

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



PROGETTO DEFINITIVO PARCO EOLICO GENZANO

Titolo elaborato:

Disciplinare descrittivo e prestazionale degli elementi tecnici

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
GEEG032

Formato
A4

Scala
/

Foglio
1 di 60

INDICE

1.	PREMESSA	4
2.	DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO	4
3.	CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'AEROGENERATORE	7
3.1.	Caratteristiche meccaniche dei componenti	10
3.1.1.	Rotore	10
3.1.2.	Pale	10
3.1.3.	Mozzo o hub	11
3.1.4.	Navicella	11
3.1.5.	Supporto e albero principale	13
3.1.6.	Sistema di imbardata	13
3.1.7.	Torre	13
3.2.	Caratteristiche elettriche dei componenti	13
3.2.1.	Generatore	13
3.2.2.	Convertitore	13
3.2.3.	Trasformatore	14
3.3.	Impianto di condizionamento termico	14
3.4.	Sistema ausiliari	15
3.5.	Sensori del vento	15
3.6.	Sistema di controllo	15
3.7.	Sistema frenante	15
3.8.	Sistema di rilevamento fumi	15
3.9.	Sistema di protezione dai fulmini	16
3.10.	Rete di terra aerogeneratore	16
3.11.	Accesso all'aerogeneratore	17
3.12.	Colori delle parti di aerogeneratore	17
3.13.	Condizioni di impiego	17
4.	FONDAZIONI AEROGENERATORI	18
5.	VIABILITA' E PIAZZOLE	19
6.	QUADRI ELETTRICI IN MEDIA TENSIONE DEGLI AERONENERATORI	21
7.	SISTEMA DI DISTRIBUZIONE DELLE LINEE IN MEDIA TENSIONE	24
8.	CAVI ELETTRICI INTERRATI IN MEDIA TENSIONE	29
9.	COESISTENZA TRA I CAVI ELETTRICI INTERRATI E COLLEGAMENTI INTERRATI DI ALTRA NATURA	33

9.1.	Coesistenza tra cavi di energia interrati e cavi di telecomunicazioni	33
9.2.	Coesistenza tra cavi di energia interrati e tubazioni metalliche	33
9.3.	Incroci di cavi	34
10.	COLLEGAMENTO IN FIBRA OTTICA	34
11.	IMPIANTO DI TERRA	34
12.	STAZIONE ELETTRICA UTENTE DI TRASFORMAZIONE 150/33 KV	35
12.1.	Descrizione Stazione Elettrica Utente	38
12.2.	Sistemi di misura	40
12.3.	Sistema di automazione	40
12.4.	Sistema di protezione	40
12.5.	Servizi ausiliari	40
12.6.	Rete di terra	41
12.7.	Edificio di comando e controllo	41
12.8.	Opere civili	42
12.9.	Analisi del rischio elettrocuzione	43
12.10.	Rete di smaltimento acque bianche e nere	44
12.11.	Opere civili	45
13.	IMPIANTO BESS	45
14.	STAZIONE DI CONDIVISIONE	50
15.	CAVI ELETTRICI INTERRATI IN ALTA TENSIONE	53
16.	STALLO ARRIVO PRODUTTORE	55
17.	VOLUMETRIE PREVISTE TERRE E ROCCE DA SCAVO	59

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).

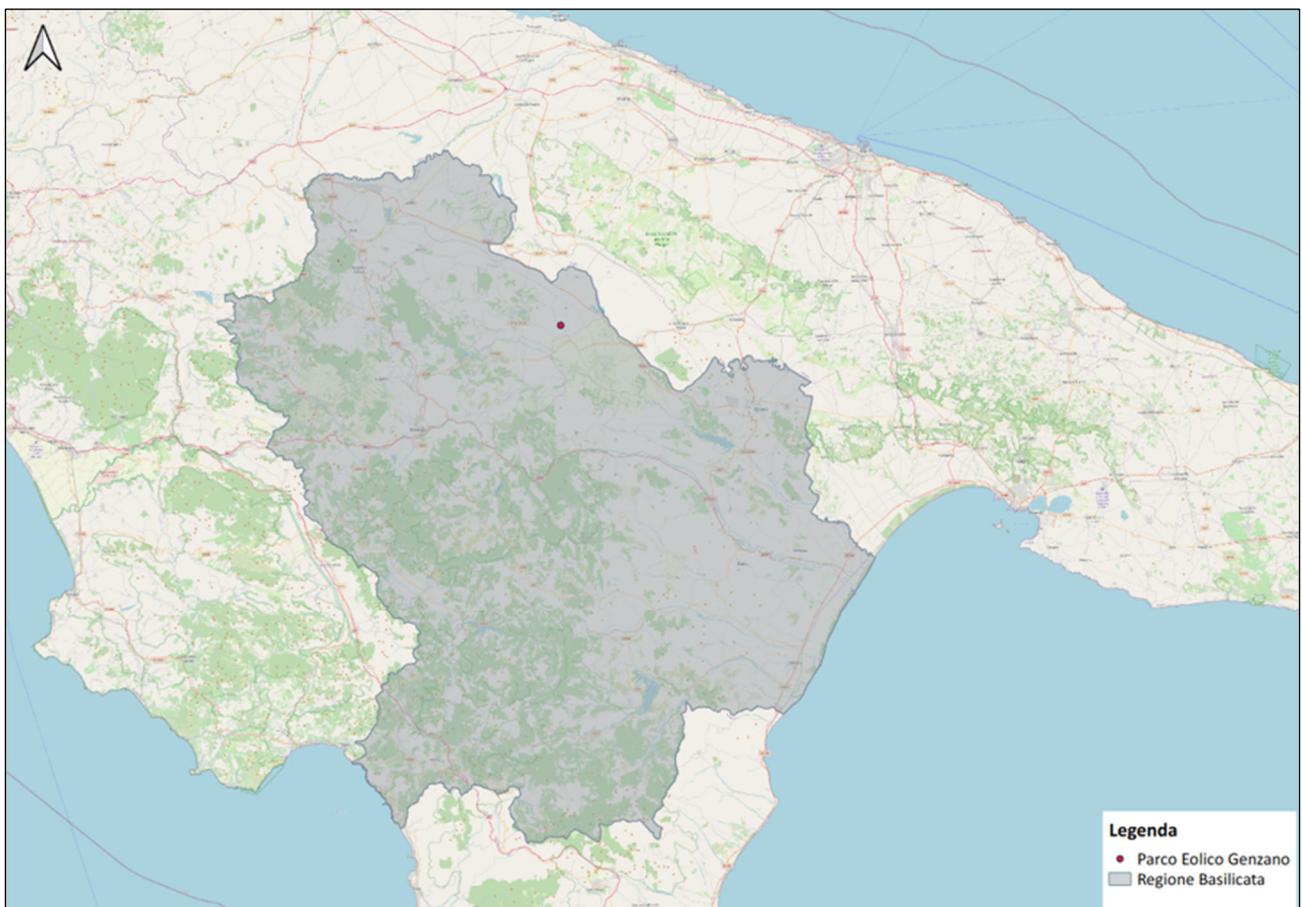


Figura 1.1: Localizzazione del Parco Eolico Genzano

Nella seguente trattazione è dapprima fornita la descrizione generale d’impianto, successivamente sono descritti i contenuti prestazionali tecnici degli elementi di progetto in relazione alle relative caratteristiche, alla forma e alle principali dimensioni dell’intervento e ai componenti previsti.

2. 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 2.1).

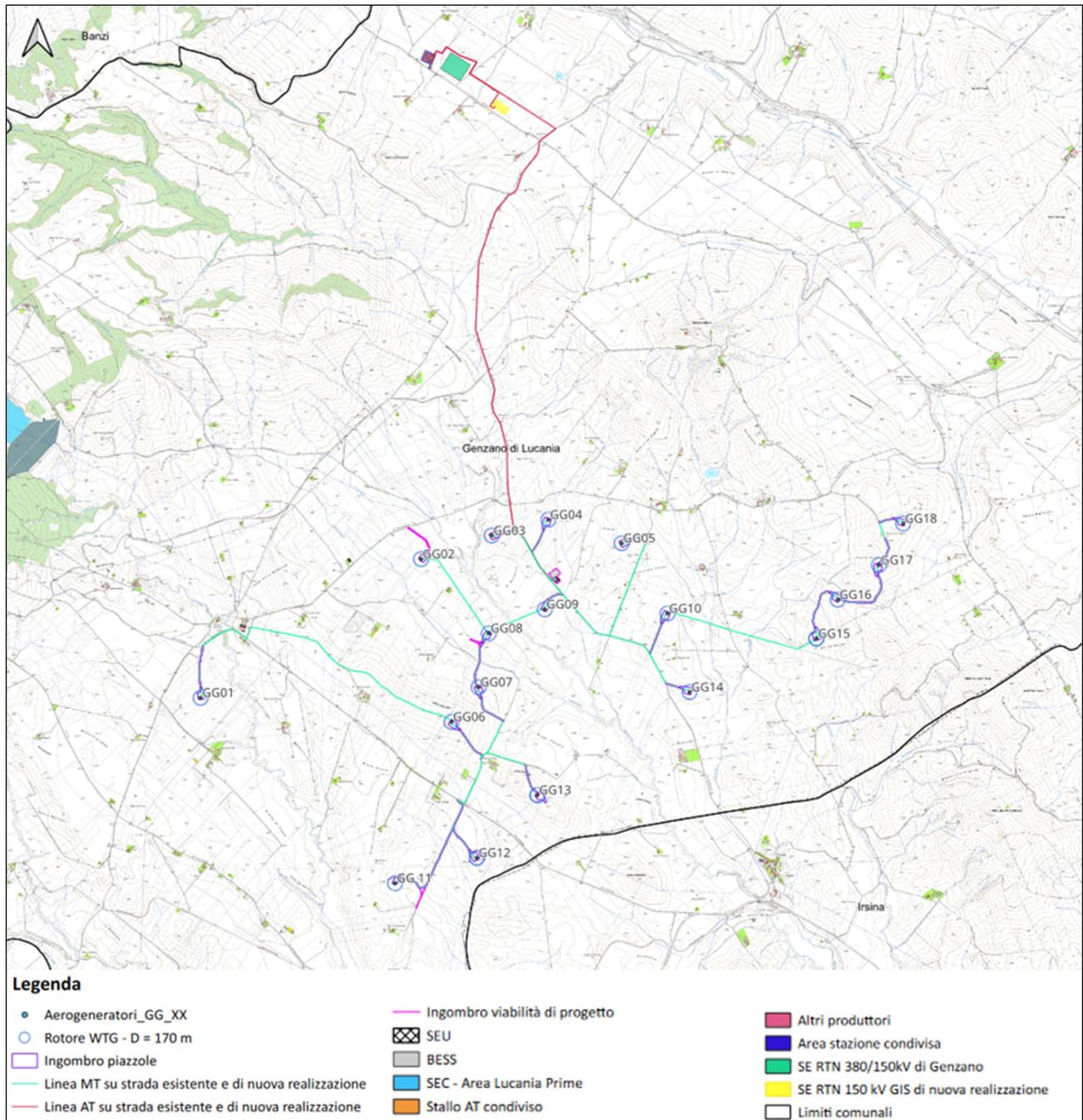


Figura 2.1: Inquadramento territoriale del Parco Eolico Genzano con i limiti amministrativi dei comuni interessati

Un sistema di linee elettriche interrato 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.

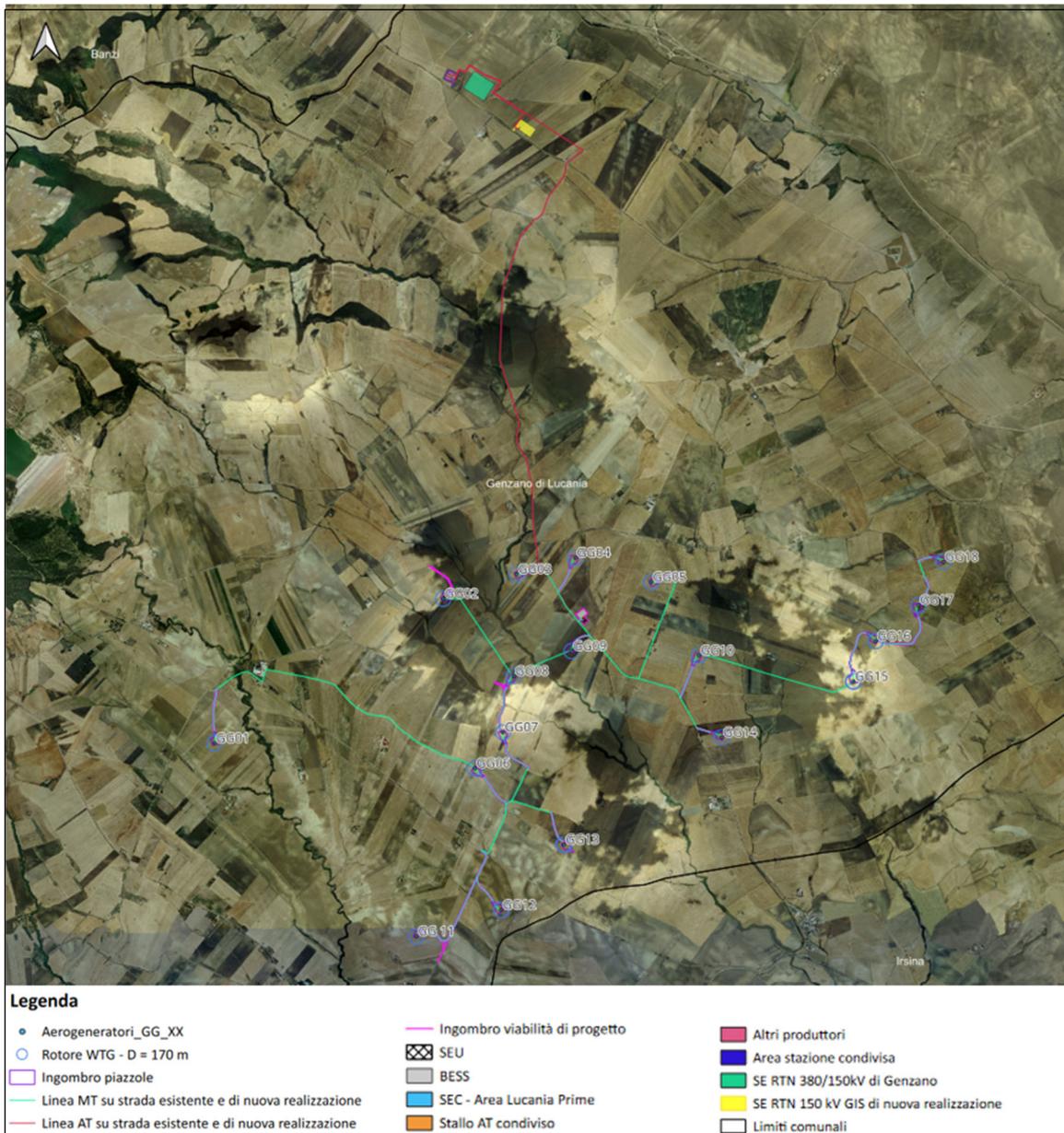


Figura 2.2: Layout d'impianto su ortofoto

L'area di progetto si raggiunge partendo dal Porto di Taranto (**Figura 2.3**), attraversando poi la SS655, SS07, SP79 e un sistema di viabilità esistente, opportunamente adeguato e migliorato per consentire il transito dei mezzi eccezionali, da utilizzare per consegnare in sito i componenti degli aerogeneratori e da cui si dirameranno nuovi tratti di viabilità necessari per la costruzione e la manutenzione dell'impianto eolico.



Figura 2.3: Layout di impianto con viabilità di accesso su immagine satellitar

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.

3. CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'AEROGENERATORE

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

In linea generale il rotore è attivato dal vento e l'energia cinetica è trasferita dal rotore a un moltiplicatore di giri, all'interno della navicella, che trasforma la rotazione lenta delle pale in una a velocità superiore tale da far funzionare il generatore elettrico che, a sua volta, trasforma l'energia meccanica in energia elettrica (in taluni casi non è presente il moltiplicatore di giri e la funzione di questo componente è svolta elettricamente).

La navicella è ancorata al sistema di imbardata necessario a mantenere un allineamento tra l'asse del

rotore e la direzione del vento al fine di assicurare il massimo rendimento, mentre il sistema di controllo consente il monitoraggio continuo dei parametri di funzionamento dell'aerogeneratore e aziona eventualmente il dispositivo di sicurezza necessario all'arresto in caso di malfunzionamento o nel caso di eccessiva velocità del vento.

Il sistema frenante è costituito da un sistema di arresto aerodinamico, necessario al controllo della potenza nel caso di elevata velocità del vento, e da un sistema di arresto meccanico utilizzato come freno di stazionamento.

La torre, di forma tubolare, è ancorata al terreno mediante fondamenta che sono interrate e costruite con cemento armato in modo da permettere all'aerogeneratore di resistere alle oscillazioni e vibrazioni dovute alla pressione del vento.

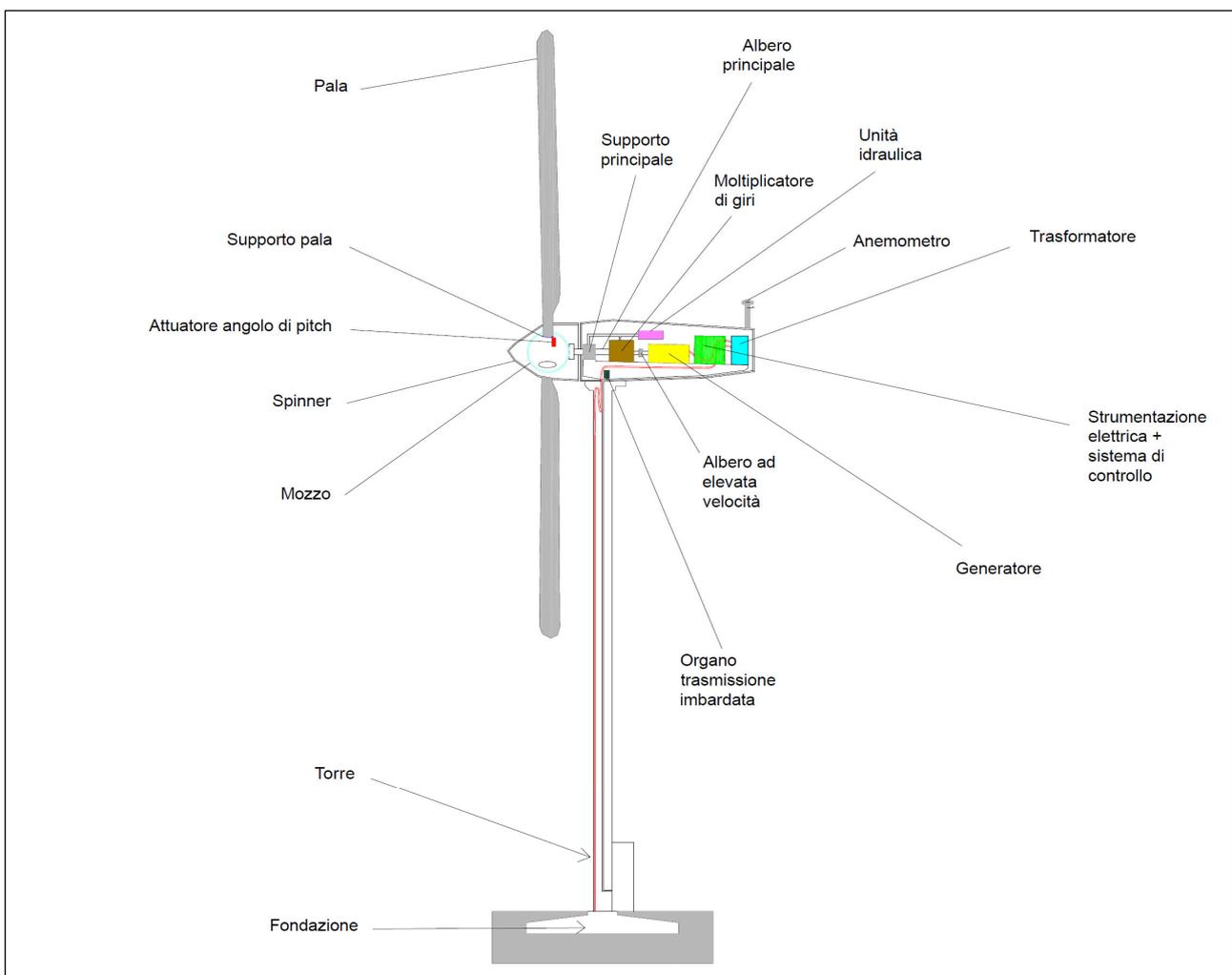


Figura 3.1: Componenti principali dell'aerogeneratore (il disegno non è da intendersi in scala)

Il modello dell'aerogeneratore considerato è il Siemens Gamesa SG 170, di potenza nominale pari a 6,2 MW, altezza torre all'hub pari a 135 m e diametro del rotore pari a 170 m.

