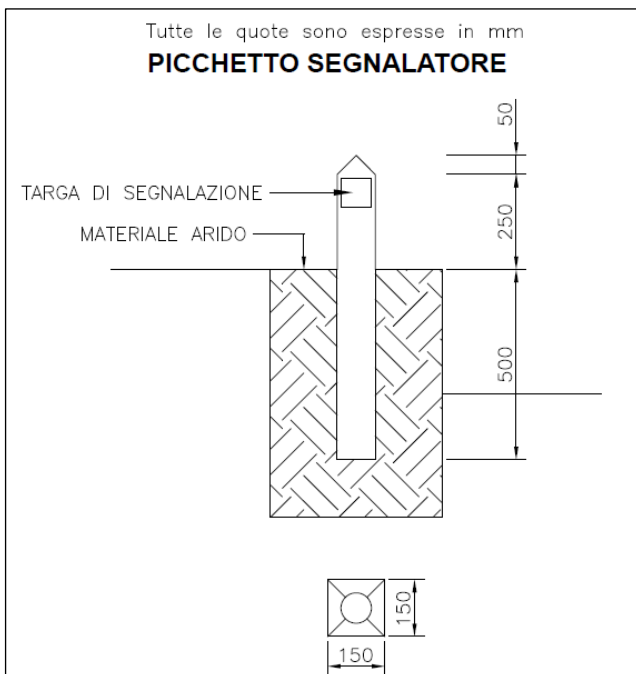


Figura 5.3.7: Sezione tipica del picchetto segnalatore

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

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

Il cavo in fibra è posato sul tracciato del cavo mediante l'utilizzo di tritubo in PEHD e le modalità di collegamento seguono lo schema di collegamento elettrico degli aerogeneratori ("GEOE073 Schema rete di comunicazione di Fibra Ottica (FO)").

Il Parco Eolico è dotato di un sistema di terra relativo a ciascun aerogeneratore e costituito da anelli dispersori concentrici, collegati tra loro radialmente e collegati all'armatura del plinto di fondazione in vari punti, come rappresentato in dettaglio nell'elaborato di progetto "GEOE080 Schema rete di terra WTG".

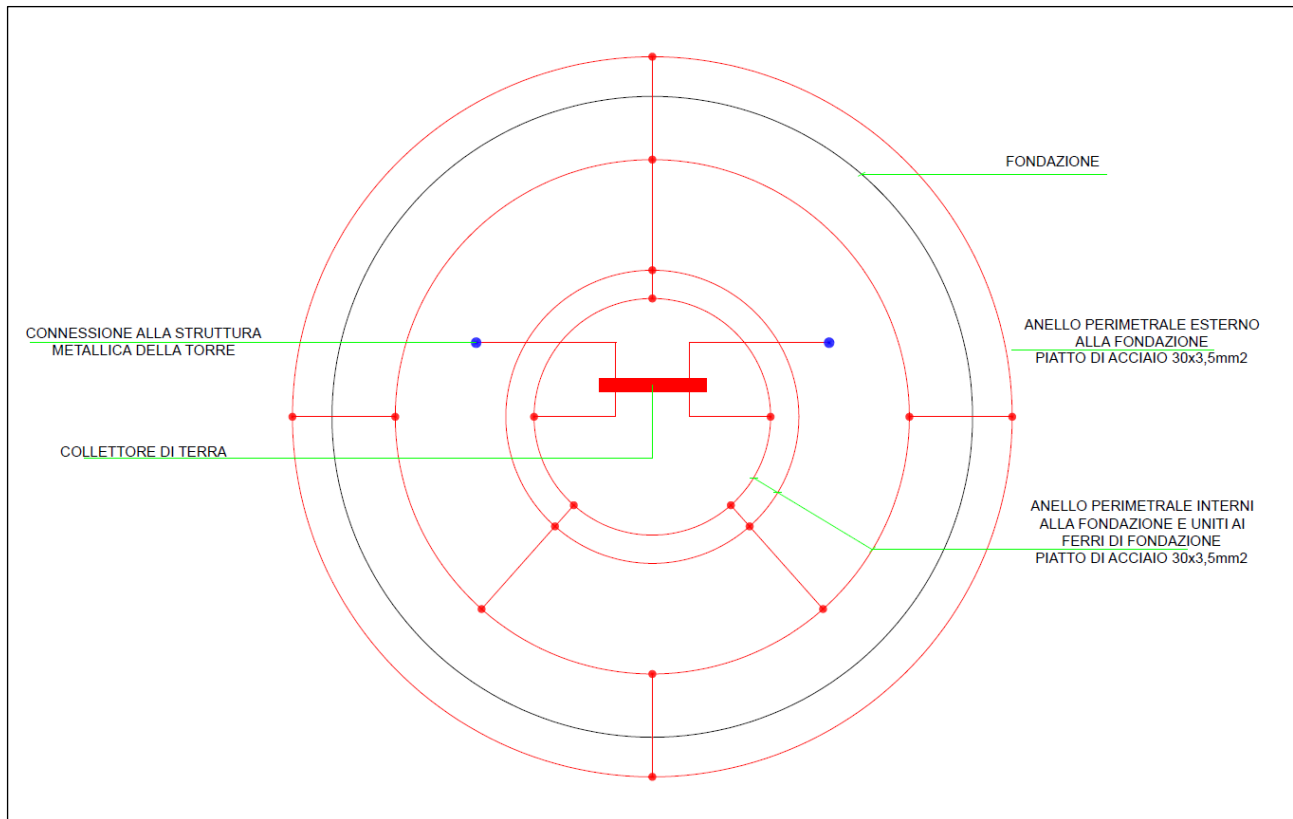


Figura 5.3.8: Sistema di terra relativo a ciascun aerogeneratore

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 mm^2 , 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 "GEOE070 Sezioni tipiche delle trincee di cavidotto utente").

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

Il cavo di cui sopra è opportunamente giuntato al conduttore di rame nudo, è inserito da 5 m prima e fino a 5 m dopo il punto di interferenza e assicura una resistenza analoga a quella della corda di rame nudo di 95 mm^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 "GEOE081 Schema rete di terra impianto eolico"), in accordo con la Normativa vigente.