Il profilo dell'aerogeneratore è riportato nella **Figura 3.2** e le principali caratteristiche descrittive e tecniche delle componenti sono trattate nei paragrafi seguenti.

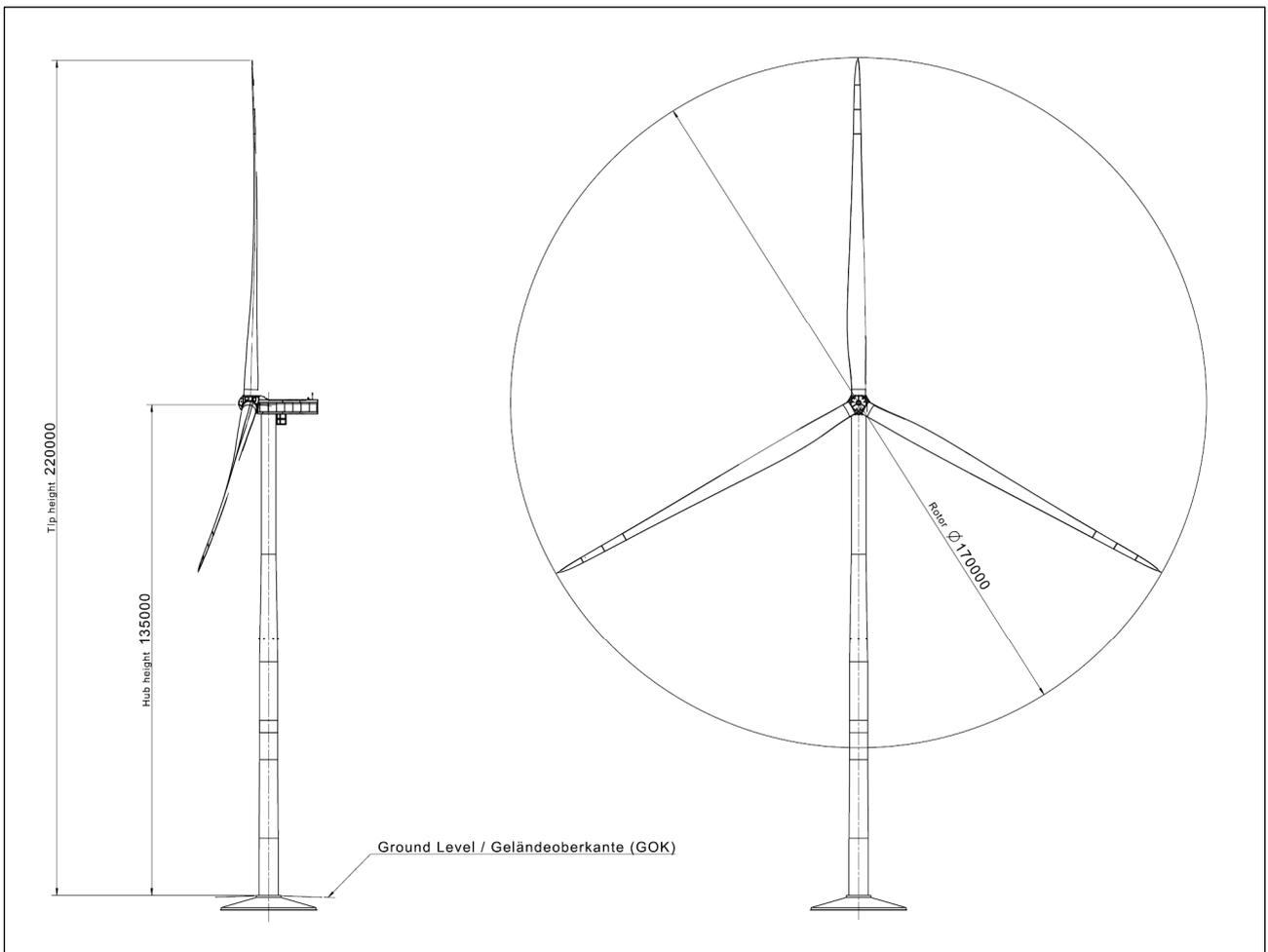


Figura 3.2: Profilo aerogeneratore SG170 – 6,2 MWp – HH= 135 m – D=170 m



Figura 3.3: Aerogeneratore modello SG170 da 6,2 MW

3.1. Caratteristiche meccaniche dei componenti

3.1.1. Rotore

L'aerogeneratore è dotato di un rotore, costituito da 3 pale e un mozzo (hub).

Le pale sono controllate da un sistema di controllo del passo grazie al quale sono continuamente posizionate in modo da ottimizzare l'angolo di beccheggio sulla base delle condizioni prevalenti del vento.

Per l'aerogeneratore di progetto il diametro è di 170 m, l'area spazzata di 22698 m², l'inclinazione massima è pari a 6 gradi e l'intervallo operativo di velocità in termini di giri al minuto è 4.9 ÷ 10.6 rpm.

3.1.2. Pale

Le pale sono costituite da 2 gusci aventi profilo alare con una struttura incorporata e sono adibite ad entrare in contatto con il vento e subirne la spinta propulsiva.

La struttura di una pala non è fissa in quanto la sua posizione è regolabile da un sistema alloggiato nel mozzo che ne consente la rotazione mediante la regolazione dell'angolo di pitch (β), ovvero lo scostamento angolare tra il piano di rotazione dell'asse della pala e la corda massima della sezione della stessa, al fine di rendere costante la portanza lungo tutto il braccio.

In linea generale, la portanza dipende proporzionalmente dall'angolo di attacco (α), ovvero l'angolo compreso tra la direzione del flusso d'aria risultante e la corda massima della sezione della pala.

L'angolo di attacco dipende dalla velocità periferica della pala, che aumenta man mano che ci si sposta dal mozzo verso l'estremità della pala stessa.

Pertanto, al diminuire dell'angolo di pitch, aumenta l'angolo di attacco e la portanza è mantenuta costante anche verso l'estremità della pala.

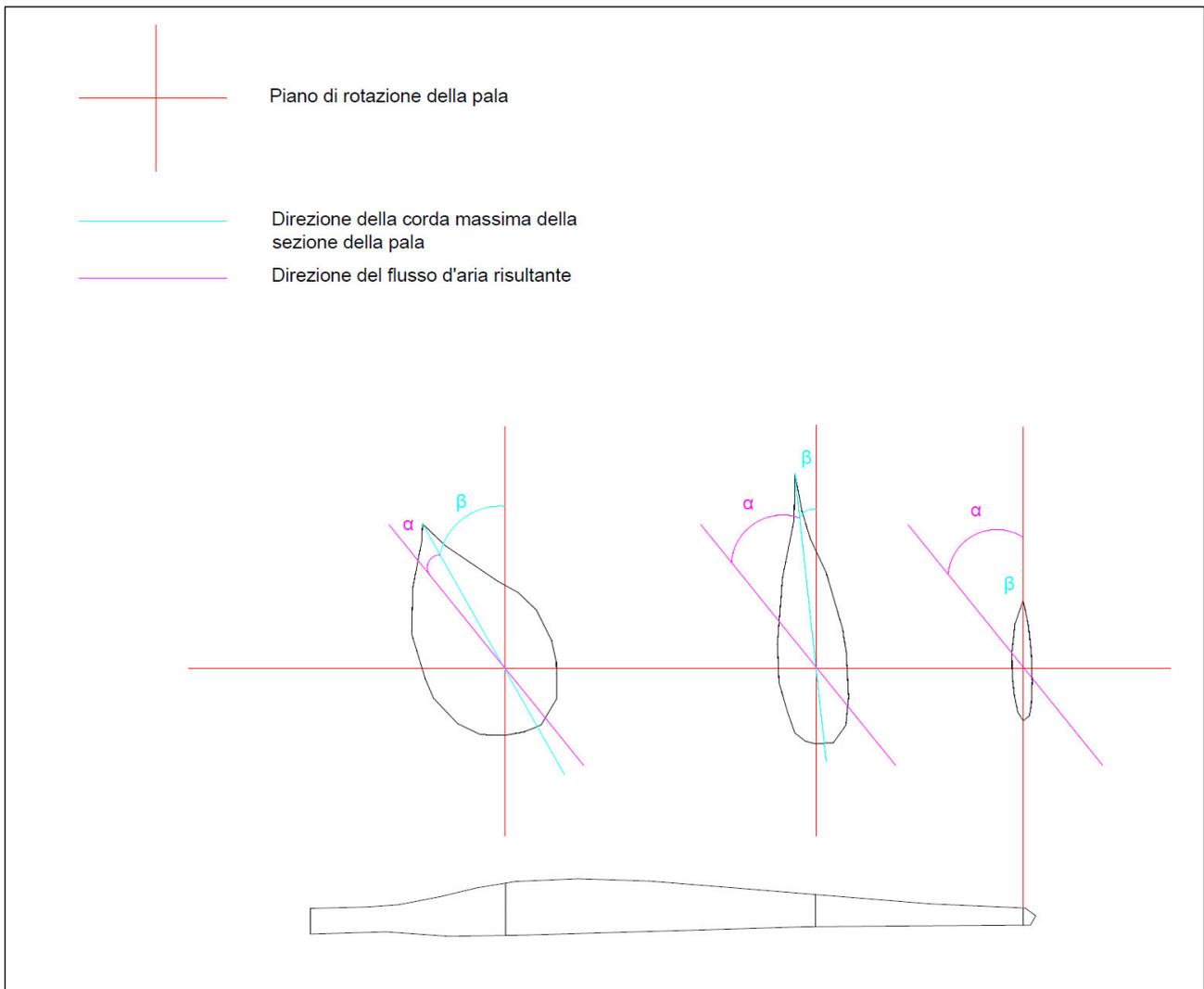


Figura 3.1.2.1: Rappresentazione grafica degli angoli di pitch e di attacco (il disegno non è da intendersi in scala)

Le pale sono realizzate in fibre di vetro G, hanno una lunghezza di 83,3 m e la corda massima ha una lunghezza di 4,5 m.

I cuscinetti delle pale consentono alle stesse di ruotare con angoli di inclinazione variabili.

Ogni pala è collegata ad un sistema idraulico a passo individuale costituito da un cilindro contenuto nel mozzo, da un pistone montato sul cuscinetto della pala e da una unità idraulica, contenuta nella navicella e collegata al cilindro mediante tubi.

3.1.3. Mozzo o hub

Il mozzo, costituito da un guscio di forma sferica in ghisa, supporta le 3 pale, i cuscinetti e il cilindro e trasferisce le forze di reazione all'albero principale in ghisa contenuto nella navicella.

3.1.4. Navicella

La navicella è costituita da una sezione frontale in ghisa, il telaio di base in ghisa e 2 strutture modulari, la navicella principale e uno scomparto laterale realizzati principalmente in lamiera di metallo.

Il telaio di base della navicella trasmette i carichi dal rotore alla torre, mentre ad esso sono imbullonati gli ingranaggi di imbardata trattati nel seguito.

La navicella principale ospita una serie di componenti, tra cui il supporto principale, l'albero principale, il moltiplicatore di giri, l'unità idraulica di raffreddamento, il generatore, i dispositivi di controllo e il trasformatore.

Un sistema di binari assicura eventuali operazioni di assistenza e manutenzione mediante una gru all'intero apparato.

La navicella principale è dotata di una porta posizionata nella base della struttura e necessaria per l'evacuazione di personale e/o trasporto delle varie attrezzature o componenti.

All'interno dello scomparto laterale avviene la produzione di energia elettrica grazie a componenti quali il generatore e il trasformatore.

Il tetto della struttura è dotato di luci a segnalazione aerea che possono essere azionate dall'interno della navicella e dall'esterno della stessa, mentre l'accesso dalla torre alla navicella principale avviene attraverso il telaio di base.

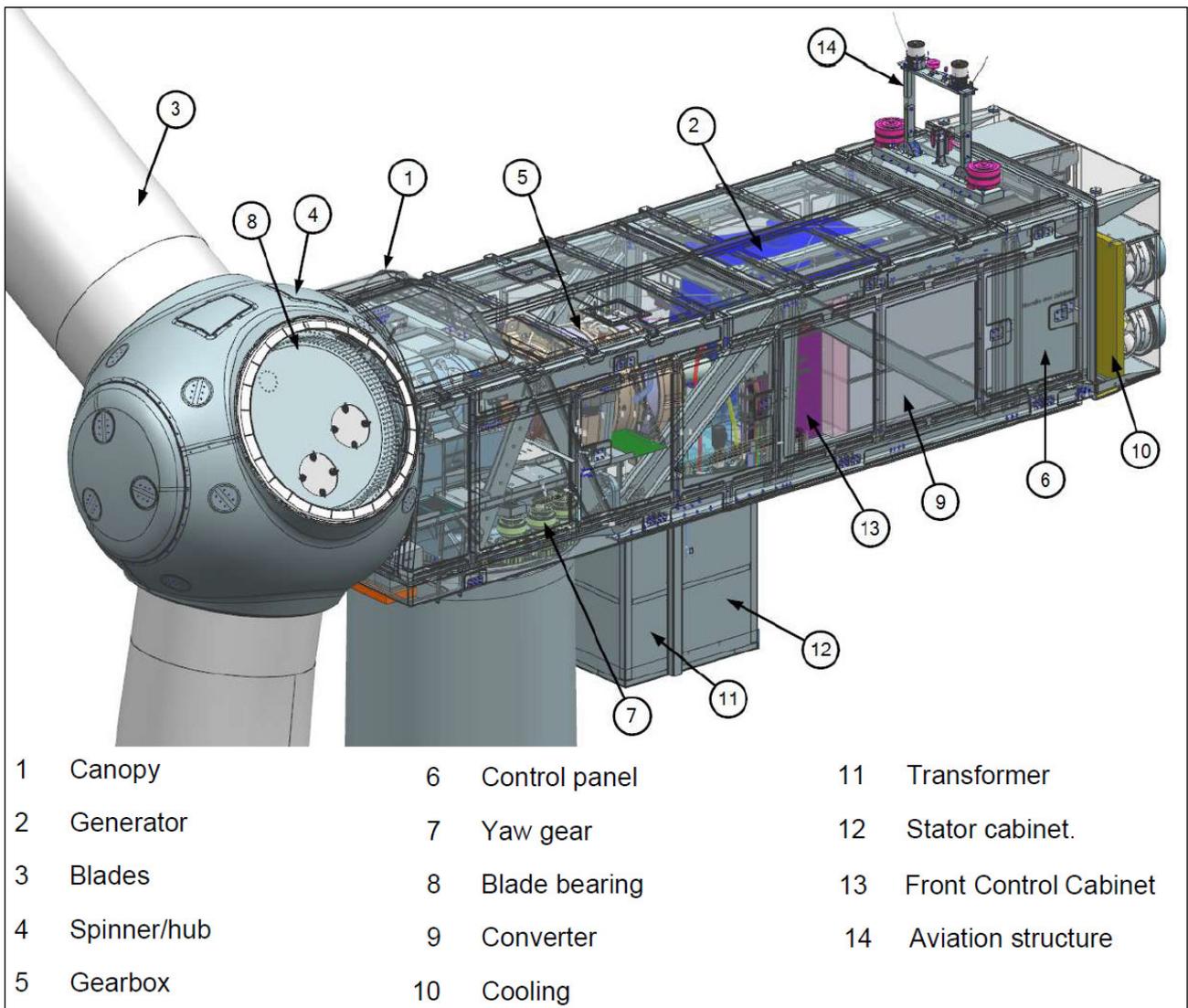


Figura 3.1.4.1: Componenti contenuti nella navicella dell'aerogeneratore

3.1.5. Supporto e albero principale

Il punto di connessione tra il sistema di trasmissione e la navicella è rappresentato dal supporto principale, in ghisa, che è connesso all'albero principale, il principale percorso di trasferimento del carico per il rotore e che è lubrificato grazie alla circolazione di olio.

Per l'aerogeneratore in progetto non è presente il moltiplicatore di giri, necessario per aumentare la velocità del rotore in modo da far funzionare il generatore elettrico, in quanto la funzione di moltiplicazione meccanica è realizzata elettricamente.

3.1.6. Sistema di imbardata

Il sistema di imbardata è necessario per mantenere l'allineamento tra l'asse del rotore e la direzione risultante del vento in modo che il rotore fronteggi sempre il vento.

Esso è realizzato con un sistema basato su cuscinetti lisci a strisciamento, i cui ingranaggi sono a stadi multipli.

3.1.7. Torre

Per l'aerogeneratore di progetto sono disponibili diverse tipologie di torri a seconda dell'altezza al mozzo.

Le torri sono caratterizzate da moduli interni certificati per le relative omologazioni, mentre l'altezza designata al mozzo (nel caso specifico di 135 m) include anche la distanza dal centro del mozzo della flangia superiore della torre.

3.2. Caratteristiche elettriche dei componenti

3.2.1. Generatore

Il generatore ha la funzione di trasformare l'energia meccanica in energia elettrica.

Esso è di tipo sincrono ed è realizzato con magneti permanenti trifase ed è collegato alla rete attraverso un convertitore.

L'alloggiamento del generatore consente la circolazione di aria di raffreddamento all'interno dello statore e del rotore, mentre il calore generato dalle perdite viene rimosso grazie all'ausilio di uno scambiatore di calore aria-acqua.

La potenza nominale dipende dalla variante dell'aerogeneratore e può arrivare fino a 6350 kW, la velocità nominale è di 1120 rpm a 50 Hz e 1344 rpm a 60 Hz.

3.2.2. Convertitore

Il convertitore è costituito da un sistema di conversione su vasta scala che controlla il generatore e la potenza immessa in rete.

La funzione principale riguarda la conversione di potenza a frequenza variabile in uscita dal generatore alla potenza a frequenza fissa con potenza attiva e reattiva adatta alla rete.

Il convertitore alloggia all'interno della navicella.

3.2.3. Trasformatore

Il livello di tensione in uscita dal generatore è incrementato dal trasformatore al fine di ridurre le perdite di trasmissione.

Tale componente è trifase a 2 avvolgimenti, è immerso in un liquido naturale biodegradabile classe K ed è dotato di un circuito esterno di raffreddamento ad acqua.

Il trasformatore si trova nella parte sottostante della navicella, ha una impedenza compresa tra 8.5 % e 10.5%, una tensione secondaria di 690 V (Dyn 11 o Dyn 1) ed è progettato secondo lo standard IEC 60076 e ECO Design Directive.

3.3. Impianto di condizionamento termico

L'impianto di condizionamento termico è costituito da un sistema di raffreddamento a liquido, un sistema di raffreddamento a flusso libero, un sistema di raffreddamento ad aria all'interno della navicella principale e dello scomparto laterale e un sistema di raffreddamento ad aria del convertitore con funzione di filtraggio.

Il sistema di raffreddamento a liquido rimuove le perdite di calore dal generatore, dall'impianto idraulico, dal convertitore e dal trasformatore.

Al suo interno il gruppo delle pompe comprendono una serie di valvole in grado di assicurare un flusso utile ai vari componenti.

Inoltre, all'interno di tale sistema è contenuto un apparato elettrico di controllo della temperatura del liquido e un apparato necessario al filtraggio di particelle di liquido di raffreddamento.

Il sistema di raffreddamento a flusso libero è situato in cima all'estremità posteriore della navicella principale e funge da base per i sensori del vento, del rilevamento del ghiaccio, delle precipitazioni e delle luci esterne.

Il sistema di raffreddamento ad aria è un apparato di ventilazione avente lo scopo di dissipare l'aria calda generata dalle apparecchiature meccaniche ed elettriche immettendo aria ambiente nella navicella principale.

Il sistema di raffreddamento ad aria del convertitore è costituito da uno scambiatore di calore aria-aria al quale il flusso di aria dall'ambiente è fornito da un filtro per poi essere indirizzato verso i punti ritenuti critici.

3.4. Sistema ausiliari

Il sistema ausiliari è alimentato grazie ad un trasformatore separato contenuto nella navicella principale, la cui alimentazione (lato primario) è fornita dall'armadio del convertitore.

Tale sistema assicura l'alimentazione dei vari componenti quali motori, pompe, ventilatori, riscaldatori e del sistema di controllo.

L'alimentazione a 400 V è trasferita all'unità di controllo della torre per poi essere distribuita ai vari servizi quali l'ascensore di servizio, il sistema delle luci necessarie alle operazioni di manutenzione, il sistema di ventilazione.

3.5. Sensori del vento

L'aerogeneratore di progetto è dotato di un sensore del vento a ultrasuoni e di un sensore del vento meccanico. I sensori sono dotati di riscaldatori incorporati per ridurre al minimo le interferenze dovute al ghiaccio e alle neviccate.

Il software della turbina rileva automaticamente un eventuale guasto e fornisce informazioni quando un sensore del vento è usurato e necessita di essere sostituito.

In tal caso l'aerogeneratore continua a funzionare utilizzando l'altro sensore senza alcuna perdita di produzione fino alla sostituzione.

3.6. Sistema di controllo

L'aerogeneratore è dotato di un sistema di controllo e monitoraggio composto dal controller principale, dai nodi di controllo distribuiti, dai nodi Input/Output (IO) distribuiti, dallo switch ethernet e da altre apparecchiature di rete.

Il controller principale è contenuto nella parte inferiore della torre della turbina e gestisce gli algoritmi di controllo dell'intero sistema e tutte le comunicazioni IO.

3.7. Sistema frenante

Il sistema frenante è costituito da un freno principale aerodinamico, localizzato nella testa dell'aerogeneratore e che provoca il rallentamento delle pale in condizioni di vento forte grazie a un accumulatore idraulico che fornisce energia per il beccheggio della lama.

Un secondo freno a disco meccanico è integrato nel generatore elettrico, è ad azionamento idraulico, è utilizzato come freno di stazionamento e può essere attivato grazie ai pulsanti di arresto in condizioni di emergenza.

3.8. Sistema di rilevamento fumi

L'aerogeneratore è dotato di un sistema costituiti da sensori di rilevamento del fumo allocati nella

navicella principale, nello scomparto laterale, nel vano trasformatore, nei quadri elettrici e nella base della torre.

Nel caso di rilevamento di fumo, il sistema è in grado di garantire immediatamente l'apertura del quadro di Alta Tensione.

3.9. Sistema di protezione dai fulmini

Ogni aerogeneratore di progetto è dotato di un sistema in grado di proteggerlo dai danni fisici provocati dai fulmini.

Esso è costituito da un sottosistema di captazione dell'aria, un sottosistema di conduzione della corrente dovuta ai fulmini verso il basso, un sottosistema di protezione da sovratensione e da sovracorrente, una schermatura dai campi elettrici e magnetici e un impianto di messa a terra.

3.10. Rete di terra aerogeneratore

Ciascun aerogeneratore è dotato di un sistema di terra costituito da anelli dispersori concentrici collegati tra loro radialmente e collegati all'armatura del plinto di fondazione in vari punti.

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

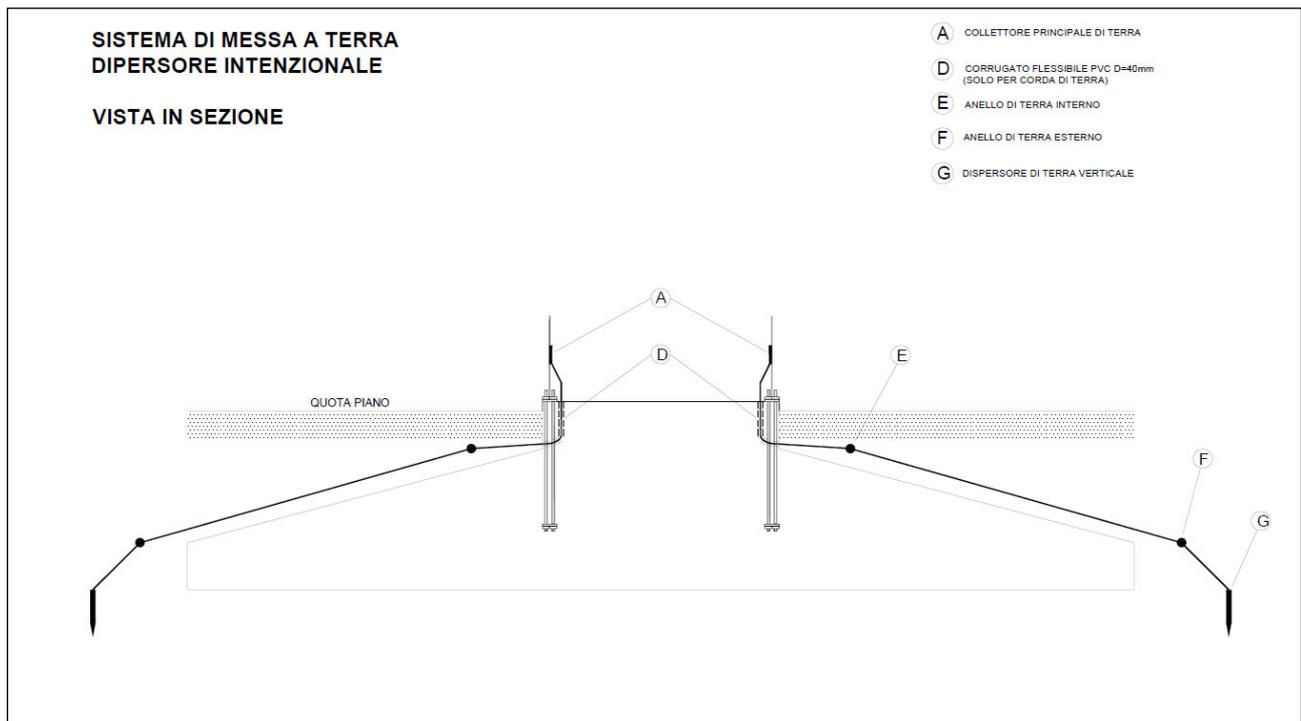


Figura 3.10.1: Tipico sezione del sistema di messa a terra dell'aerogeneratore

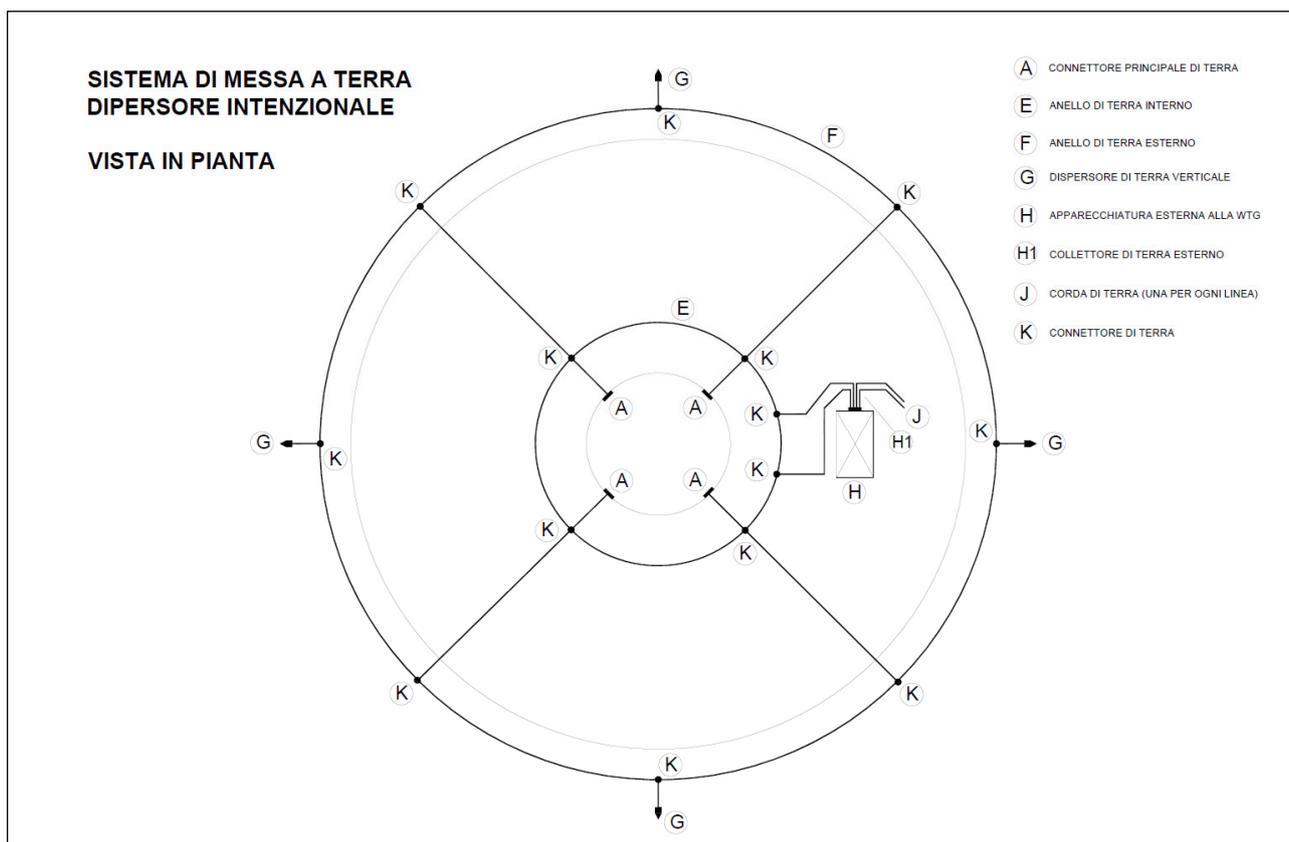


Figura 3.10.2: Tipico in pianta del sistema di messa a terra dell'aerogeneratore

3.11. Accesso all'aerogeneratore

L'accesso alla turbina dall'esterno avviene attraverso una porta, dotata di una serratura, posta all'ingresso della piattaforma a circa 3 metri dal livello del suolo.

L'accesso alla sommità della torre avviene tramite una scala con sistema di arresto caduta o ascensore di servizio.

In particolare, sono previsti due distinti percorsi di accesso alla navicella principale tramite una scala, così come lo scomparto laterale ha due aperture di accesso, una nella parte anteriore e una nella parte posteriore, e l'accesso alla cabina di trasformazione è controllata da dispositivi di interblocco.

L'accesso al rotore è limitato con protezione fissa o mobile e controllata da dispositivi di interblocco.

3.12. Colori delle parti di aerogeneratore

Le pale, la navicella e la parte esterna della torre sono di colore bianco (RAL 9018), mentre la parte interna della torre è realizzata in colore grigio chiaro (RAL 7035).

3.13. Condizioni di impiego

Le condizioni meteo del sito in cui è prevista l'installazione delle turbine sono prese in considerazione, durante la fase di progettazione, al fine di valutare le relative prestazioni.

I vari componenti dell'aerogeneratore, i liquidi e gli oli adoperati sono in grado di resistere nell'intervallo di temperature che varia tra -30° e $+50^{\circ}$ (valore calcolato all'altezza del mozzo), mentre

l'aerogeneratore è progettato per funzionare tra -25° e $+45^{\circ}$.

A temperature all'interno della navicella superiori a $+50^{\circ}$ l'aerogeneratore si porta automaticamente in posizione di riposo.

4. FONDAZIONI AEROGENERATORI

L'aerogeneratore scarica gli sforzi su una struttura di fondazione in cemento armato del tipo diretto e indiretto su pali.

La fondazione è calcolata preliminarmente in modo tale da poter sopportare il carico della macchina, il momento prodotto sia dal carico concentrato, posto in testa alla torre, che dall'azione cinetica delle pale in movimento e le sollecitazioni sismiche in funzione del sito geologico di installazione degli aerogeneratori.

Le verifiche di stabilità del terreno e delle strutture di fondazione sono eseguite con i metodi ed i procedimenti della geotecnica, tenendo conto delle massime sollecitazioni sul terreno che la struttura trasmette.

Le strutture di fondazione sono dimensionate in conformità alla normativa tecnica vigente.

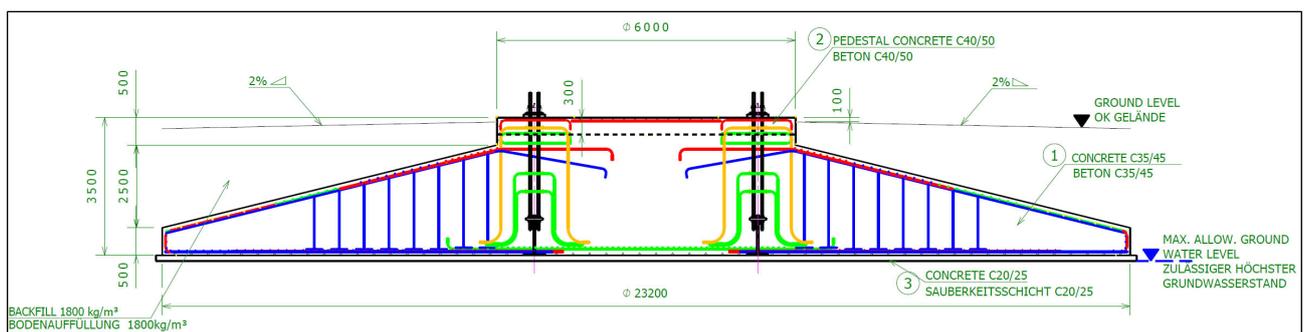


Figura 4.1: Fondazioni tipo per l'installazione degli aerogeneratori

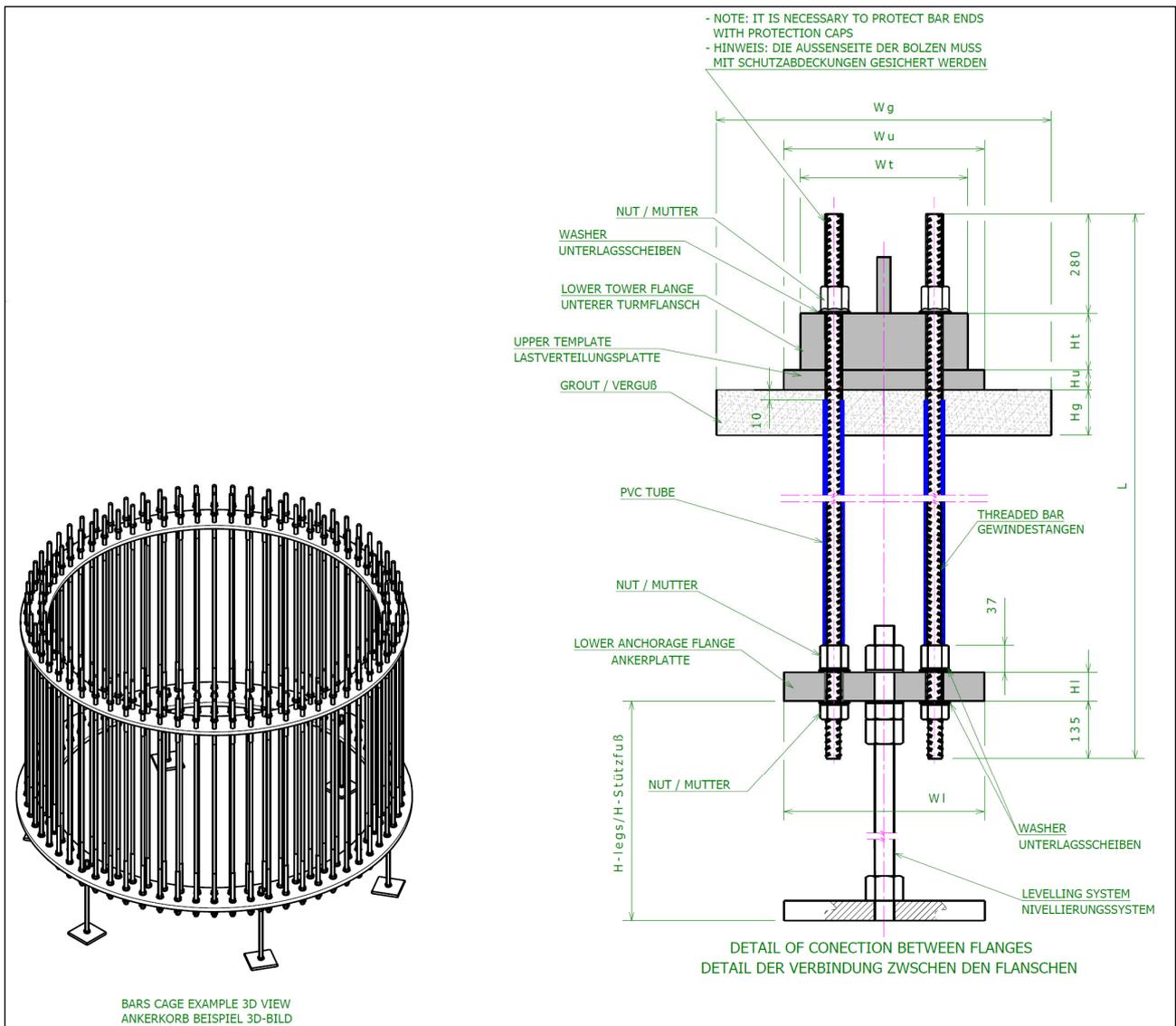


Figura 4.2: Tipico della gabbia di ancoraggio dell'aerogeneratore e relativo dettaglio

5. VIABILITA' E PIAZZOLE

La viabilità e le piazzole del parco eolico sono elementi progettati considerando la fase di costruzione e la fase di esercizio dell'impianto eolico.

In merito alla viabilità, ove possibile, si utilizza il sistema viario esistente adeguandolo al passaggio dei mezzi eccezionali. Tale indirizzo progettuale consente di minimizzare l'impatto sul territorio e di ripristinare tratti di viabilità comunale e interpoderali che si trovano in stato di dissesto migliorando l'accessibilità dei luoghi anche alla popolazione locale.

Nei casi in cui tale approccio non è applicabile sono progettati tratti di nuova viabilità seguendo il profilo naturale del terreno senza interferire con il reticolo idrografico presente in sito.

Nella **Figura 5.1** è riportata una sezione stradale tipo di riferimento per i tratti di viabilità da adeguare e quelli di nuova realizzazione.