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

- Fase 1 di apertura delle piste quando necessario;
- Fase 2 in cui avviene la posa dei cavi;
- Fase 3 in cui si realizza la finitura stradale.

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

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

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

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

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

Solitamente per lo strato inserito nella Fase 2 si 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.
- 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 5.5.1** riporta i risultati ottenuti relativamente al dimensionamento a 33 kV.

LINEA	DA	A	L [m]	SEZIONE [mm ²]	I_b [A]	I'_z [A]	$\Delta V_r, \%$	$\Delta P_r, \%$
CIRCUITO A	GG 01	GG 06	4.489	185	120,5	299,3	0,705	
	GG 06	GG 07	1.887	300	241,0	391,3	0,407	
	GG 07	SEU 150/33 KV	2.178	630	361,6	429,0	0,453	
								SOMMA
							1,567	0,809
CIRCUITO B	GG 11	GG 12	1.887	185	120,5	299,3	0,297	
	GG 12	GG 13	2.746	300	241,0	391,3	0,592	
	GG 13	SEU 150/33 KV	4.178	630	361,6	429,0	0,869	
								SOMMA
							1,76	1,10

LINEA	DA	A	L [m]	SEZIONE [mm ²]	I _b [A]	I _z [A]	$\Delta V_{r,\%}$	$\Delta P_{r,\%TOT}$
CIRCUITO C	GG 02	GG 08	1.403	185	120,5	245,2	0,220	
	GG 08	GG 09	865	300	241,0	320,6	0,186	
	GG 09	SEU 150/33 KV	647	630	361,6	429,0	0,135	
							SOMMA	SOMMA
						0,541	0,283	
CIRCUITO D	GG 05	GG 04	3.806	185	120,5	220,0	0,598	
	GG 03	GG 04	1.209	185	120,5	263,3	0,190	
	GG 04	SEU 150/33 KV	1.006	630	361,6	429,0	0,209	
							SOMMA	SOMMA
						0,997	0,413	
CIRCUITO E	GG 15	GG 10	2.142	185	120,5	263,3	0,337	
	GG 14	GG 10	1.394	185	120,5	263,3	0,219	
	GG 10	SEU 150/33 KV	2.303	630	361,6	429,0	0,479	
							SOMMA	SOMMA
						1,03	0,539	
CIRCUITO F	GG 18	GG 17	1.022	185	120,5	299,3	0,161	
	GG 17	GG 16	1.034	300	241,0	391,3	0,223	
	GG 16	SEU 150/33 KV	5.211	630	361,6	429,0	1,08	
							SOMMA	SOMMA
						1,46	0,996	

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 potenze relative alle linee interrate a 33 kV di collegamento tra il BESS e la SEU 150/33 kV.

LINEA	DA	A	LUNGHEZZA [m]	SEZIONE [mm ²]	$\Delta v_{r,\%}$	$\Delta P_{r,\%TOT}$
BESS - SEU 150/33 KV	BESS	SEU 150/33 KV	41	185	0,01	0,005
BESS AUX - SEU 150/33 KV	AUX BESS	SEU 150/33 KV	65	50	0,00378	0,00214

Tabella 5.5.2: Calcolo del dimensionamento delle linee elettriche a 33 kV di collegamento tra BESS e SEU 150/33 kV

Per dettagli relativi al dimensionamento elettrico delle linee a 33 kV si rimanda all'elaborato di progetto "GEOE064 Calcolo preliminare degli impianti elettrici".

6. SOTTOSTAZIONE ELETTRICA DI UTENTE

Il progetto prevede che l'impianto eolico, di potenza totale in immissione pari a 121,6 MWp e costituito da 18 aerogeneratori di potenza nominale pari a 6,2 MWp, collegati tra loro mediante un cavidotto interrato alla tensione nominale di 33 kV, e da un sistema di accumulo di energia di 10,0 MWp, convogli l'elettricità presso una Stazione Elettrica Utente di trasformazione 150/33 kV localizzata nel Comune di Genzano di Lucania.

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).

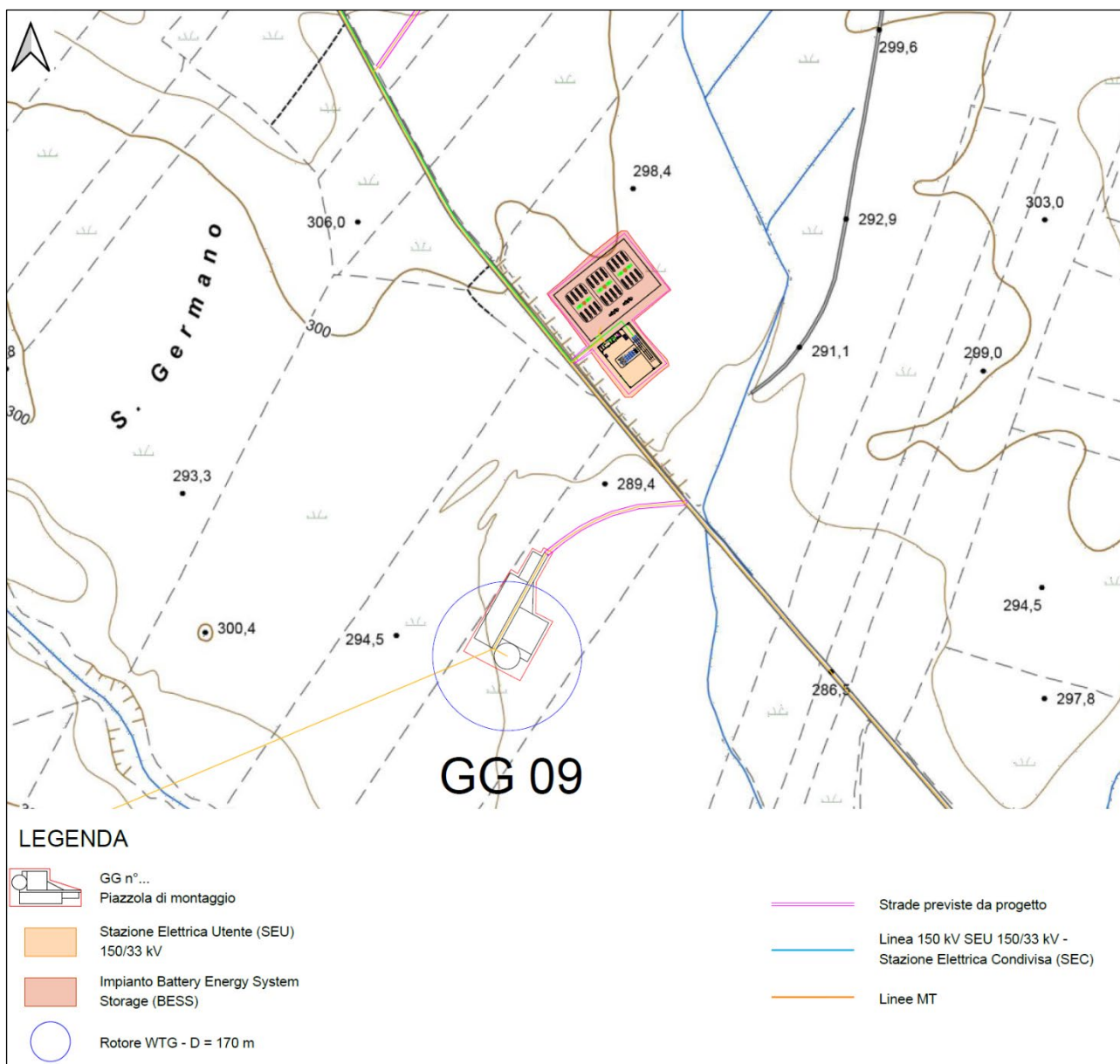


Figura 6.1: Localizzazione dell'area contenente la SEU 150/33 kV (oltre che il BESS) nel Comune di Genzano di Lucania su CTR

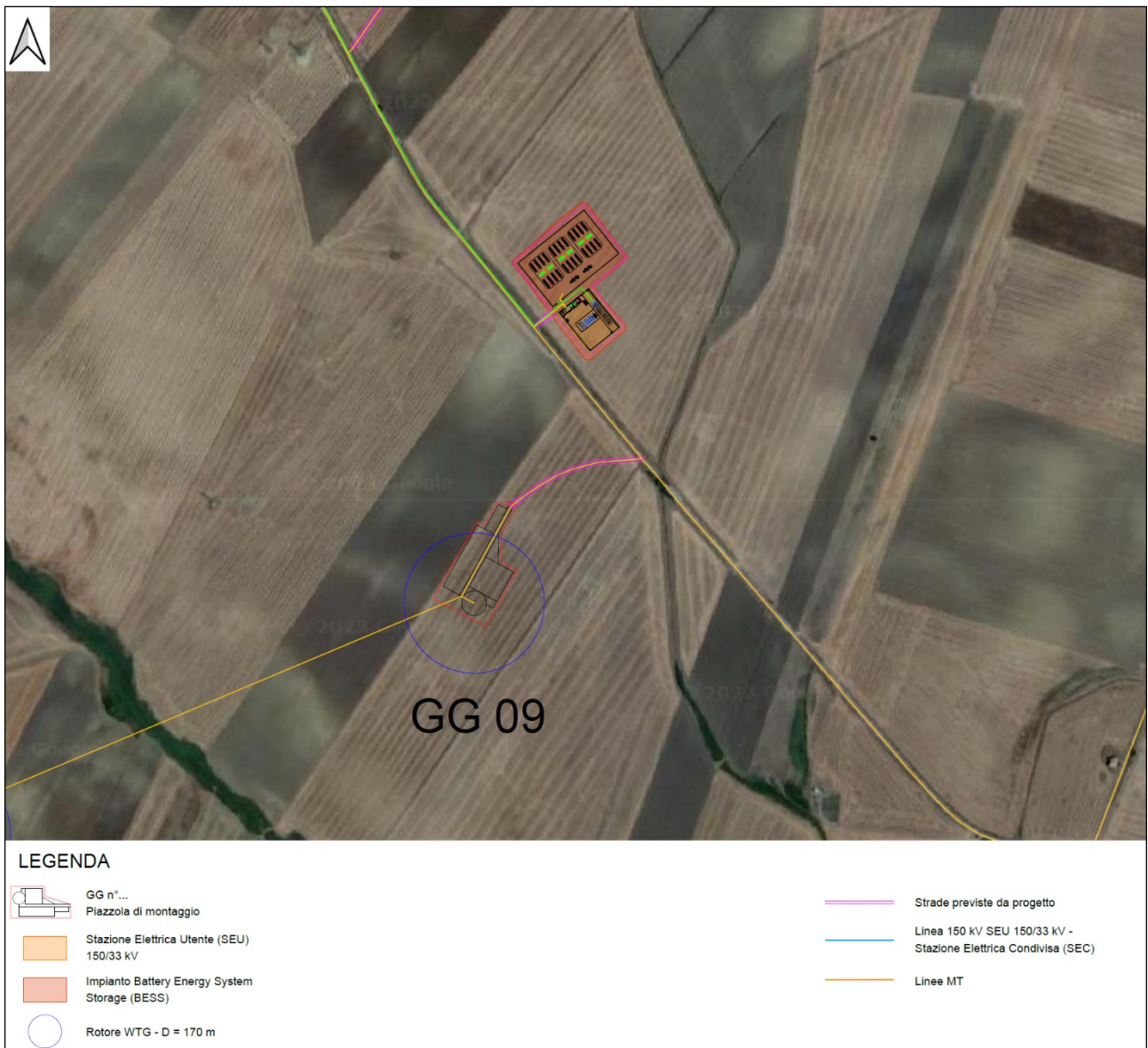


Figura 6.2: Localizzazione dell'area contenente la SEU 150/33 kV (oltre che il BESS) nel Comune di Genzano di Lucania su ortofoto

La Stazione Elettrica Utente ha dimensioni in pianta di circa 60 m x 46 m.

Di seguito è riportata la planimetria della SEU (per maggiori dettagli si rimanda all'elaborato di progetto "GEOE074 Sottostazione Elettrica Utente – planimetria e sezioni elettromeccaniche").