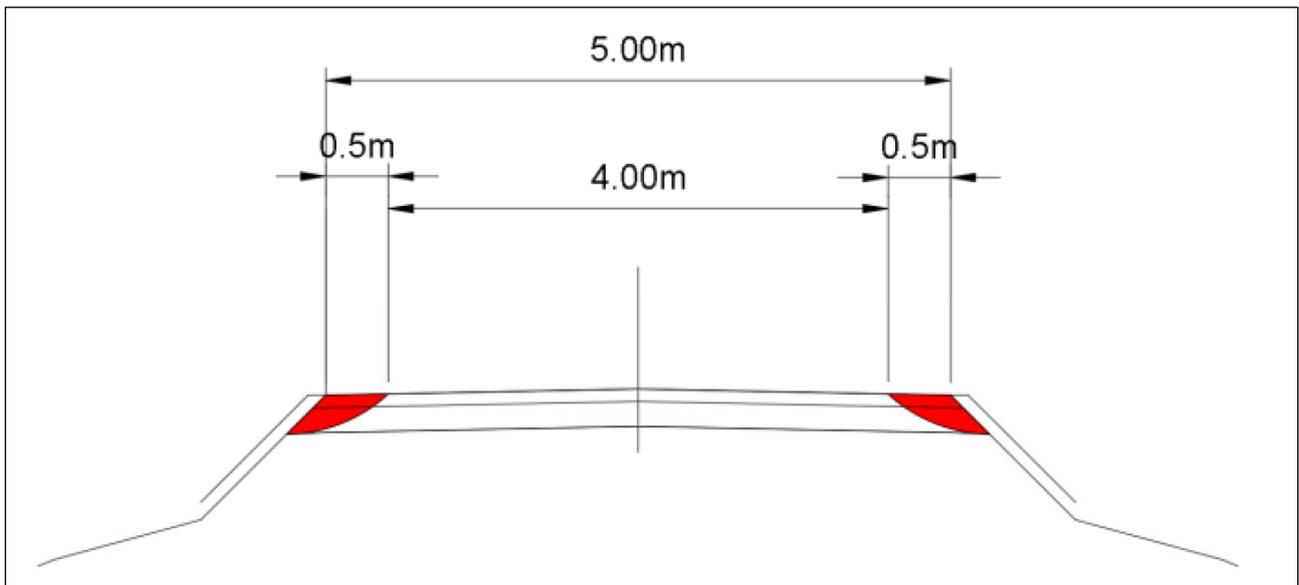


Figura 5.1: Sezioni tipo strada di accesso al parco eolico per trasporto componenti

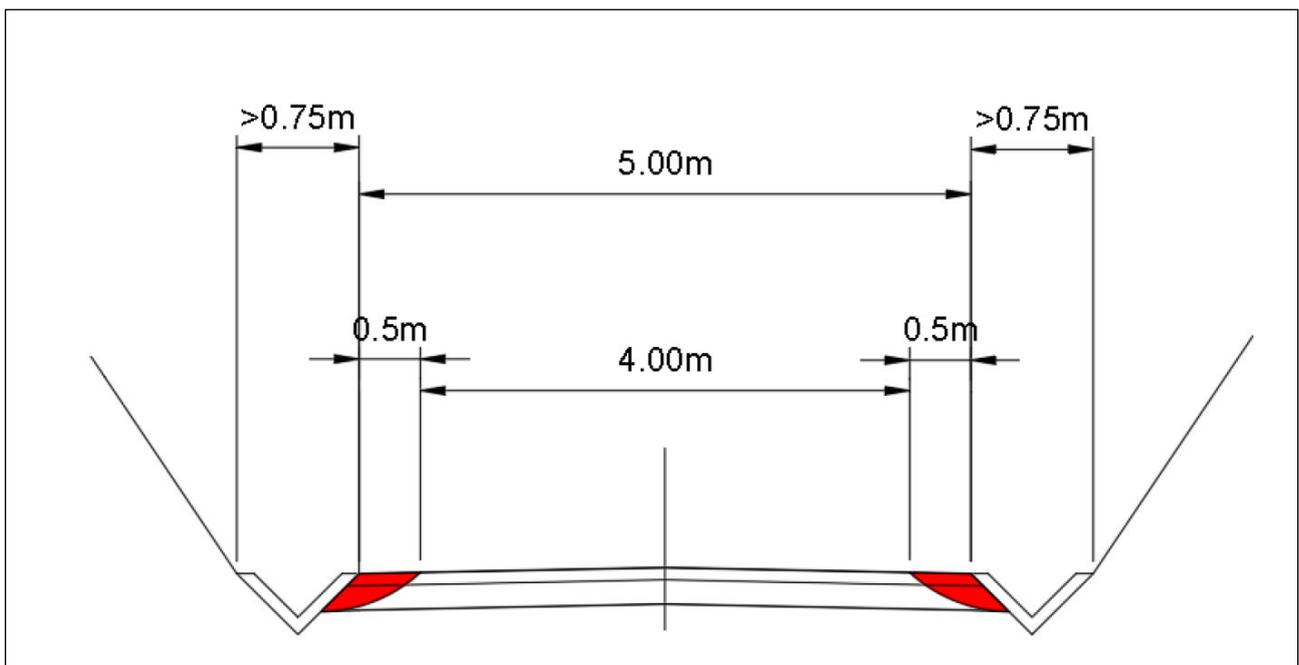


Figura 5.2: Sezioni tipo strada interna al parco eolico per movimento gru

La progettazione delle piazzole da realizzare per l'installazione di ogni aerogeneratore prevede due configurazioni, la prima necessaria all'installazione dell'aerogeneratore e la seconda, a seguito di opere di ripristino parziale, per la fase di esercizio e manutenzione dell'impianto (**Figura 5.3**).

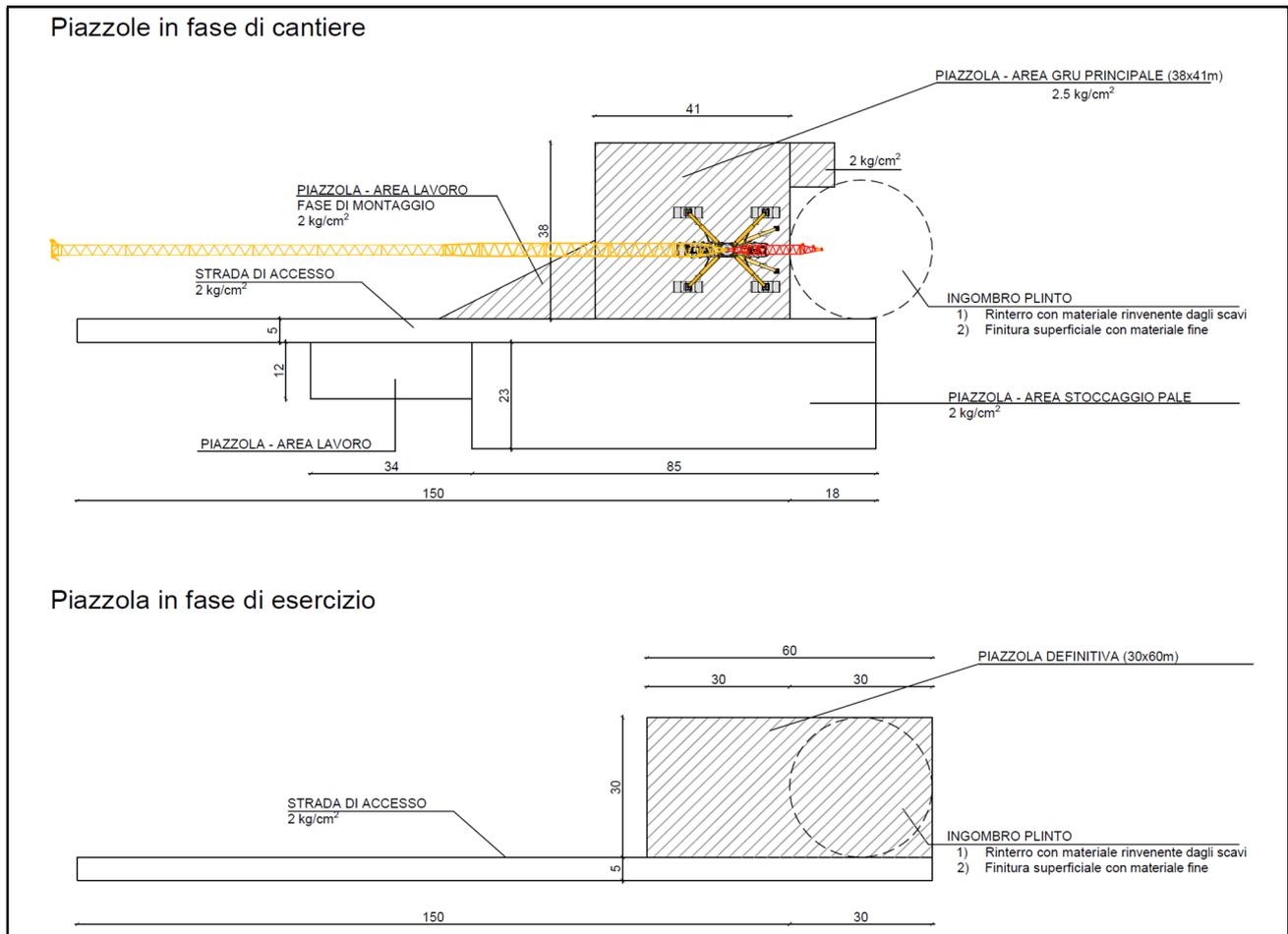


Figura 5.3: Planimetria piazzola tipo per la fase di installazione e fase di esercizio e manutenzione

6. QUADRI ELETTRICI IN MEDIA TENSIONE DEGLI AERONENERATORI

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

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

- Fine Linea

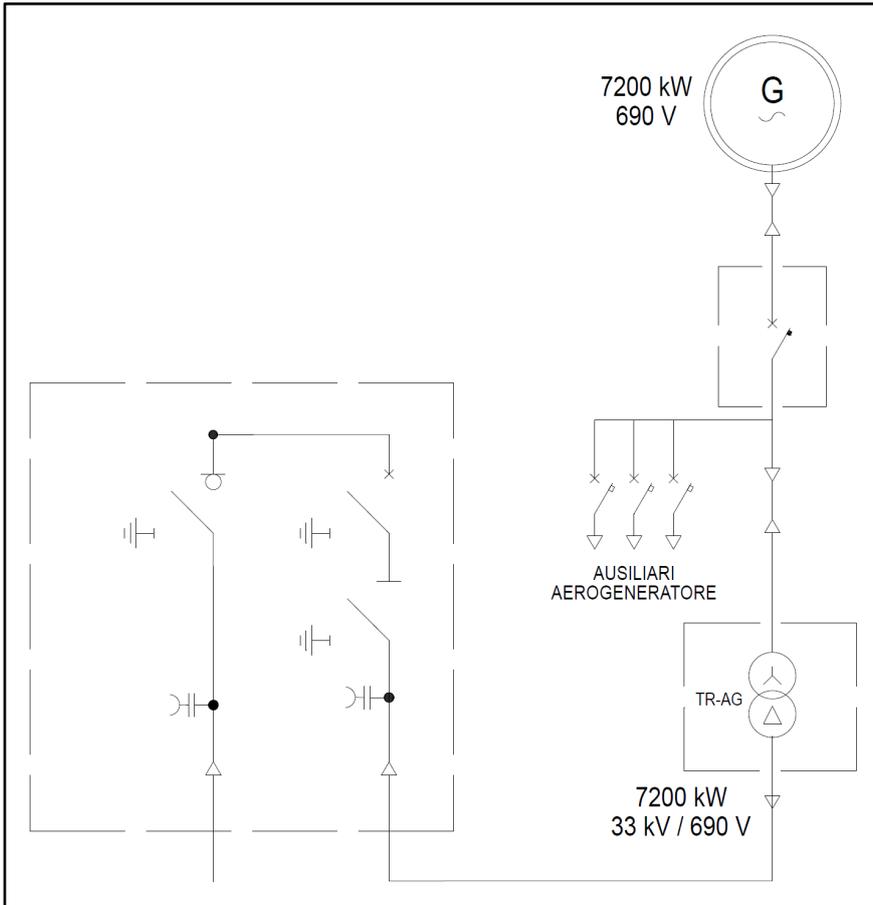


Figura 6.1: Configurazione di fine linea

- Entra – Esci

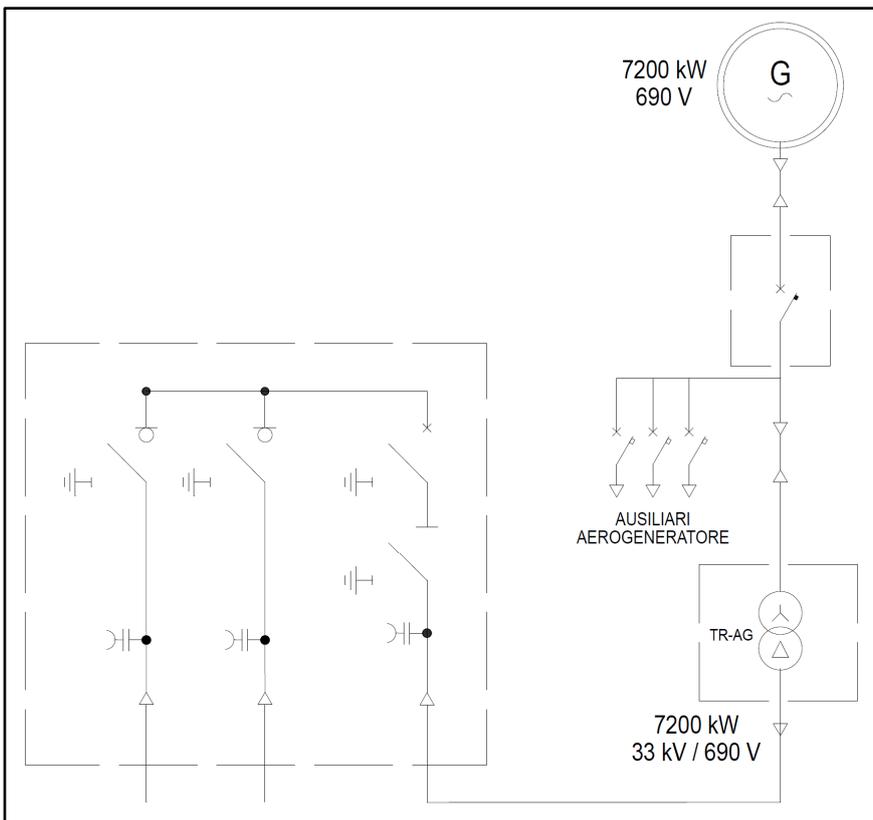


Figura 6.2: Configurazione di Entra – Esci

▪ Smistamento

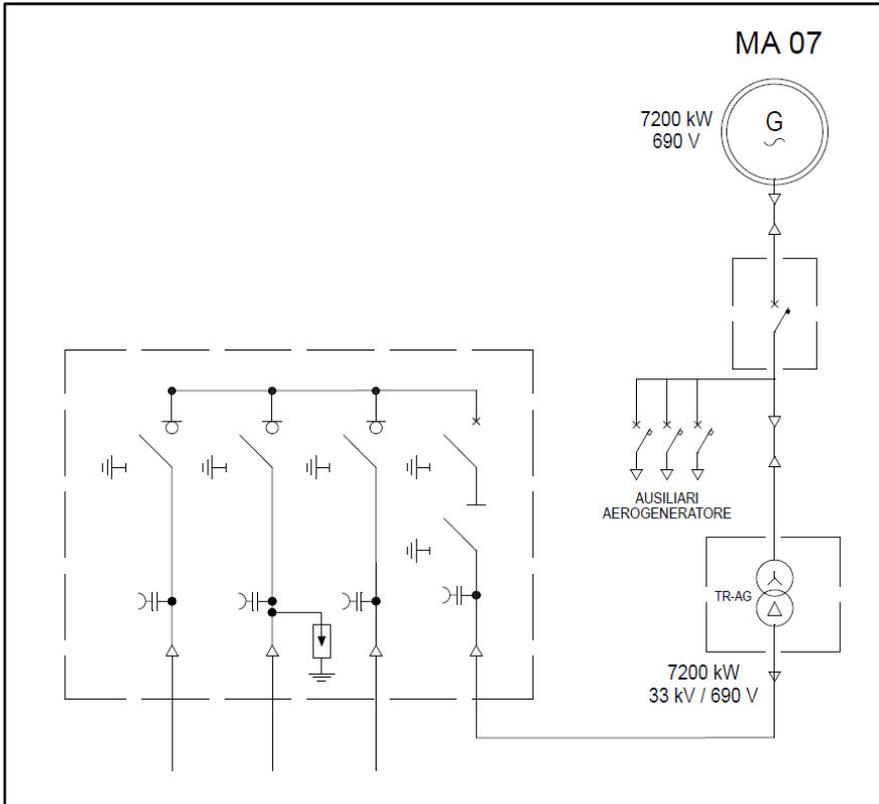


Figura 6.3: Configurazione di smistamento

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 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	Aerogeneratore	Configurazione Quadro Elettrico aerogeneratore
CIRCUITO F	GG 18	Fine Linea
	GG 17	Entra – Esci
	GG 16	Entra – Esci

Tabella 6.1: Suddivisione in circuiti degli aerogeneratori e tipologia di Quadro Elettrico

7. SISTEMA DI DISTRIBUZIONE DELLE LINEE IN MEDIA TENSIONE

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 7.1**.

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 7.1: 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 7.2: 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 7.1** (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).

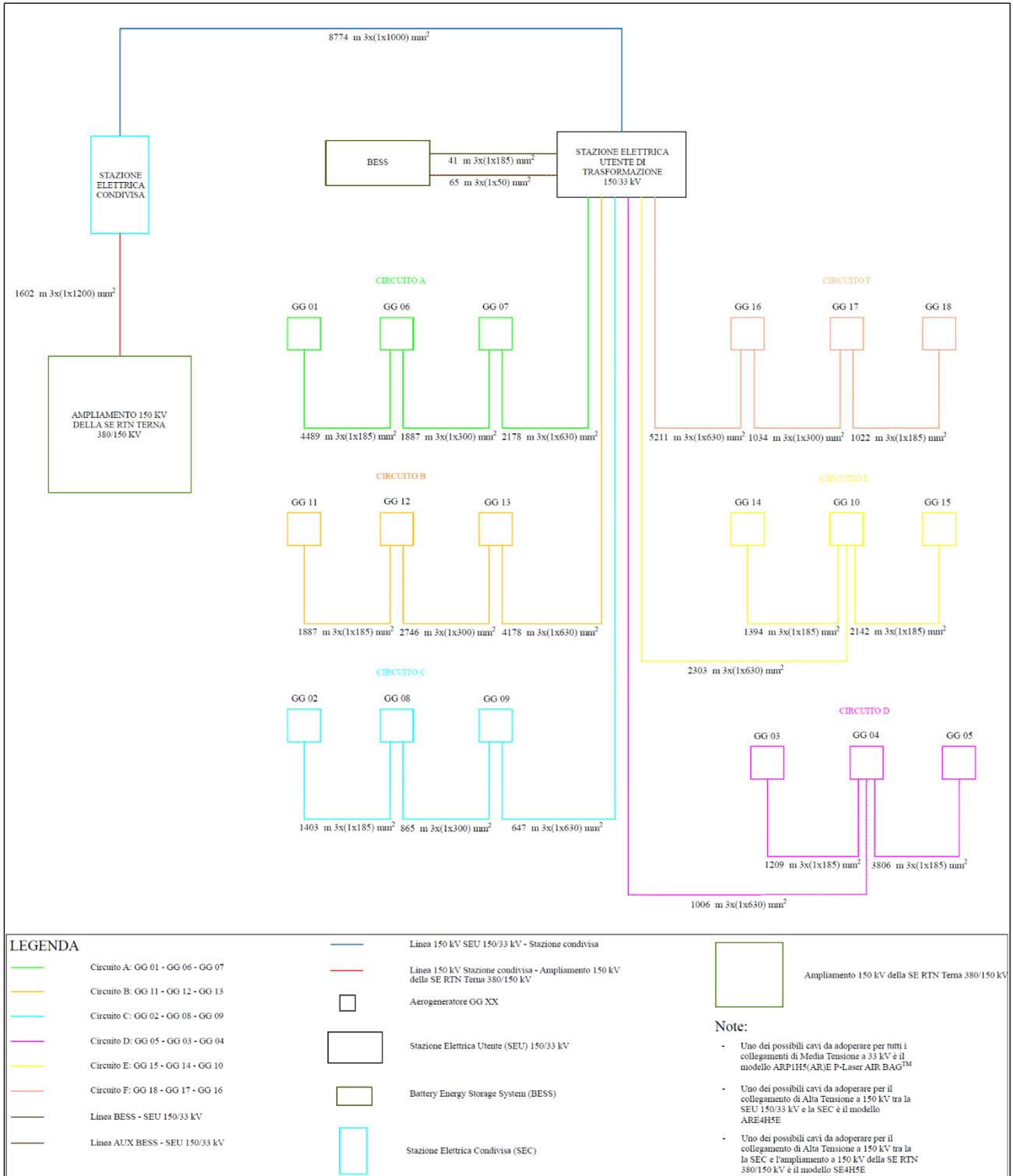


Figura 7.1: Schema a blocchi del Parco Eolico Genzano

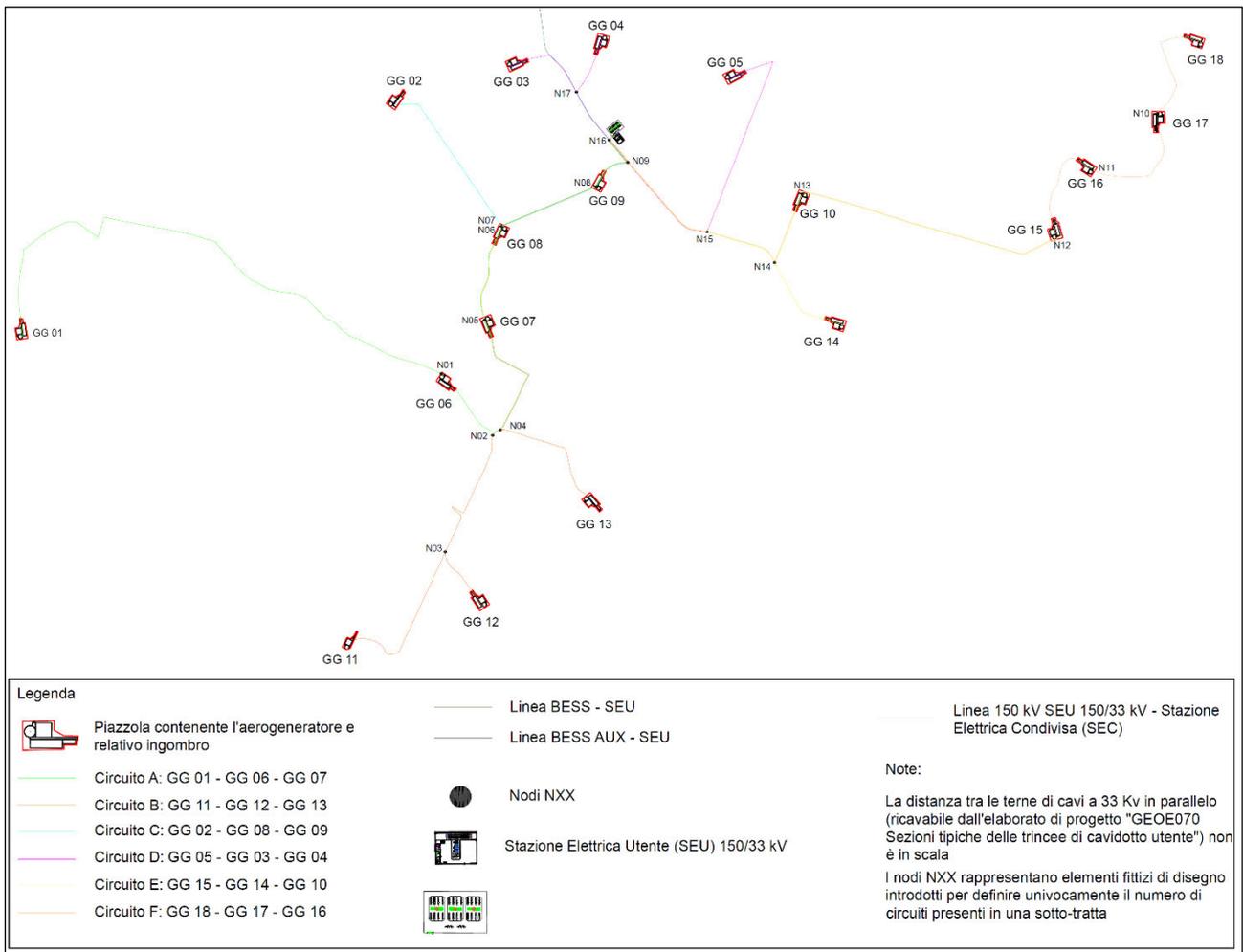


Figura 7.3: Dettaglio 1 - planimetria di distribuzione linee di collegamento a 33 kV