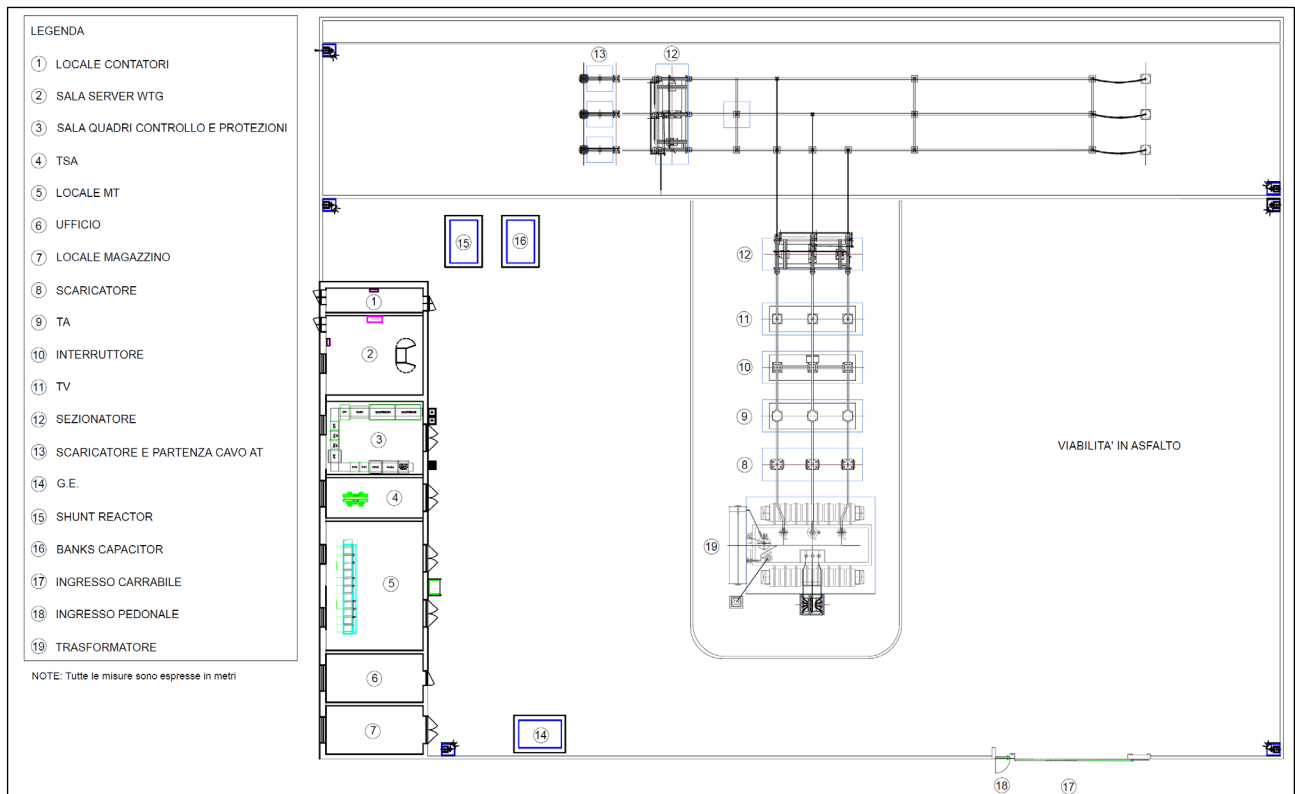


Figura 6.3: Planimetria elettromeccanica della SEU 150/33 kV

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 150 MVA ONAN/ONAF;
- interruttori tripolari;
- 1 sistema di distribuzione in sbarre;
- trasformatore di tensione;
- trasformatore di corrente;
- scaricatori;
- sezionatori tripolari;
- planimetria apparecchiature elettromeccaniche.

Le caratteristiche tecniche delle apparecchiature elencate sono riportate in dettaglio nell'elaborato di progetto "GEOE072 Schema 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: 1250 A;
- corrente di corto circuito: 31,5 kA.

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

- Rapporto di trasformazione AT/MT: 150 +/-10 x 1,25% / 33 kV;
- potenza di targa: 150 MVA;
- tipo di raffreddamento: ONAN/ONAF;
- gruppo vettoriale: YNd₁₁ (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 SEU 150/33 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 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 AT/MT l'impianto di terra è costituito da ulteriori dispersori verticali.

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

La rete di terra è collegata alle apparecchiature di Alta Tensione tramite cavo di rame nudo da 125 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 30 m x 7 m in grado di contenere locali tecnici e uffici, quali:

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

- locale magazzino.