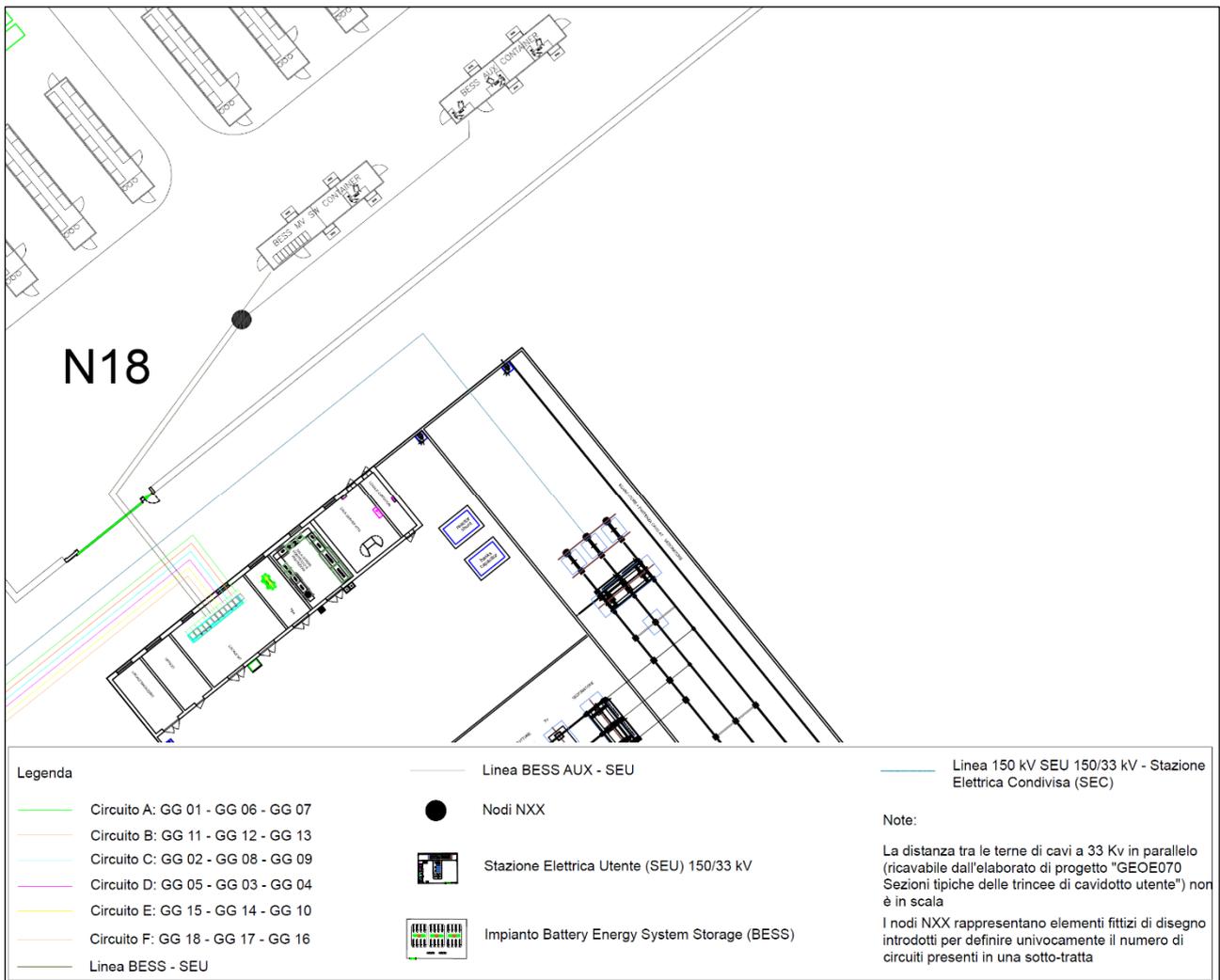


Figura 7.4: Dettaglio 2 - arrivo linee a 33 kV ai quadri di Media Tensione della SEU 150/33 kV e partenza linea a 150 kV verso la SEC

Le lunghezze e sezioni dei cavi per ogni linea a 33 kV di collegamento che costituisce una tratta del circuito sono indicate nella **Tabella 7.3**.

PARCO EOLICO MONTI ALA' DEI SARDI					
CIRCUITO A	Lunghezza tratta [m]	Sezione cavo [mm ²]	Tipologia cavo	Modello cavo	Costruttore
MA 01 - MA 08	7628	185	AL 3x(1x185)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
MA 08 - SEU 150/33 kV	10696	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
MA 03 - MA 02	1340	185	AL 3x(1x185)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
MA 02 - SEU 150/33 kV	14087	630	AL 3x(1x630)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
CIRCUITO C	Lunghezza tratta [m]	Sezione cavo [mm ²]	Tipologia cavo	Modello cavo	Costruttore
MA 09 - MA 04	1547	185	AL 3x(1x185)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
MA 04 - SEU 150/33 kV	9650	630	AL 3x(1x630)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
CIRCUITO D	Lunghezza tratta [m]	Sezione cavo [mm ²]	Tipologia cavo	Modello cavo	Costruttore
MA 05 - MA 12	1941	185	AL 3x(1x185)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
MA 12 - MA 10	1105	300	AL 3x(1x300)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
MA 10 - SEU 150/33 kV	7938	630	AL 3x(1x630)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
CIRCUITO E	Lunghezza tratta [m]	Sezione cavo [mm ²]	Tipologia cavo	Modello cavo	Costruttore
MA 11 - MA 07	11435	185	AL 3x(1x185)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
MA 06 - MA 07	1472	185	AL 3x(1x185)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian
MA 07 - SEU 150/33 kV	425	630	AL 3x(1x630)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™	Prysmian

Tabella 7.3: Lunghezze e sezioni linee a 33 kV relativamente ai 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™	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™	Prysmian

Tabella 7.4: 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 7.1** e le **Figure 7.2 ÷ 7.4**, nella tabella seguente è riportata la suddivisione in sotto-tratte di cavidotto per i circuiti.

TRATTA					CIRCUITO A		CIRCUITO B		CIRCUITO C		CIRCUITO D		CIRCUITO E		CIRCUITO F	
DA	A	LUNGHEZZA [m]	LARGHEZZA SC.AVO [m]	PROFONDITA' SC.AVO [m]	N. TERNE	FORMAZIONE CAVO	N. TERNE	FORMAZIONE CAVO	N. TERNE	FORMAZIONE CAVO	N. TERNE	FORMAZIONE CAVO	N. TERNE	FORMAZIONE CAVO	N. TERNE	FORMAZIONE CAVO
GG 01	N01	4434	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	1144	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(1x300) + 3x(1x630)
N11	N12	843	0,47	1,1											1	3x(1x630)
GG 15	N12	39	0,47	1,1												
N12	N13	2064	0,79	1,1												
GG 14	N14	788	0,47	1,1											1	3x(1x185)
GG 10	N13	39	1,11	1,1											3	2x3x(1x185) + 3x(1x630)
N13	N14	567	1,11	1,1											2	3x(1x185) + 3x(1x630)
N14	N15	508	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(1x630)
N09	N16	226	2,07	1,1	1	3x(1x630)	1	3x(1x630)	1	3x(1x630)	1	3x(1x185)	1	3x(1x630)	1	3x(1x630)
GG 03	N17	702	0,47	1,1												
GG 04	N17	507	1,11	1,1											3	2x3x(1x185) + 3x(1x630)
N17	N16	442	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)	1	3x(1x630)

Tabella 7.5: Lunghezze, sezioni delle singole sotto-tratte delle linee a 33 kV per ognuno dei circuiti, larghezza e profondità di scavo

TRATTA					LINEA BESS		LINEA BESS AUX	
DA	A	LUNGHEZZA [m]	LARGHEZZA [m]	PROFONDITA' SC.AVO [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 7.6: Suddivisione in sotto-tratte delle linee elettriche di collegamento BESS – SEU 150/33 kV

8. CAVI ELETTRICI INTERRATI IN MEDIA TENSIONE

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

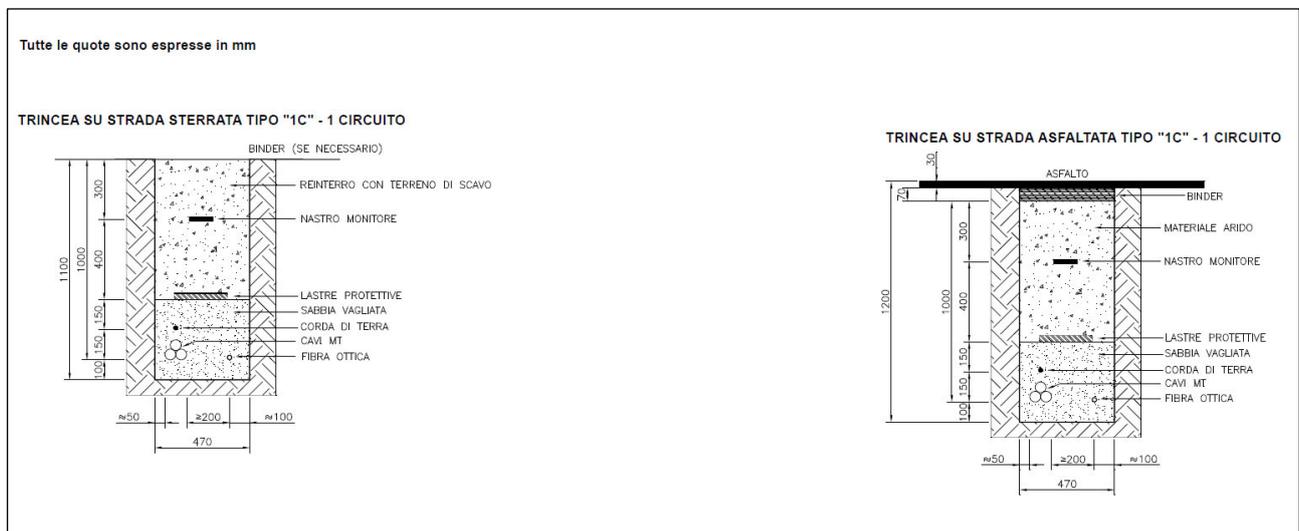


Figura 8.1: Sezioni tipiche delle trincee di cavidotto per una terna di cavi su strada sterrata e asfaltata

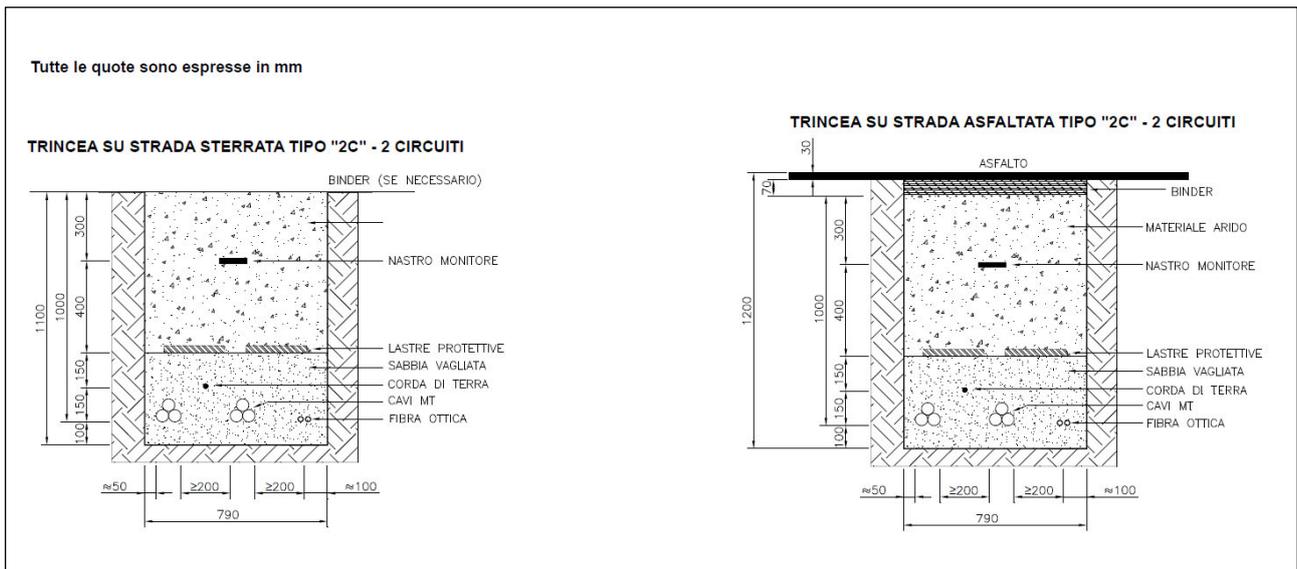


Figura 8.2: Sezioni tipiche delle trincee di cavidotto per due terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

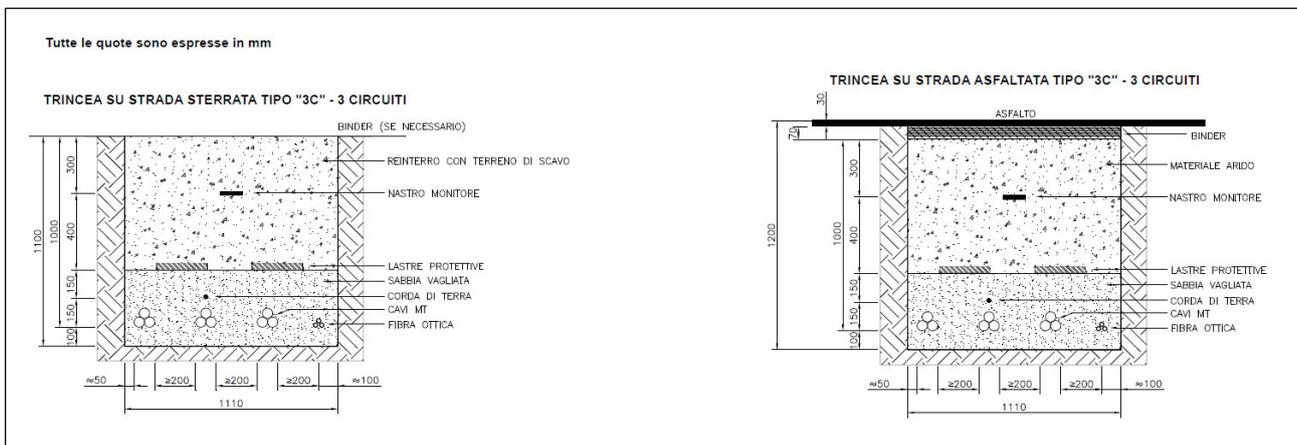


Figura 8.3: Sezioni tipiche delle trincee di cavidotto per tre terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

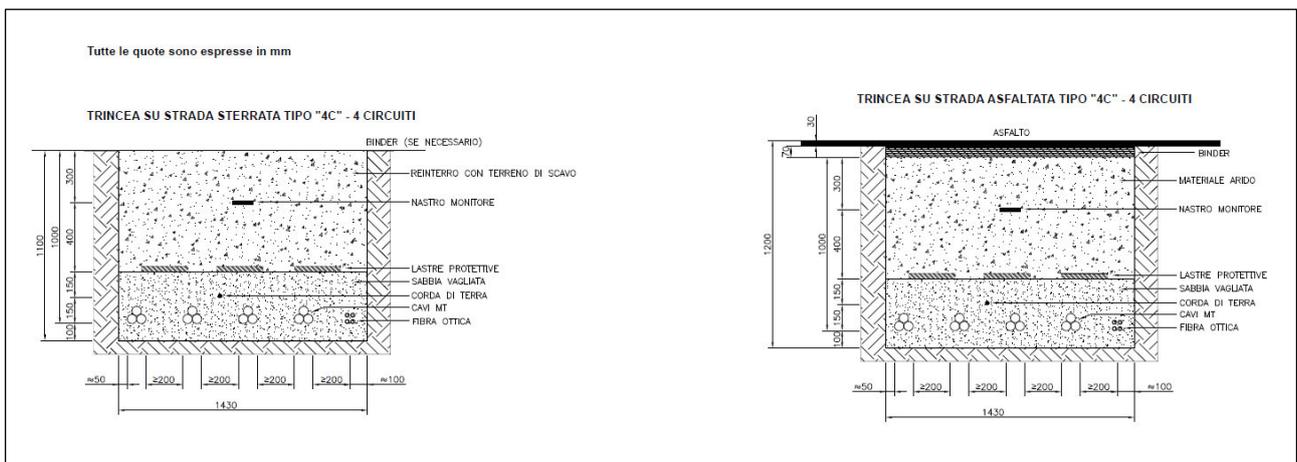


Figura 8.4: Sezioni tipiche delle trincee di cavidotto per quattro terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

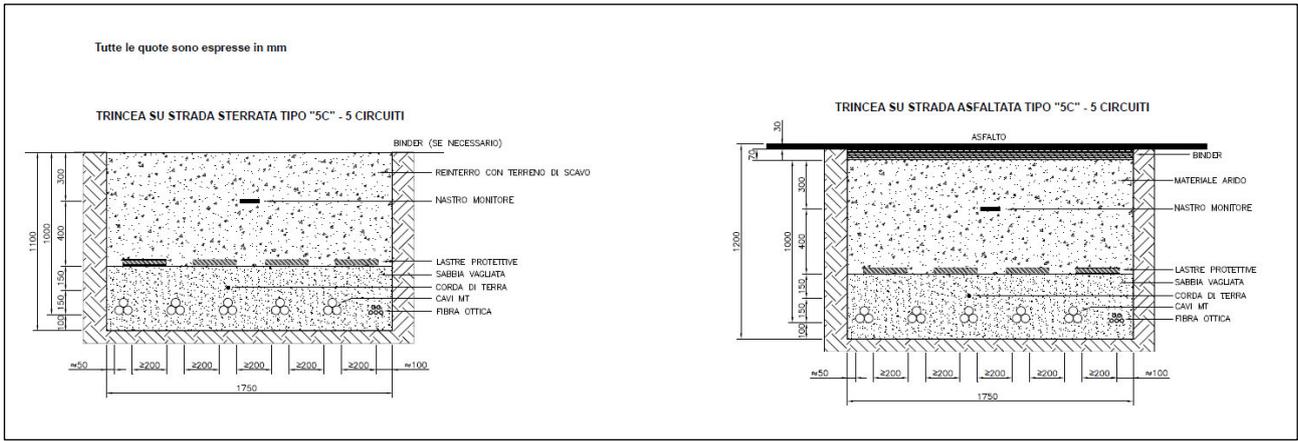


Figura 8.5: Sezioni tipiche delle trincee di cavidotto per cinque terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

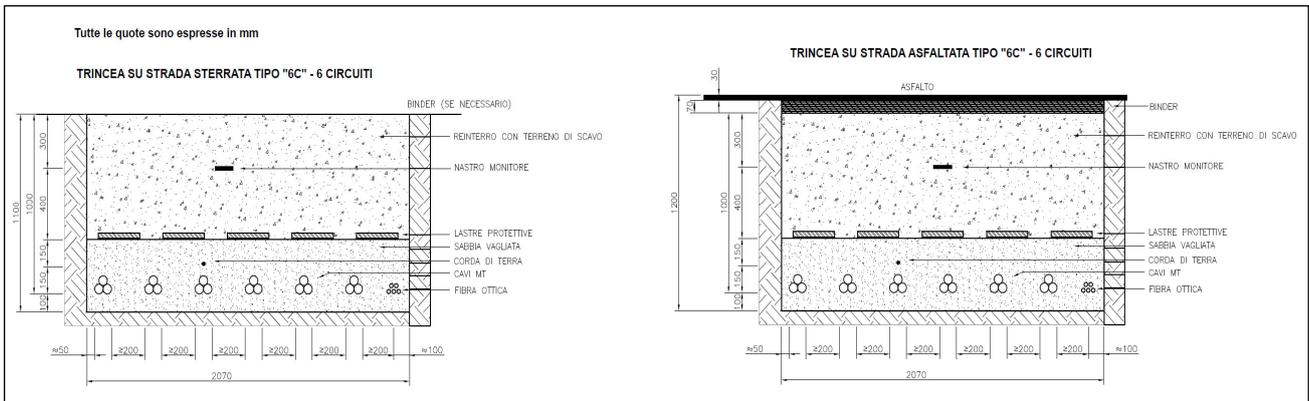


Figura 8.6: Sezioni tipiche delle trincee di cavidotto per sei terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

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.