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

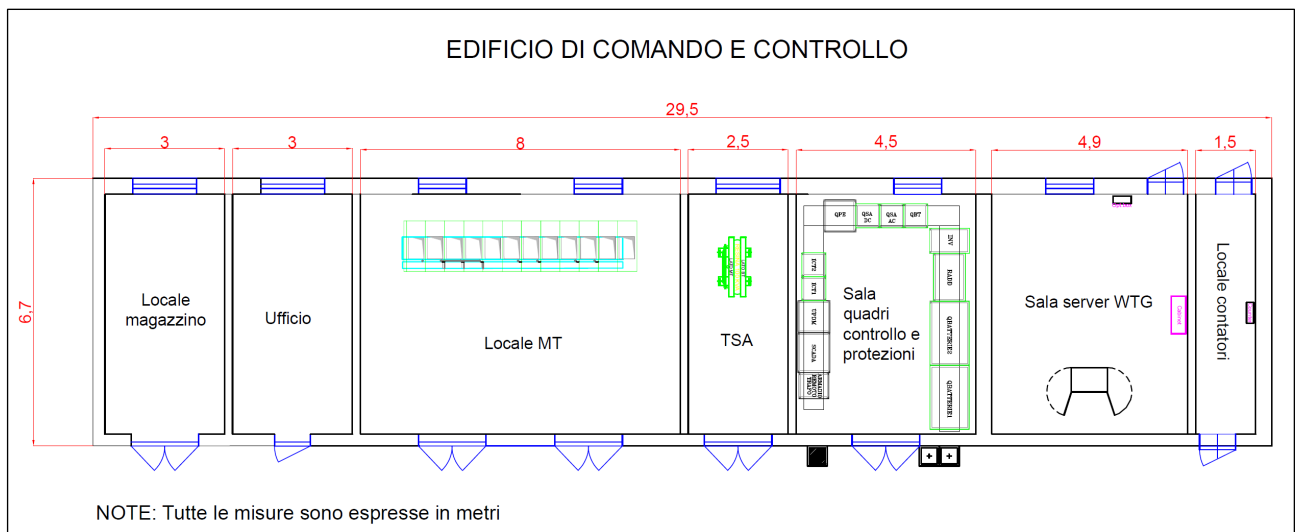


Figura 6.7.1: Edificio di comando e controllo

Maggiori dettagli sono riportati nell'elaborato di progetto "GEOE075 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 inghiaata;
- realizzazione di sottofondo stradale per lo spessore complessivo di 0,50 cm;
- finitura aree con conglomerato bituminoso, con strato binder (7 cm) e strato usura (3 cm);
- realizzazione dell'impianto di illuminazione esterna, con l'installazione di corpi illuminanti LED su pali tronco conici a stelo dritto lungo il perimetro;
- realizzazione muro perimetrale, del tipo chiuso con pannelli prefabbricati in calcestruzzo e paletti in calcestruzzo, infissi su fondazione in c.a., per una altezza complessiva fuori terra pari a 2,5 m;

- realizzazione di un ingresso carrabile (larghezza 7 m) e di uno pedonale, lungo il muro perimetrale;
- realizzazione accesso da pubblica viabilità sino al cancello di ingresso presso la SEU.

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. IMPIANTO BESS

L'impianto eolico è dotato di un sistema di accumulo di energia (BESS) di potenza pari a 10,0 MWp.

Il BESS è localizzato nelle immediate vicinanze della Stazione Elettrica Utente di trasformazione 150/33 kV nel Comune di Genzano di Lucania, come rappresentato nella **Figura 6.1** e nella **Figura 6.2**.

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 8.1** è rappresentata la configurazione della unità base presa in considerazione, ovvero quella costituita da 8 batterie e avente potenza pari a 3,5 MWp (8 h, ore di funzionamento) (in fase di progettazione esecutiva sarà possibile adottare soluzioni diverse che assicurino la potenza complessiva di 10,0 MWp).

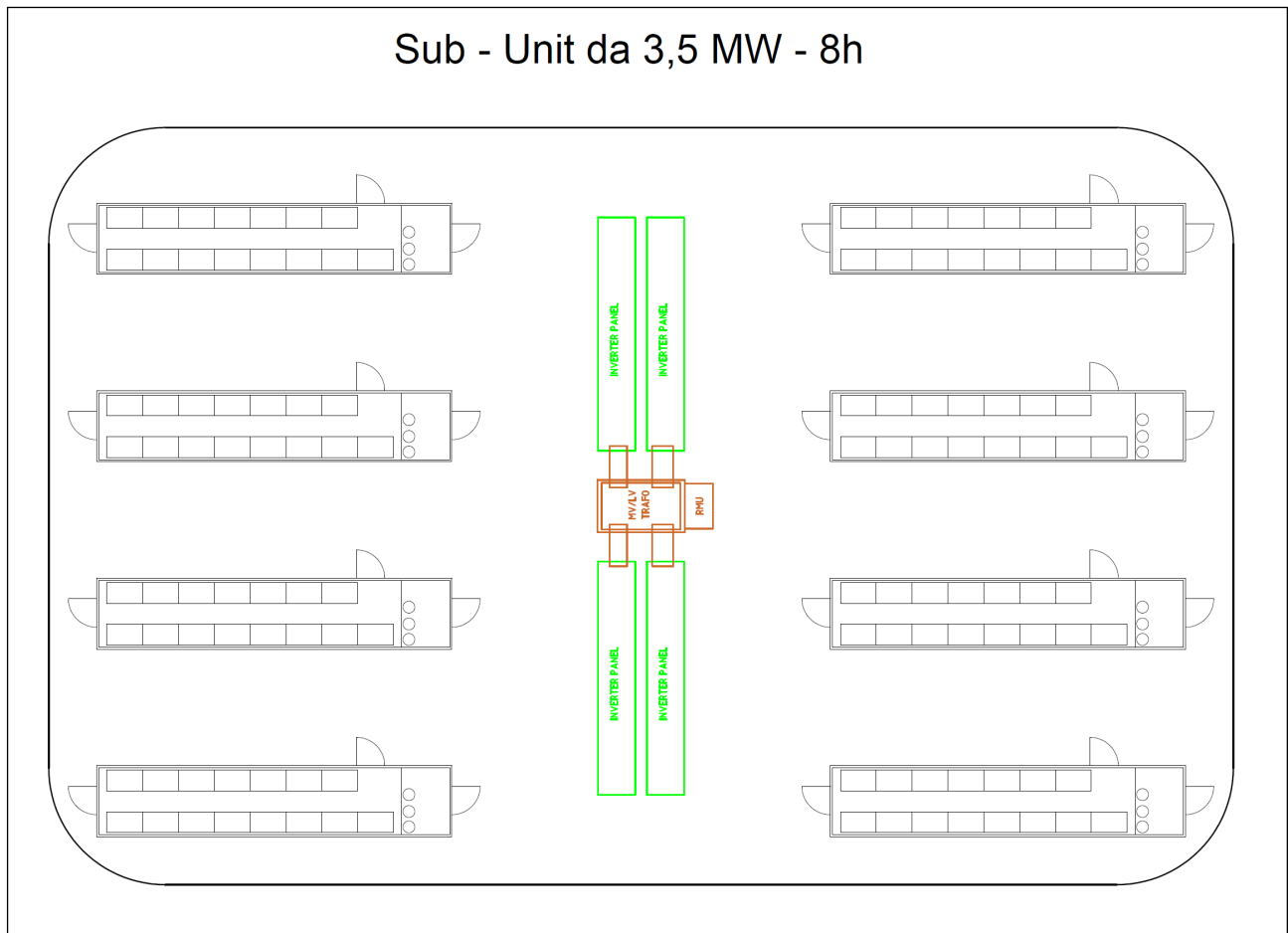


Figura 8.1: Unità base da 3,5 MWp - 8h del BESS

Partendo dalla configurazione di esempio, il sistema BESS è ottenuto replicando 3 unità da 3,33 MWp (tale valore di potenza è riferito al massimo contributo al punto di connessione della singola unità e non alla potenza nominale della stessa) per una potenza totale di 10,0 MWp (la replicazione delle 3 Sub-Unit da 3,5 MWp corrisponderebbe ad una potenza complessiva di 10,5 MWp, superiore a quella richiesta, motivo per cui si è ridotto proporzionalmente la taglia delle singole unità).

Nel caso in cui si considerasse la configurazione sopra rappresentata, il BESS avrebbe il layout rappresentato nella **Figura 8.2**.

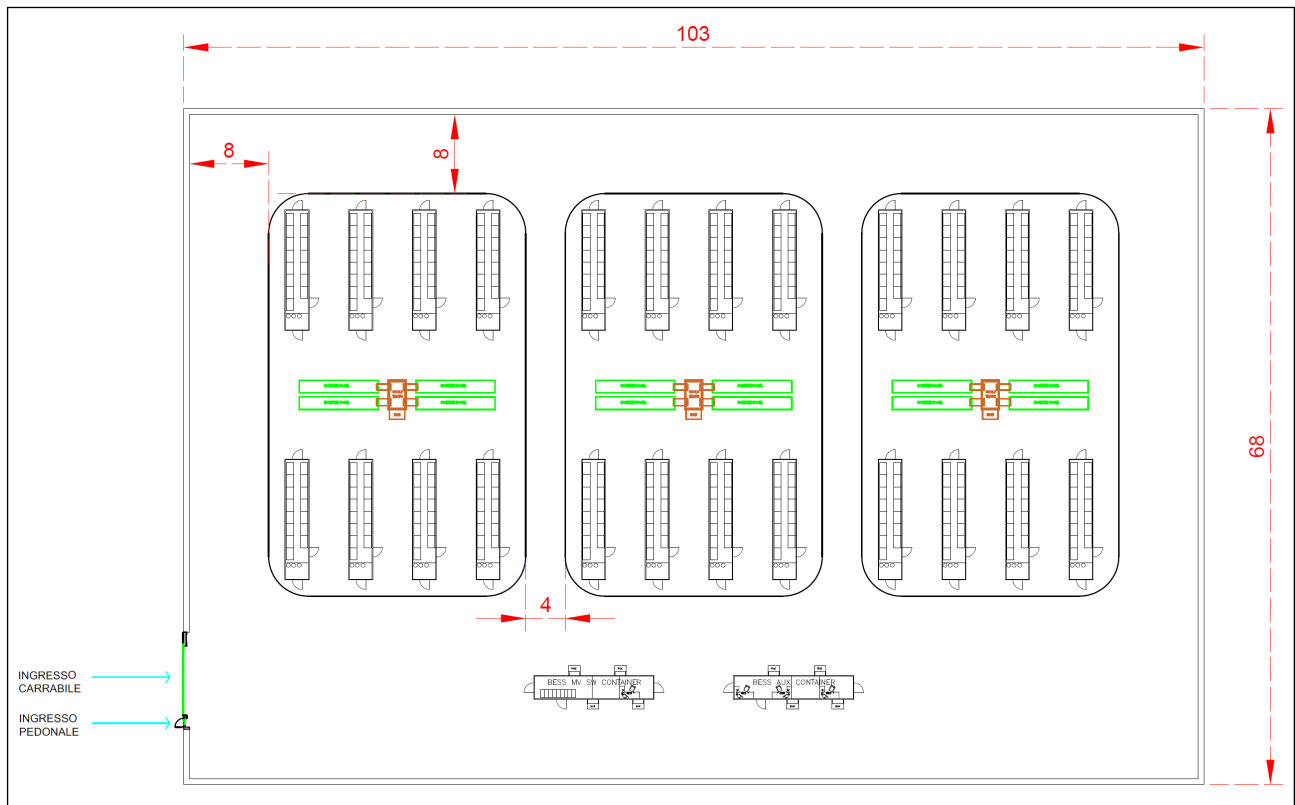


Figura 8.2: Configurazione BESS di potenza 10,0 MWp

Le Sub-Unit sono collegate tra loro in entra – esci e il gruppo delle 3 Sub - Unit è collegato ad a un BESS MV Container, contenente i quadri elettrici in Media Tensione a 33 kV e collegato alla SEU 150/33 kV tramite cavo interrato a 33 kV, come esplicitato nella **Tabella 5.2.4**.

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 $0,07 \times 10,0 \text{ MWp} = 0,7 \text{ MWp}$).

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

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

L’alimentazione dei servizi ausiliari avviene in Bassa Tensione (400/230 V) e il numero di cabine di trasformazione (BESS AUX Container) per la connessione alla Media Tensione d’impianto (33 kV) è pari a 1 (elaborato di progetto “GEOE072 Schema 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 1 cavo interrato a 33 kV, come esplicitato nella **Tabella 5.2.2**.

Gruppo	Numero Sub-Unit	Potenza richiesta al punto di connessione della Sub-Unit (Contributo al PoC) [MWp]	Potenza servizi ausiliari [MWp] (7% * Ppoc)
Gruppo 1	3	10,0	0,7

Tabella 8.1: Potenza al punto di connessione e potenza dei servizi ausiliari del gruppo 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 8 m dalla recinzione.



Figura 8.3: Layout del BESS con cavi di collegamento al quadro a 33 kV della SEU 150/33 kV

Informazioni più dettagliate sono riportate nell'elaborato di progetto "GEOE065 Relazione descrittiva BESS".

9. STAZIONE DI CONDIVISIONE

Il progetto prevede la realizzazione della stazione in condivisione con altri produttori, a cui si collega la SEU 150/33 kV e collegata all'ampliamento a 150 kV della SE RTN Terna 380/150 kV mediante 2 terne di cavi interrati a 150 kV.

La nuova stazione di condivisione è localizzata nel territorio del Comune di Genzano di Lucania.