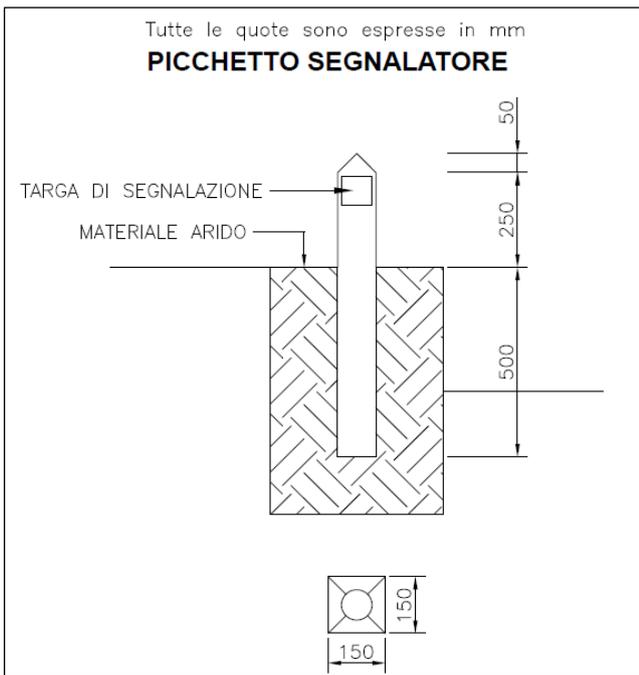


Figura 8.7: Sezione tipica del picchetto segnalatore

9. COESISTENZA TRA I CAVI ELETTRICI INTERRATI E COLLEGAMENTI INTERRATI DI ALTRA NATURA

9.1. 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.

9.2. 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 0,50m.

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”.

9.3. 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 9.1, 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.

10. COLLEGAMENTO IN FIBRA OTTICA

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.

11. IMPIANTO DI TERRA

Il progetto 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.

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 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, durante la 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.

12. STAZIONE ELETTRICA UTENTE DI TRASFORMAZIONE 150/33 KV

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).

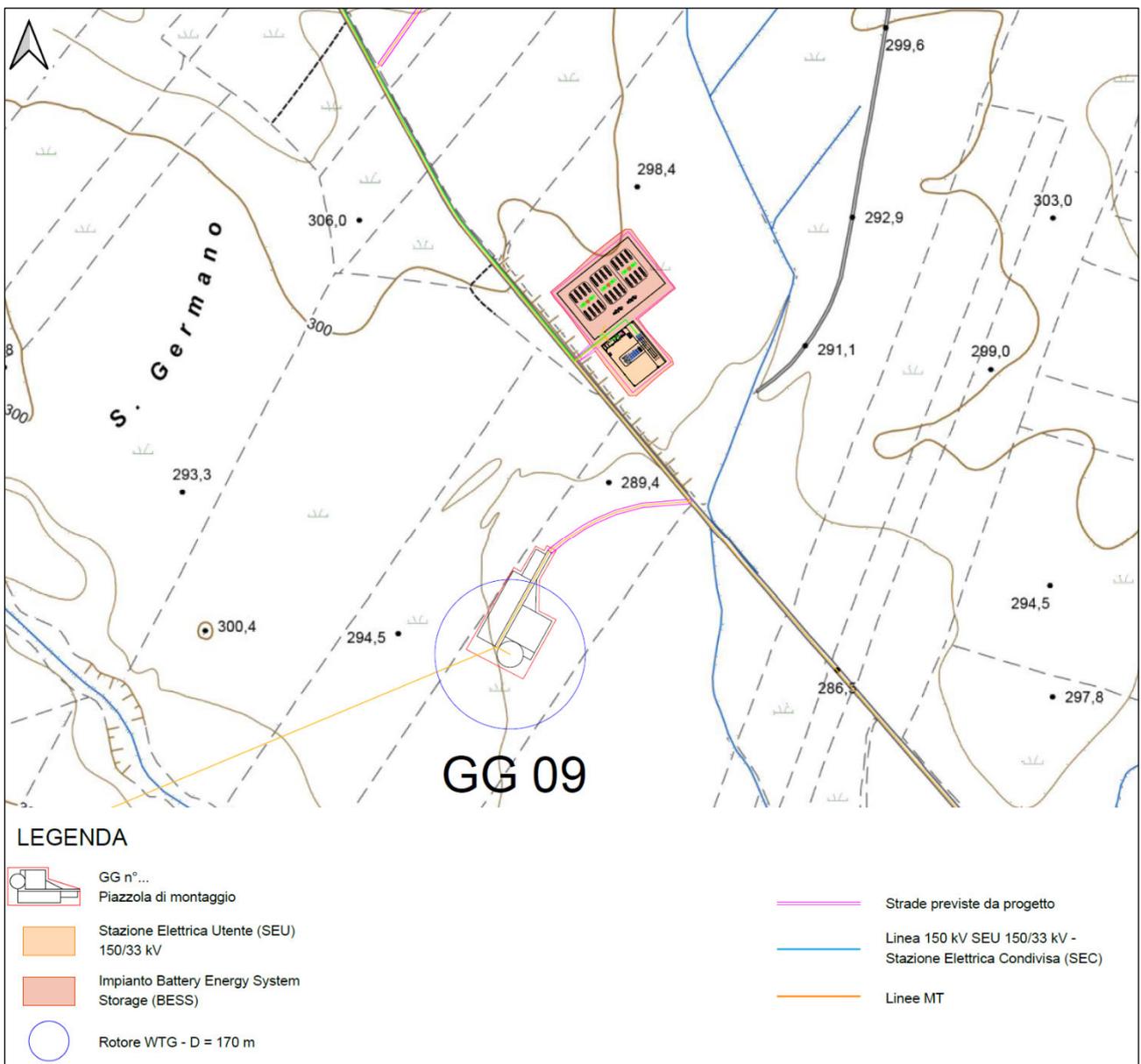


Figura 12.1: Localizzazione dell'area contenente la SEU 150/33 kV (oltre che il BESS) nel Comune di Genzano di Lucania su CTR

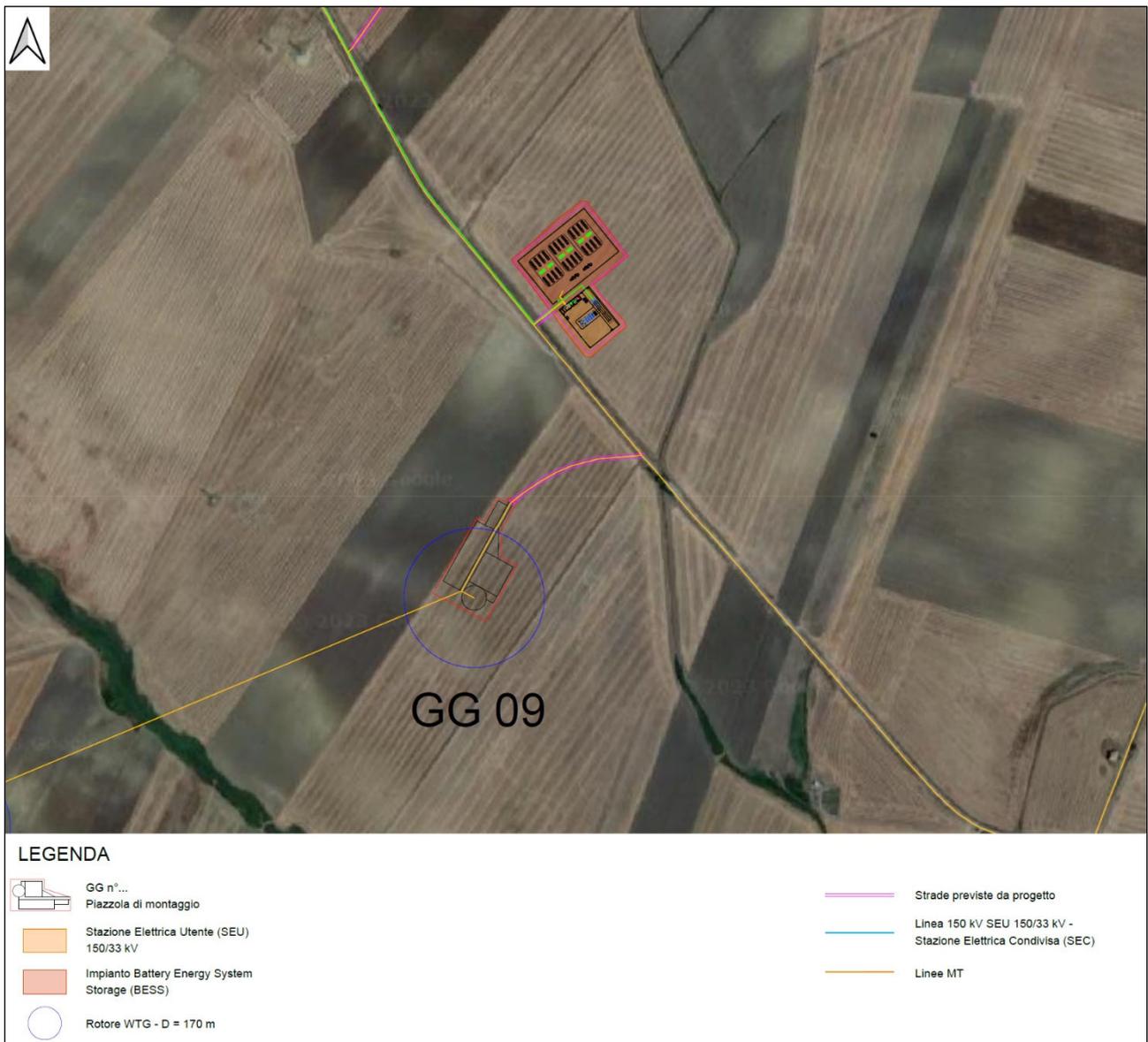


Figura 12.2: Localizzazione dell'area contenente la SEU 150/33 kV (oltre che il BESS) nel Comune di Genzano di Lucania su ortofoto

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").

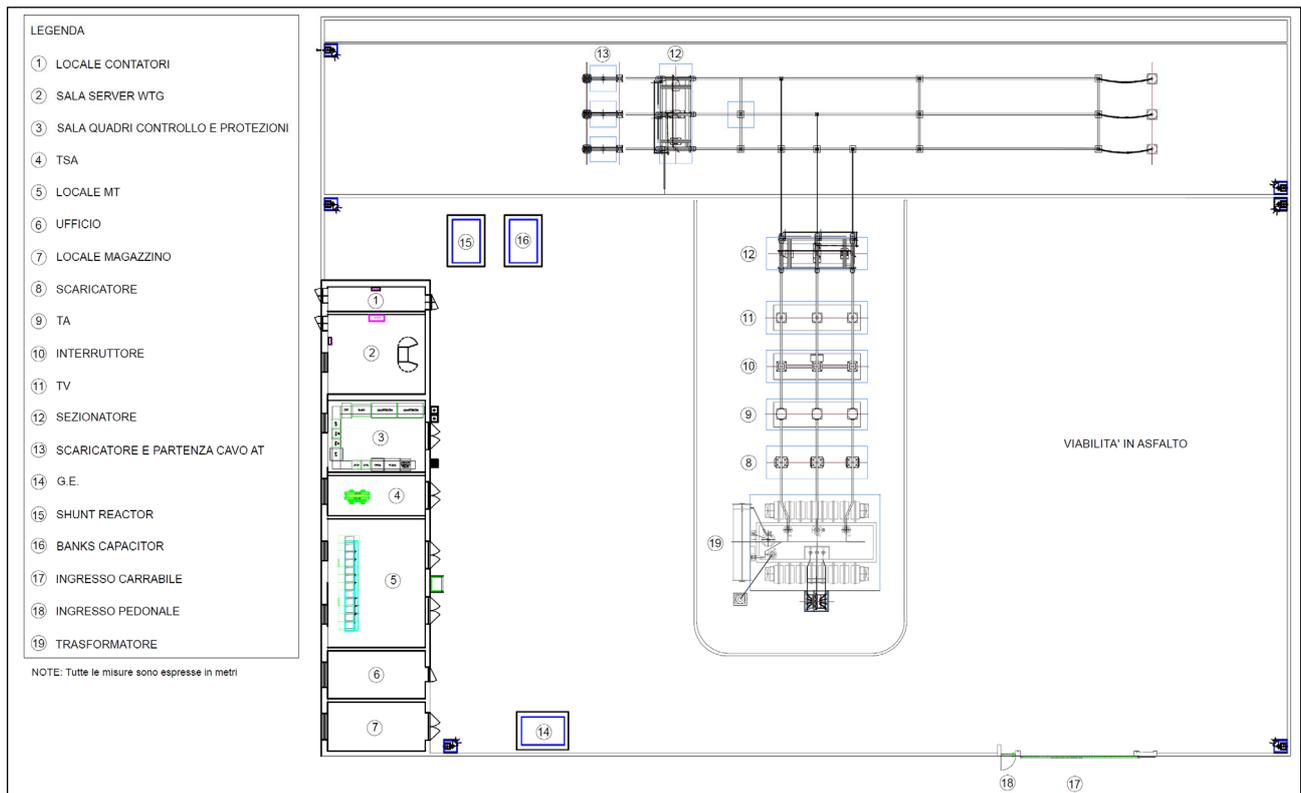


Figura 12.3: Planimetria elettromeccanica della SEU 150/33 kV

12.1. 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.

12.2. 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.

12.3. Sistema di automazione

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

12.4. 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.

12.5. 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.

12.6. 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 supplementari per il collegamento delle apparecchiature e infittire la maglia di terra in corrispondenza delle apparecchiature di Alta Tensione.

12.7. 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.

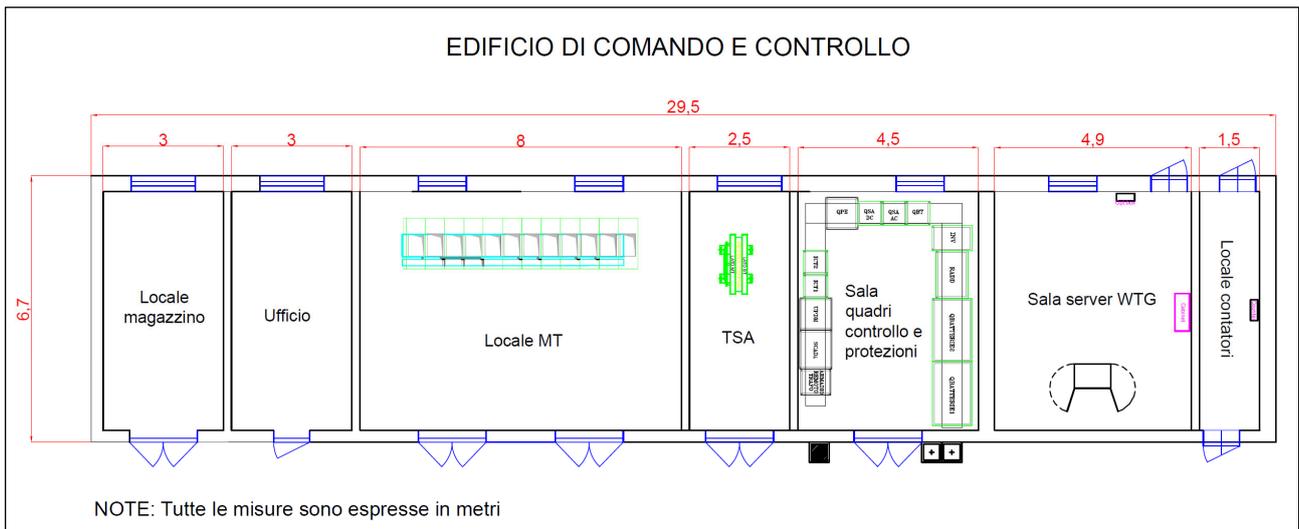


Figura 12.7: Edificio di comando e controllo

Maggiori dettagli sono riportati nell'elaborato di progetto "GEOE075 Sottostazione elettrica utente - piante, prospetti e sezioni".

12.8. 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 inghiaziata;
- 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 SEUo

12.9. 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.

12.10. Rete di smaltimento acque bianche e nere

L'area della stazione è dotata di una rete di raccolta superficiale delle acque necessaria allo smaltimento delle acque meteoriche dalle strade e dai piazzali asfaltati.

La rete è costituita da pozzetti in calcestruzzo prefabbricati con copertura in ghisa o caditoie e tubazioni in PVC con rinfiacco in calcestruzzo o tubazioni in calcestruzzo.

Il sistema di raccolta è progetto sulla base delle caratteristiche pluviometriche del sito ed è in grado di assicurare lo scarico delle acque piovane con regolarità e sicurezza anche nelle condizioni di massimo deflusso.

Qualora risultasse difficoltoso smaltire le acque a causa dell'eccessiva distanza o assenza di un punto di dispersione, in sede di progettazione esecutiva potrebbero essere valutate alternative, quali ad esempio pozzi disperdenti, previo rilascio autorizzazioni e purché non influiscano negativamente sui costi di realizzazione.

Oltre al sistema di cui sopra, nell'area della stazione è prevista una rete fognaria che assicura lo smaltimento degli scarichi provenienti dai servizi igienici dell'edificio di controllo in accordo con i regolamenti locali vigenti e le normative nazionali.

12.11. Opere civili

Le principali opere civili previste riguardano:

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

13. 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.

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 13.1** 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).