Figura 9.1: Localizzazione della stazione in condivisione (oltre che dell'ampliamento ("SE RTN GIS") della SE RTN e della SE RTN) su ortofoto

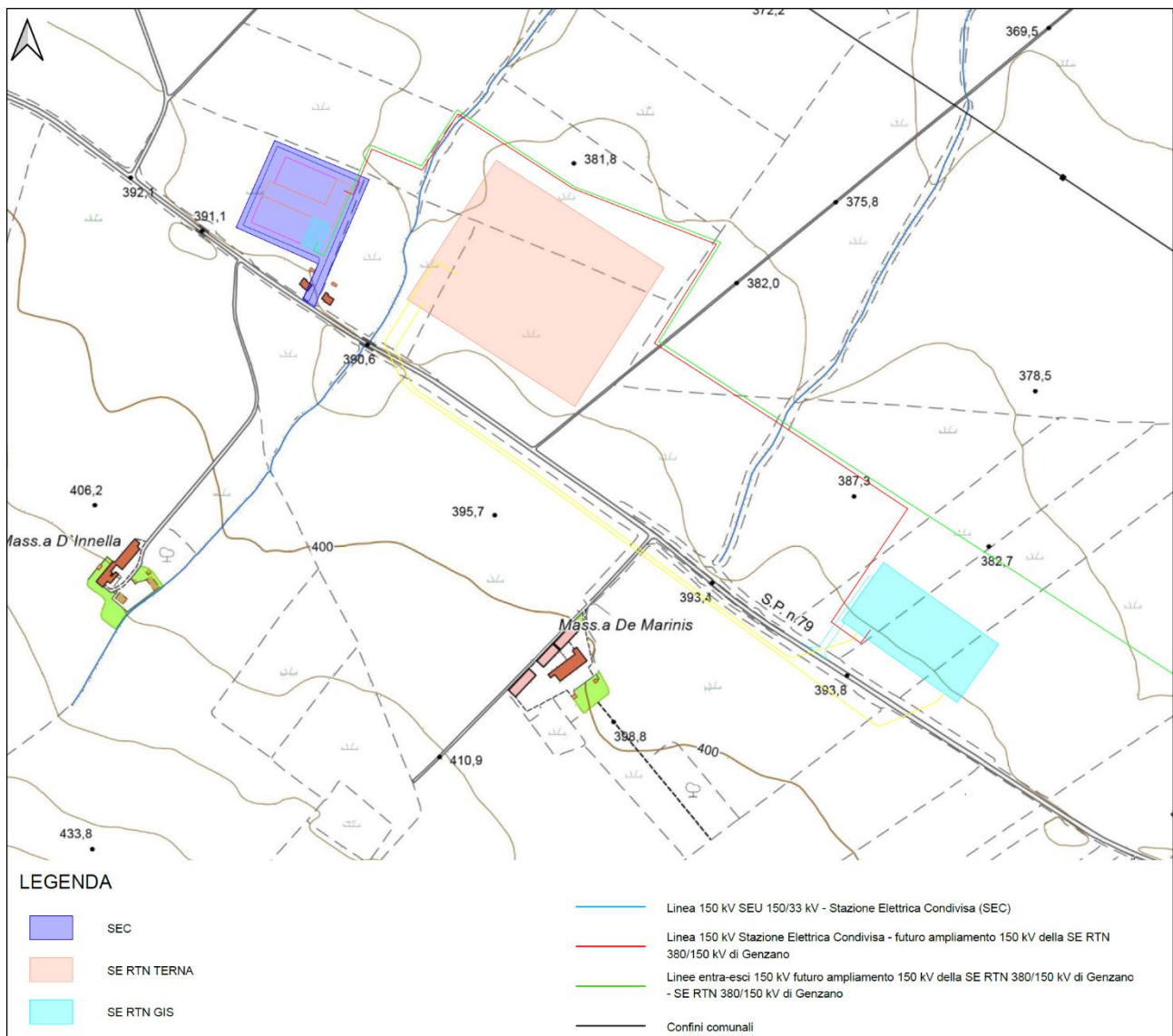


Figura 9.2: Localizzazione della stazione in condivisione (oltre che della SE RTN) su CTR

La stazione comprende 7 stalli di arrivo cavo, uno dei quali riservato all'impianto in progetto, collegati ad una sbarra comune a 150 kV e da uno stallo necessario alla connessione a 150 kV con l'ampliamento della stazione RTN.

La stazione in condivisione occupa un'area di dimensioni in pianta di circa 100 m x 106 m, come rappresentato nella figura seguente (maggiori dettagli sono riportati nell'elaborato di progetto "GEOE088 Sottostazione Elettrica Condivisa – planimetria e sezione elettromeccanica").