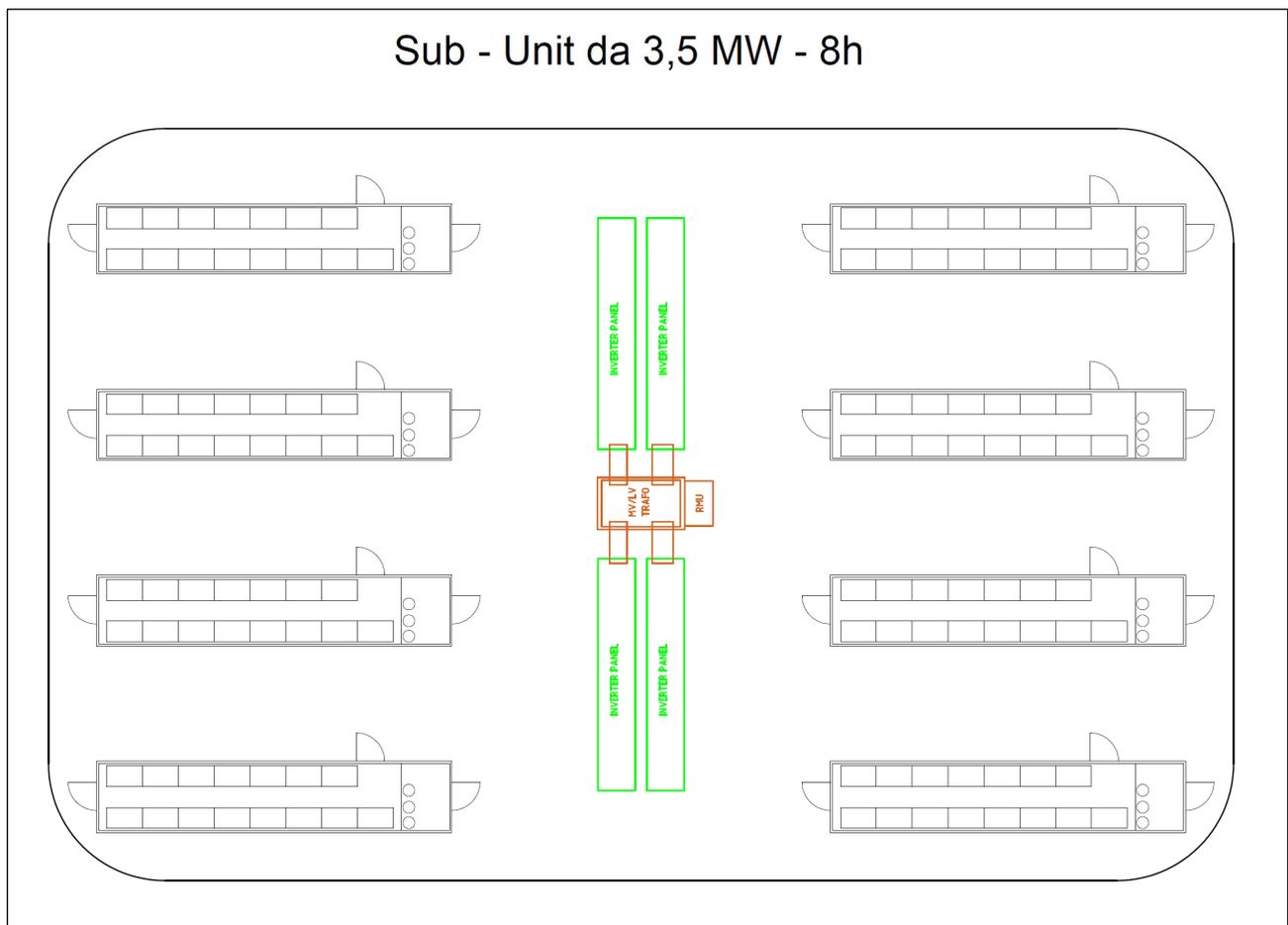


Figura 13.1: Unità base da 3,5 MWp - 8h del BESS

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 13.2**.

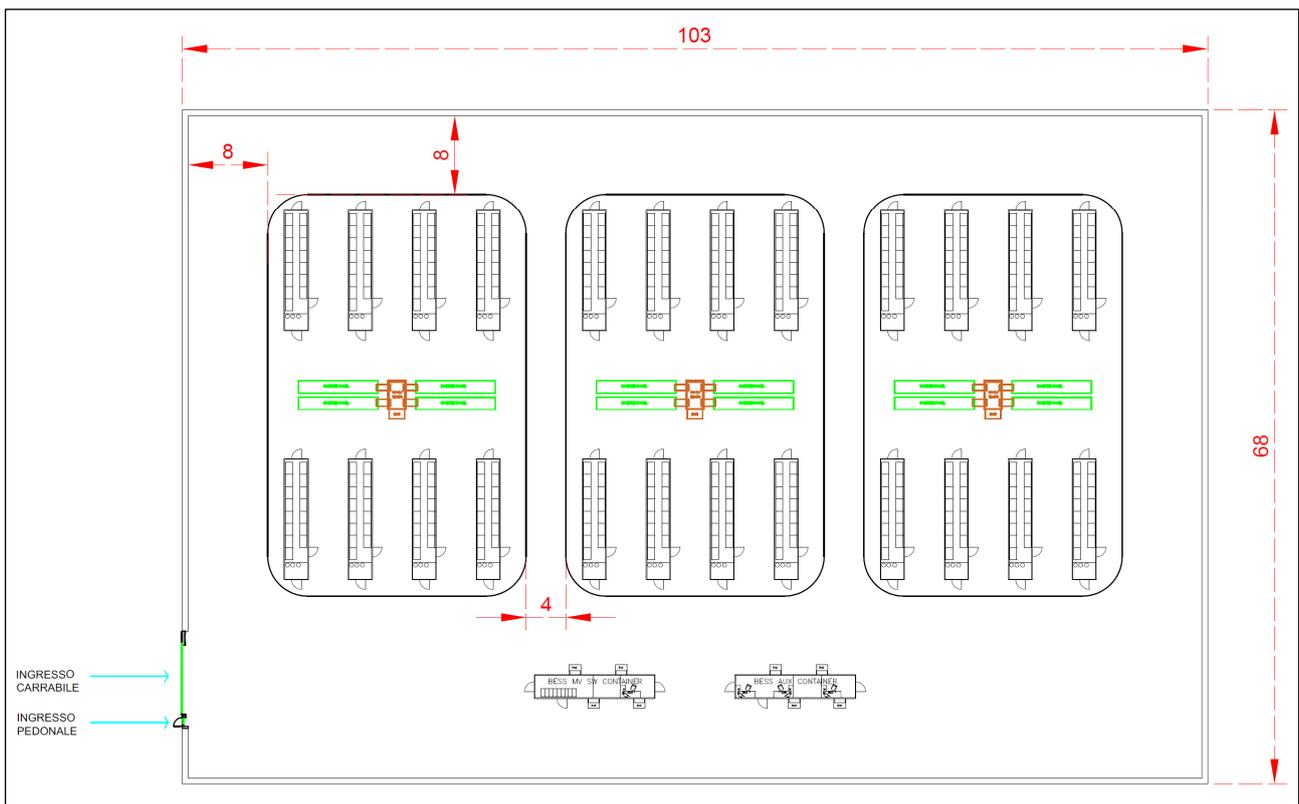


Figura 13.2: Configurazione BESS di potenza 10,0 MWp

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 7.6**.

Nella **Tabella 13.1** 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 7.4**.

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 13.1: 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 13.3: 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".

14. 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 14.1: Localizzazione della stazione in condivisione (oltre che dell'ampliamento ("SE RTN GIS") della SE RTN e della SE RTN) su ortofoto

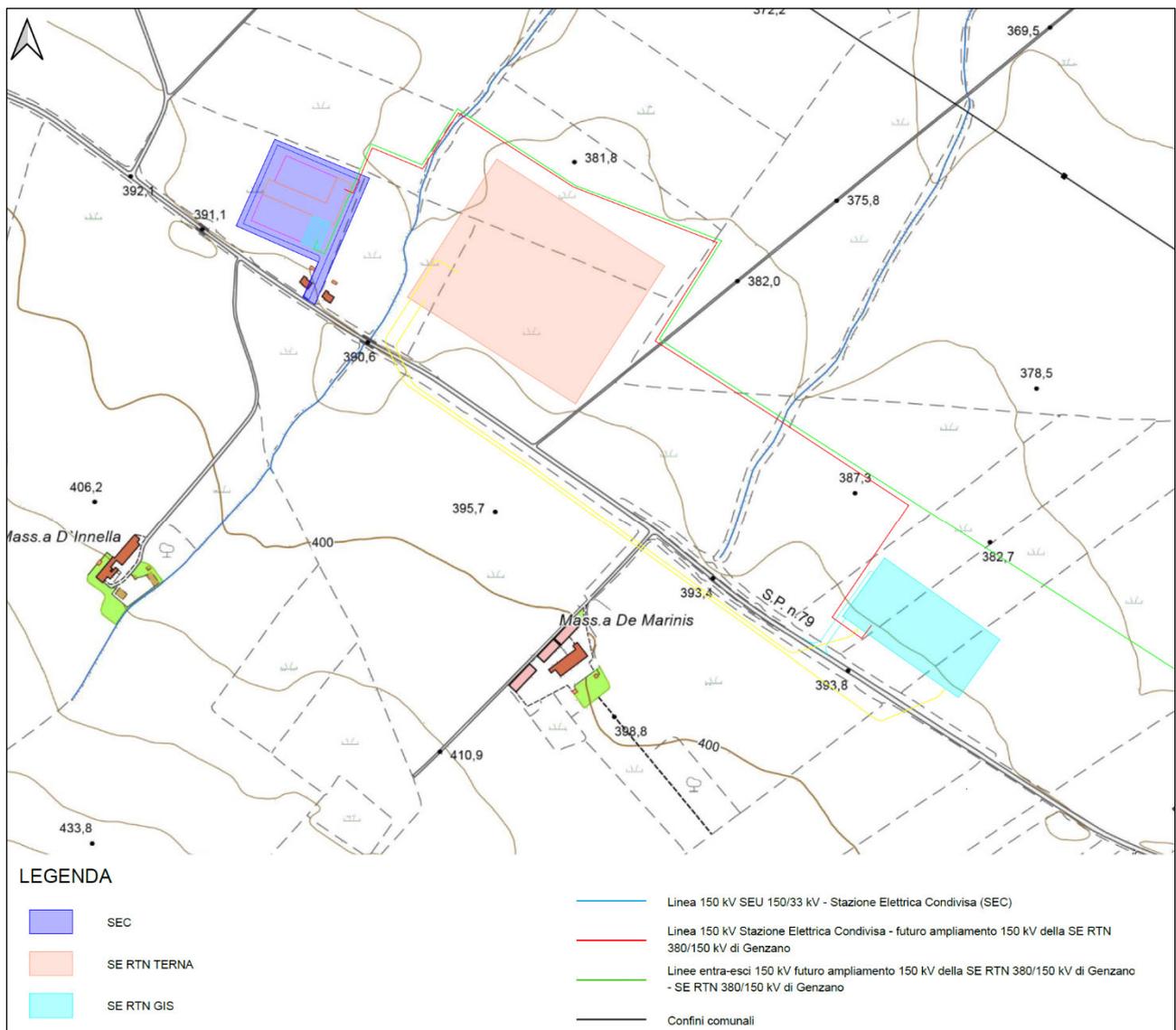


Figura 14.2: Localizzazione della stazione in condivisione (oltre che della SE RTN) su catastale

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").

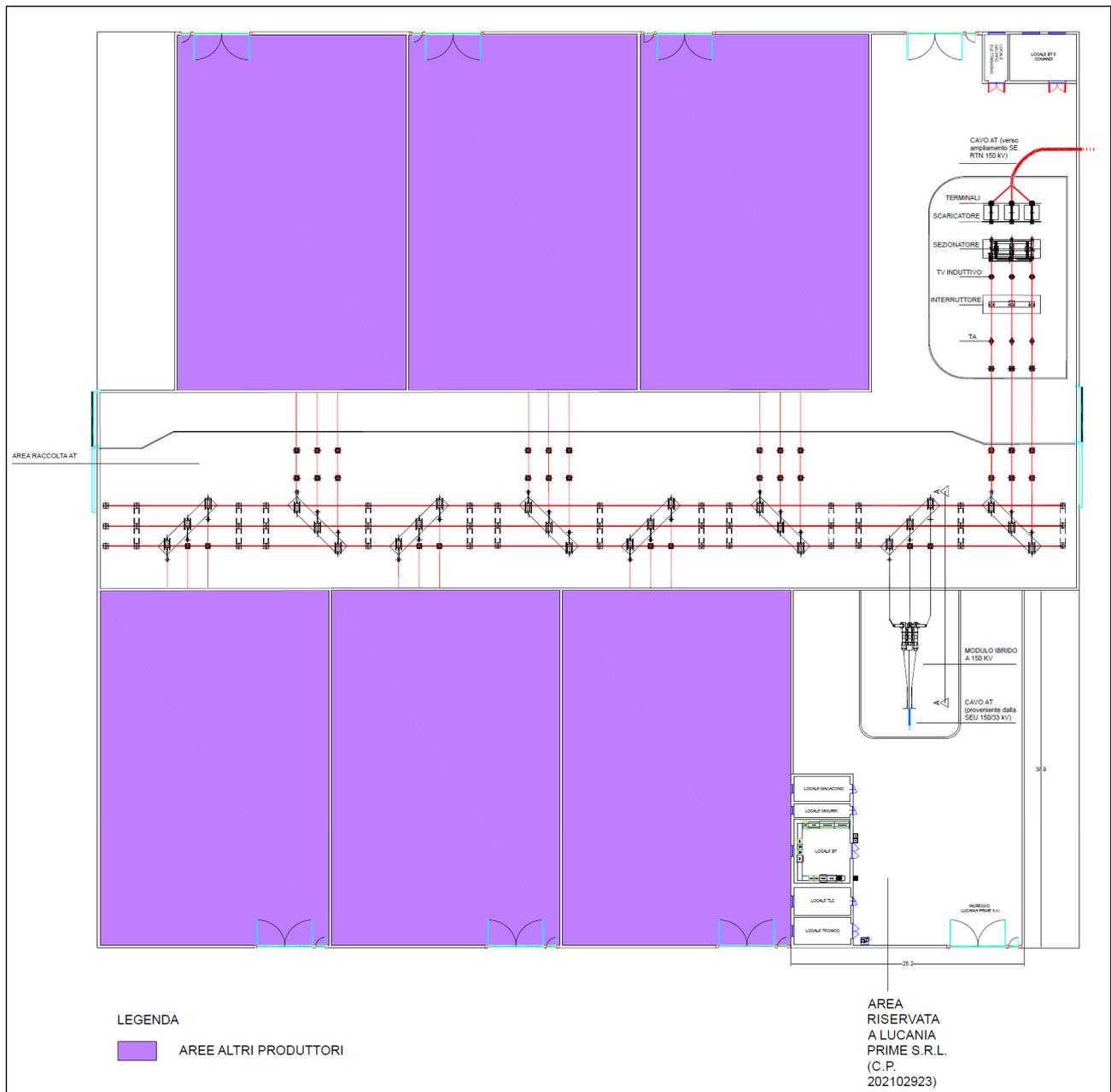


Figura 14.3: Planimetria elettromeccanica della Stazione Elettrica Condivisa

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 simili condizioni della suddetta)

15. CAVI ELETTRICI INTERRATI 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 trincee di cavidotto AT".

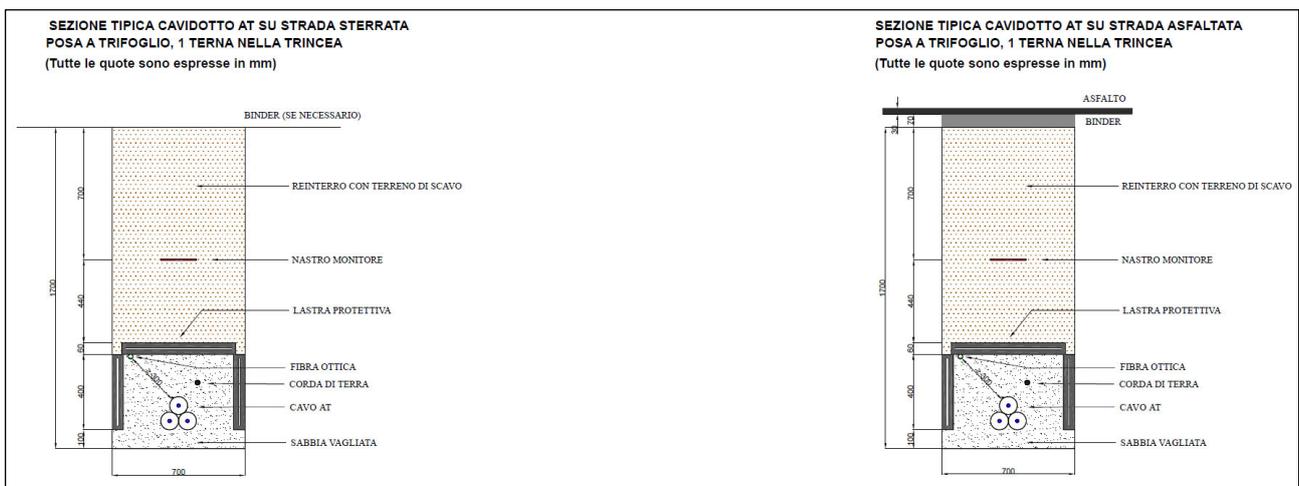


Figura 15.1: Sezione tipica dei cavidotti AT su strada sterrata e asfaltata

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.

Nel seguito sono riportate i dettagli dei collegamenti in Alta Tensione della planimetria generale di **Figura 7.2**.



Figura 15.2: Dettaglio 1 – 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 15.3: Dettaglio 2 – 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 k

16. STALLO ARRIVO PRODUTTORE

Come indicato nella STMG di Terna (C.P. 202102923), lo stallo di arrivo produttore a 150 kV, contenuto nell’ampliamento a 150 kV della Stazione Elettrica della RTN 380/150 kV di Genzano di Lucania, costituisce impianto di rete per la connessione ed è individuato nella **Figura 14.1** su ortofoto e nella **Figura 16.1** su catastale.

L’ampliamento a 150 kV (nella figura seguente indicato con “SE RTN GIS”) è di futura realizzazione ed è localizzato a circa 450 m dalla SE RTN 380/150 kV, a cui, sulla base della STMG, è collegato in entra-esce mediante cavi interrati a 150 kV.

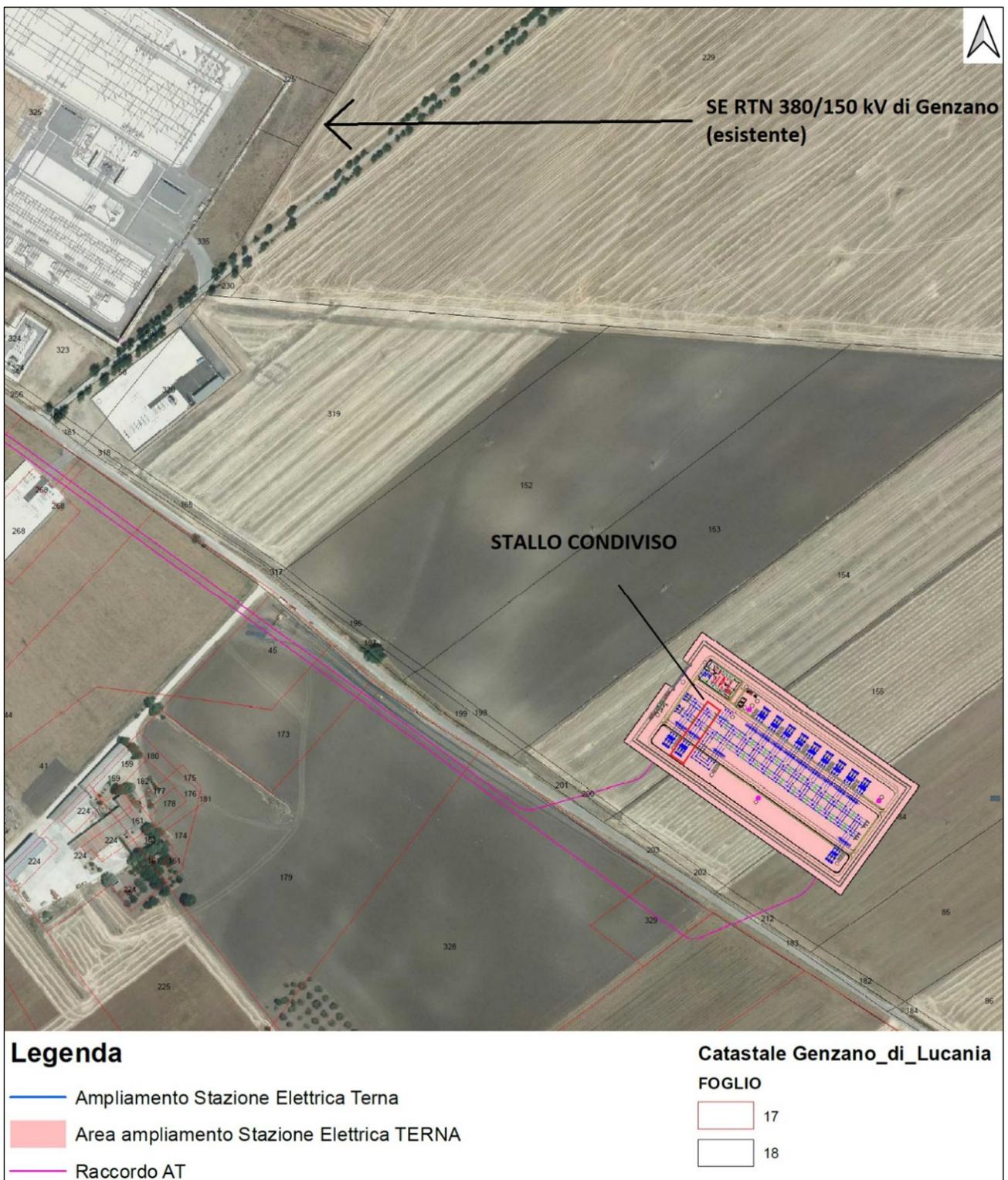


Figura 16.1: Individuazione su ortofoto e catastale dello stallo AT condiviso nell’ampliamento della SE RTN Terna di Genzano

L’ingombro della SE RTN in GIS ha dimensioni in pianta di circa 190 m x 96 m.

Nel seguito è riportata la planimetria elettromeccanica dell’ampliamento con l’ubicazione dello stallo condiviso.

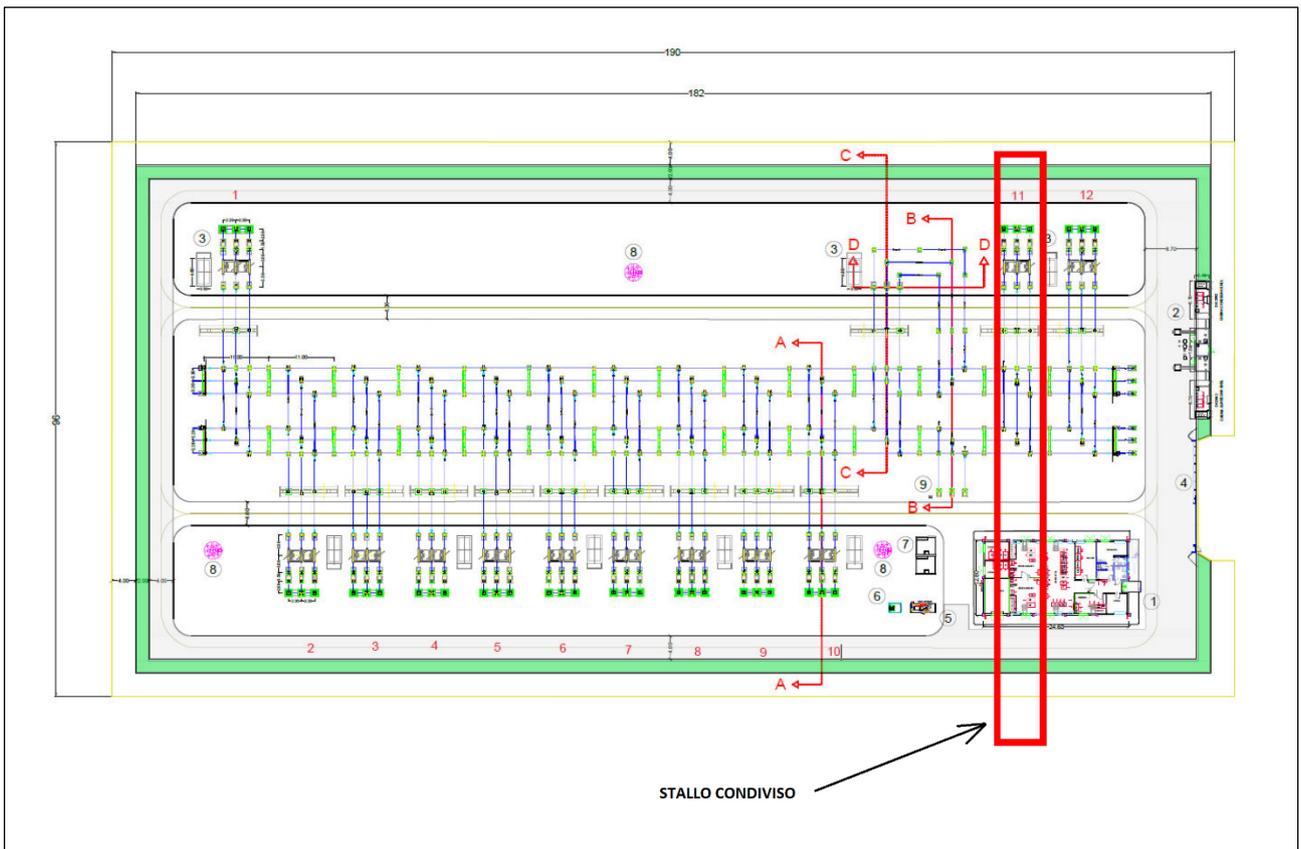


Figura 16.2: Planimetria dell’ampliamento della SE RTN 380/150 kV con ubicazione dello stallo a 150 kV

Nella seguente figura sono rappresentati rispettivamente il dettaglio della planimetria dello stallo di cui sopra e la relativa sezione (“GEOE093 Sottostazione elettrica RTN (stallo AT di competenza) – planimetria e sezione elettromeccanica”).

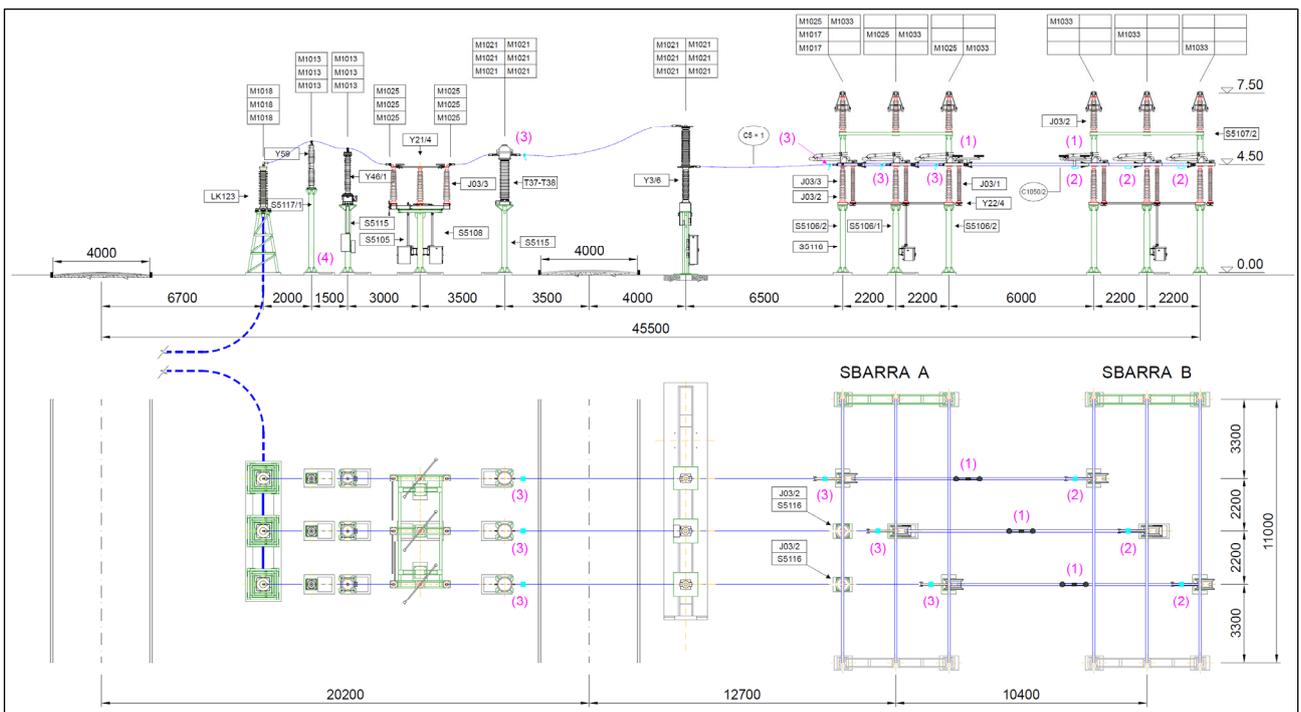


Figura 16.3: Planimetria e sezione elettromeccanica relativa alle apparecchiature dello stallo 150 kV nella stazione Terna

STALLO PER CORRENTI DI CTO CTO 40 KA				STALLO PER CORRENTI DI CTO CTO 31,5 KA			
Elenco carpenteria 132-150 kV				Elenco carpenteria 132-150 kV			
codice	descrizione	quantità	Specifica Tecnica	codice	descrizione	quantità	Specifica Tecnica
S5106/1	Sostegno sezionatore verticale con armadio	2	INS CS S 01	S5106/1	Sostegno sezionatore verticale con armadio	2	INS CS S 01
S5106/2	Sostegno sezionatore verticale senza armadio	4	INS CS S 01	S5106/2	Sostegno sezionatore verticale senza armadio	4	INS CS S 01
S5105	Sostegno sezionatore orizzontale	1	INS CS S 01	S5105	Sostegno sezionatore orizzontale	1	INS CS S 01
S5108	Sostegno comando sezionatore orizzontale	1	INS CS S 01	S5108	Sostegno comando sezionatore orizzontale	1	INS CS S 01
S5107/2	Sostegno portale sbarre senza armadio	2	INS CS S 01	S5107/2	Sostegno portale sbarre senza armadio	2	INS CS S 01
S5115	Sostegno TA - TV	6	INS CS S 01	S5115	Sostegno TA - TV	6	INS CS S 01
S5116	Sostegno isolatore portante	2	INS CS S 01	S5116	Sostegno isolatore portante	2	INS CS S 01
S5117/1	Sostegno scaricatore	3	INS CS S 01	S5117/1	Sostegno scaricatore	3	INS CS S 01
Elenco apparecchiature 132-150 kV				Elenco apparecchiature 132-150 kV			
codice	descrizione	quantità	Specifica Tecnica	codice	descrizione	quantità	Specifica Tecnica
Y4/6	Interruttore 132 kV	1	ING INT 0001	Y4/4	Interruttore 132 kV	1	ING INT 0001
Y3/6	Interruttore 150 kV	1	ING INT 0001	Y3/4	Interruttore 150 kV	1	ING INT 0001
Y21/4	Sezionatore orizzontale con lame di terra	1	INS AS S 01	Y21/2	Sezionatore orizzontale con lame di terra	1	INS AS S 01
Y22/4	Sezionatore verticale	2	INS AS S 01	Y22/2	Sezionatore verticale	2	INS AS S 01
T35-T36	TA ad affidabilità incrementata 132 kV	3	INS AA S 01	T35-T36	TA ad affidabilità incrementata 132 kV	3	INS AA S 01
T37-T38	TA ad affidabilità incrementata 150 kV	3	INS AA S 01	T37-T38	TA ad affidabilità incrementata 150 kV	3	INS AA S 01
Y44/1	TVC 132 kV	3	INS AV S 01	Y44/1	TVC 132 kV	3	INS AV S 01
Y46/1	TVC 150 kV	3	INS AV S 01	Y46/1	TVC 150 kV	3	INS AV S 01
LK123	Terminale aria-cavo	3	UX LK 123	LK123	Terminale aria-cavo	3	UX LK 123
Y58	Scaricatore 132 kV	3	INS AZ S 01	Y58	Scaricatore 132 kV	3	INS AZ S 01
Y59	Scaricatore 150 kV	3	INS AZ S 01	Y59	Scaricatore 150 kV	3	INS AZ S 01
Elenco isolatori 132-150 kV (1)				Elenco isolatori 132-150 kV (1)			
codice	descrizione	quantità	Specifica Tecnica	codice	descrizione	quantità	Specifica Tecnica
J03/1	Isolatore di manovra	6	INS CI S 01	J03/1	Isolatore di manovra	6	INS CI S 01
J03/2	Isolatore portante	8	INS CI S 01	J03/2	Isolatore portante	8	INS CI S 01
J03/3	Isolatore portante	15	INS CI S 01	J03/3	Isolatore portante	15	INS CI S 01
Elenco morsetteria 132-150 kV				Elenco morsetteria 132-150 kV			
codice	descrizione	quantità	Specifica Tecnica	codice	descrizione	quantità	Specifica Tecnica
M1013	Morsetto a "T" corda passante Al Ø 36 - codolo	6	ING MORS 01	M1013	Morsetto a "T" corda passante Al Ø 36 - codolo	6	ING MORS 01
M1017	Morsetto portante per corda Al Ø 36	2	ING MORS 01	M1017	Morsetto portante per corda Al Ø 36	2	ING MORS 01
M1018	Morsetto a 90° per corda Al Ø 36 - codolo	3	ING MORS 01	M1018	Morsetto a 90° per corda Al Ø 36 - codolo	3	ING MORS 01
M1021	Morsetto diritto per corda Al Ø 36 - piastra a 2 fori	12	ING MORG 01	M1021	Morsetto diritto per corda Al Ø 36 - piastra a 2 fori	12	ING MORG 01
M1025	Morsetto diritto per corda Al Ø 36 - piastra a 4 fori	9	ING MORS 01	M1025	Morsetto diritto per corda Al Ø 36 - piastra a 4 fori	9	ING MORS 01
M1033	Morsetto elastico diritto per tubo Al Ø 100-piastra a 4 fori	6	ING MORS 01	M1033	Morsetto elastico diritto per tubo Al Ø 100-piastra a 4 fori	6	ING MORS 01
-	Antivibranti per conduttori tubolari 1050/2 (2)	3		-	Antivibranti per conduttori tubolari 1050/2 (2)	3	
-	Punti fissi per conduttore tubolare da Ø 100	3		-	Punti fissi per conduttore tubolare da Ø 100	3	
-	Punti fissi per conduttore a corda Al Ø 36	6		-	Punti fissi per conduttore a corda Al Ø 36	6	
Elenco conduttori 132-150 kV				Elenco conduttori 132-150 kV			
codice	descrizione	quantità	Specifica Tecnica	codice	descrizione	quantità	Specifica Tecnica
C1050/2	Conduttore tubolare Ø 100-86	3x10.4 m	INS CC S 01	C1050/2	Conduttore tubolare Ø 100-86	3x10.4 m	INS CC S 01
C5 x 1	Conduttore corda Al Ø 36	85 m	LC5	C5 x 1	Conduttore corda Al Ø 36	85 m	LC5
(1) Nelle quantità degli isolatori, sono conteggiati anche gli isolatori delle apparecchiature				(1) Nelle quantità degli isolatori, sono conteggiati anche gli isolatori delle apparecchiature			
(2) Per gli antivibranti sulle sbarre fare riferimento alla INS CM G 01				(2) Per gli antivibranti sulle sbarre fare riferimento alla INS CM G 01			

Figura 16.4: Legenda della planimetria di cui sopra

Le apparecchiature che costituiscono lo stallo rispondono alle specifiche Terna e sono di seguito elencate:

- terminali cavi AT;
- sbarre 150 kV;
- trasformatori di Tensione capacitivi 150 kV;
- trasformatori di corrente 150 kV;
- sezionatore unipolare orizzontale con lame di terra 150 kV;
- sezionatori unipolari verticale 150 kV;
- interruttore tripolare 150 kV;
- scaricatori di sovratensione 150 kV.
- Maggiori dettagli sono riportati nell'elaborato di progetto "GEOE094 Schema elettrico unifilare degli impianti di utente e di RTN (limitatamente allo stallo di competenza)".

17. VOLUMETRIE PREVISTE TERRE E ROCCE DA SCAVO

Nel presente paragrafo viene esposto il calcolo per la stima relativa ai volumi di scavo e di riporto necessari per la realizzazione delle opere:

1) Fondazioni

Per la realizzazione degli 18 plinti di fondazione si stima uno scavo in eccesso pari a circa 14.298 mc, e di circa 5.129 mc per i pali di fondazione, come da computo metrico estimativo (Elaborato di progetto "GGEG004 Computo metrico estimativo");

2) Strade di accesso e piazzole SEU

Per la realizzazione delle 18 piazzole e relative strade di accesso si è stimato il volume complessivo di scavo e riporto riportato in **Tabella 17.1**.

PIAZZOLE	ASSE	VOLUME m ³			SVILUPPO m	
		SCAVO	RIPORTO	ECCEDENZIA	ASSE	LUNGHEZZA
	A - GG 01	-64,00	50,00	-14,00	A - GG 01	481,64
GG 01		-6 382,00	4 897,00	-1 485,00		
	B - GG 02	-55,00	359,00	304,00	B - GG 02	391,09
GG 02		-4 845,00	7 651,00	2 806,00		
	C - GG 03	-2,00	331,00	329,00	C - GG 03	157,53
GG 03		-6 462,00	8 374,00	1 912,00		
	D - GG 04	-22,00	53,00	31,00	D - GG 04	292,58
GG 04		-8 809,00	9 256,00	447,00		
	E - GG 05	-11,00	133,00	122,00	E - GG 05	207,90
GG 05		-2 109,00	6 487,00	4 378,00		
	F - GG 06	-155,00	1 229,00	1 074,00	F - GG 06	442,96
GG 06		-19 904,00	25 212,00	5 308,00		
	H - GG 07	-132,00	325,00	193,00	H - GG 07	408,85
GG 07		-8 055,00	13 746,00	5 691,00		
	GG 07 - GG 08	-97,00	1 539,00	1 442,00	GG 07 - GG 08	551,66
	H - GG 08	-36,00	690,00	654,00	H - GG 08	151,97
	H1 - H2	-11,00	8,00	-3,00	H1 - H2	82,07
GG 08		-18 210,00	8 057,00	-10 153,00		
	I - GG 09	-8,00	60,00	52,00	I - GG 09	174,74
GG 09		-5 936,00	9 800,00	3 864,00		
	L - GG 10	-631,00	35,00	-596,00	L - GG 10	388,54
GG 10		-9 435,00	5 808,00	-3 627,00		
	M - GG 11	-443,00	610,00	167,00	M - GG 11	1 487,10
GG 11		-16 049,00	10 125,00	-5 924,00		
	N - GG 12	-272,00	126,00	-146,00	N - GG 12	331,98
GG 12		-5 284,00	4 846,00	-438,00		
	O - GG 13	-1 882,00	135,00	-1 747,00	O - GG 13	392,43
GG 13		-2 569,00	7 693,00	5 124,00		
	P - GG 14	-75,00	19,00	-56,00	P - GG 14	166,07
GG 14		-2 982,00	2 614,00	-368,00		
	GG 15 - GG 16	-293,00	130,00	-163,00	GG 15 - GG 16	518,71
GG 15		-18 924,00	13 129,00	-5 795,00		
	GG 16 - GG 17	-3 044,00	3 905,00	861,00	GG 16 - GG 17	779,05
GG 16		-10 965,00	8 866,00	-2 099,00		
	S - GG 17	-322,00	666,00	344,00	S - GG 17	361,66
GG 17		-15 115,00	18 191,00	3 076,00		
	T - GG 18	-149,00	34,00	-115,00	T - GG 18	168,47
GG 18		-3 268,00	5 144,00	1 876,00		
TOTALE VIABILITA' e PIAZZOLE m³		-173 007,00	180 333,00	7 326,00	TOTALE	7 937,00

Tabella 17.1: Calcolo scavo e riporto terreni (con il segno "-" sono indicati i metri cubi di scavo)

Nella **Tabella 17.1** è stato calcolato anche il volume di eccedenza che mostra la necessità di circa 7.326 mc di terreno per realizzare le parti in rilevato.

Tale quantità potrà essere ottenuta dal materiale proveniente dagli scavi delle fondazioni e delle opere di seguito descritte, se ritenuto idoneo dalla Direzione Lavori.

3) Aree di cantiere e aree di trasbordo

All'interno del parco eolico sono presenti un'area di cantiere per la sottostazione, sita in posizione baricentrica sul layout di impianto del parco eolico per circa 5.000 mq, e un'area di trasbordo di circa 7.200 mq.

Relativamente all'area di cantiere si prevede uno scavo complessivo di circa 1.000 mc di terreno vegetale che verrà accantonato in prossimità delle stesse aree e successivamente riutilizzato per il ripristino delle aree stesse.

Relativamente all'area di trasbordo si prevede uno scavo complessivo di circa 1.540 mc di terreno vegetale che verrà accantonato in prossimità delle stesse aree e successivamente riutilizzato per il ripristino delle aree stesse.

4) Cavidotti MT e AT

Per la realizzazione del cavidotto a 33 kV, avente uno sviluppo lineare di circa 56.000 m, si stima uno scavo in eccesso pari a circa 10.201 mc, come da computo metrico estimativo (elaborato di progetto "GGEG004 Computo metrico estimativo").

Le quantità sopra riportate saranno oggetto di valutazione in fase di progettazione esecutiva a seguito esecuzione dei rilievi di dettaglio.