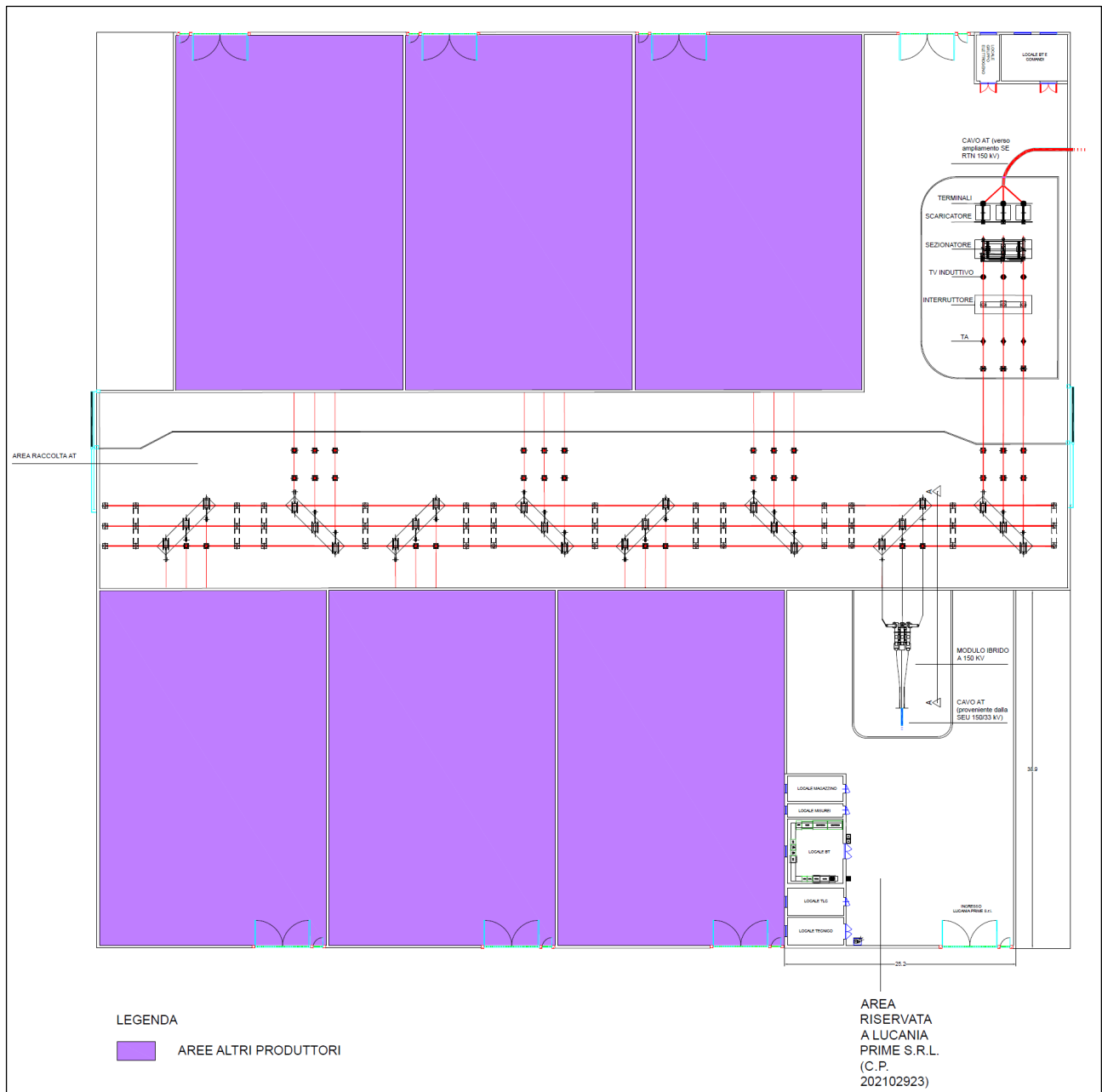


Figura 9.3: Planimetria elettromeccanica della Stazione Elettrica Condivisa

La viabilità all'interno della stazione è realizzata in asfalto, mentre i cunicoli necessari al passaggio dei cavi sono realizzati in calcestruzzo armato gettato in opera.

Il sistema di terra previsto presso la stazione in condivisione 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 e avente lato interno massimo da valutare in sede di progettazione esecutiva, ovvero nel momento in cui saranno effettuate le misure della resistività del terreno (un possibile valore da poter adottare per

il lato della maglia è quello di 5 m, valore standard solitamente adottato per stazioni in similari condizioni della suddetta).

10. CAVI IN ALTA TENSIONE

Il collegamento tra la Stazione Elettrica Utente di trasformazione 150/33 kV e la Stazione Elettrica Condivisa è realizzato tramite una linea interrata a 150 kV di lunghezza di 8.874 m ed è composta da una terna di cavi unipolari ARE4H5E (o similari) del costruttore Prysmian, di sezione di 1000 mm², in accordo con lo standard IEC 60840, con conduttore in alluminio, schermo semiconduttivo del conduttore, isolamento in polietilene reticolato XLPE, U₀/U_n (U_{max}) 87/150 (170) kV, portata nominale di 750 A, schermo semiconduttivo dell'isolamento, schermo metallico e guaina di protezione esterna in alluminio saldata longitudinalmente.

Il collegamento tra la Stazione Elettrica Condivisa e il nuovo stallo del futuro ampliamento della Stazione Elettrica di trasformazione della RTN a 380/150 kV, nel Comune di Genzano di Lucania, è realizzato tramite una linea interrata a 150 kV di lunghezza di 1.602 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 1100 A.

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 monitore 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 "GEOE092 Sezione tipica delle trincea di cavidotto AT".

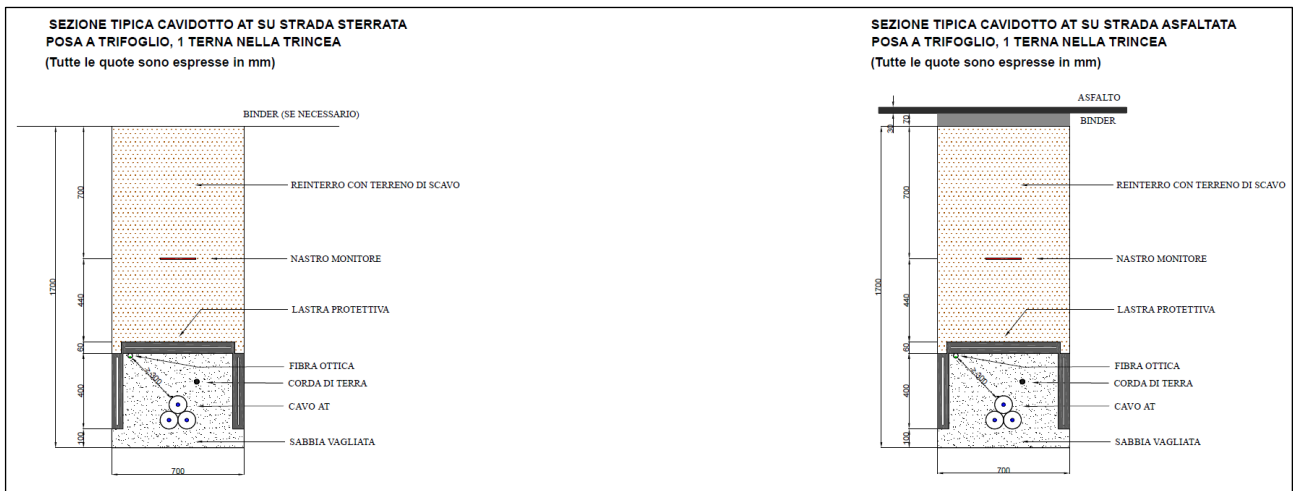


Figura 10.1: Sezione tipica dei cavidotti AT su strada sterrata e asfaltata

La scelta della sezione dei cavi presi in considerazione è stata effettuata in modo che la corrente di impiego I_b risulti inferiore alla portata effettiva del cavo stesso e tenendo presente le condizioni di posa adottate e potrà comunque subire modifiche, non sostanziali, in fase di progettazione esecutiva, a seconda delle condizioni operative riscontrate.