

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



PROGETTO DEFINITIVO PARCO EOLICO MONTORIO

Titolo elaborato:

Relazione tecnica descrittiva connessione RTN Terna

GD	GD	WPD	EMISSIONE	16/02/22	0	0
REDATTO	CONTR.	APPROV.	DESCRIZIONE REVISIONE DOCUMENTO	DATA	REV	

PROPONENTE



WPD FRENTANI S.R.L.
CORSO D'ITALIA N. 83
00198 ROMA

CONSULENZA



GE.CO.D'ORS.R.L.
VIA G. GARIBALDI N. 15
74023 GROTTAGLIE (TA)

PROGETTISTA

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

Codice
MT075RTNR

Formato
A4

Scala
/

Foglio
1 di 42

Sommaro

1. PREMESSA	4
2. NORMATIVE DI RIFERIMENTO	4
3. DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO.....	5
4. AEROGENERATORE DI PROGETTO.....	7
4.1 Descrizione generale dell'aerogeneratore.....	7
4.2 Quadri elettrici di media tensione degli aerogeneratori	11
5. SCHEMA ELETTRICO E DISTRIBUZIONE MT DEL PARCO EOLICO	13
5.1. Sistema di distribuzione in media tensione.....	13
5.2. Schema di collegamento elettrico	15
5.3. Cavi elettrici di collegamento	16
5.4. Tipologia posa dei cavi.....	20
5.5. Dimensionamento delle linee elettriche MT	22
6. SOTTOSTAZIONE ELETTRICA DI UTENTE	22
6.1 Descrizione Sottostazione Elettrica Utente	23
6.2 Apparecchiature AT 150 kV	24
6.3 Sistemi di misura	26
6.4 Sistema di automazione	26
6.5 Sistema di protezione	26
6.6 Servizi ausiliari.....	26
6.7 Rete di terra	27
6.8 Edificio di comando e controllo	27
6.9 Opere civili	28
7. ANALISI DEL RISCHIO ELETTROCUZIONE.....	28
8. COLLEGAMENTO DELL'IMPIANTO ALLA RETE ELETTRICA NAZIONALE.....	30

8.1 Elettrodotto AT	32
9. CAMPI ELETTROMAGNETICI DELLA LINEA ALTA TENSIONE.....	34
9.1 Calcolo distanza di prima approssimazione (DPA).....	35
9.2 Fasce di rispetto e API	39
10. STALLO ARRIVO PRODUTTORE	41

1. PREMESSA

Wpd ha conferito incarico alla società Ge.co.D'Or s.r.l. di progettare un parco eolico in Molise, nel territorio dei Comuni di Montorio nei Frentani, Ururi, Larino e San Martino in Pensilis (Provincia di Campobasso) con punto di connessione alla sezione 150 kV della Stazione Elettrica di Trasformazione della RTN 380/150 kV nel Comune di Larino (CB).

Nella presente trattazione viene illustrata la soluzione tecnica di connessione alla suddetta stazione RTN.

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 pari a 142.6 MWp ed è costituito da 23 aerogeneratori di potenza nominale pari a 6,2 MWp, altezza torre pari a 165 m e rotore pari a 170 m. Gli aerogeneratori sono collegati tra loro mediante un cavidotto interrato in media tensione che convoglia l’elettricità presso una sottostazione di trasformazione 150/33 kV al fine di collegarsi alla Rete di Distribuzione Nazionale (RTN) Terna attraverso un cavidotto in alta tensione.

L’impianto interessa prevalentemente i Comuni di Montorio nei Frentani, ove ricadono 10 aerogeneratori, Ururi, ove ricadono 4 aerogeneratori, San Martino in Pensilis, ove ricadono 3

aerogeneratori e il Comune di Larino, ove ricadono 6 aerogeneratori, la Stazione Elettrica Utente di trasformazione 150/33 kV (SEU) e la stazione elettrica di trasformazione Terna 380/150 kV, come illustrato nella **Figura 3.1**.

Le turbine eoliche verranno collegate attraverso un sistema di linee elettriche interrate di Media Tensione a 33 kV allocate prevalentemente in corrispondenza del sistema di viabilità interna necessaria per la costruzione e la gestione futura dell'impianto. Il sistema di viabilità verrà realizzato prevalentemente adeguando il sistema viario esistente e nuovi tratti di raccordo per consentire il transito dei mezzi eccezionali.

Ognuna delle linee elettriche in media tensione è collegata alla sottostazione di trasformazione 150/33 kV localizzata in posizione baricentrica rispetto all'area d'impianto.

Dalla sottostazione di trasformazione (SEU) l'energia prodotta e trasformata in Alta tensione a 150 kV verrà convogliata in corrispondenza della sezione 150 kV della Stazione Elettrica di Trasformazione 380/150 kV (SE) nel Comune di Larino (CB) mediante collegamento in antenna, come da soluzione tecnica minima generale (STMG), attraverso una linea elettrica in AT 150 kV interrata, posizionata in corrispondenza della viabilità esistente e di nuova realizzazione.

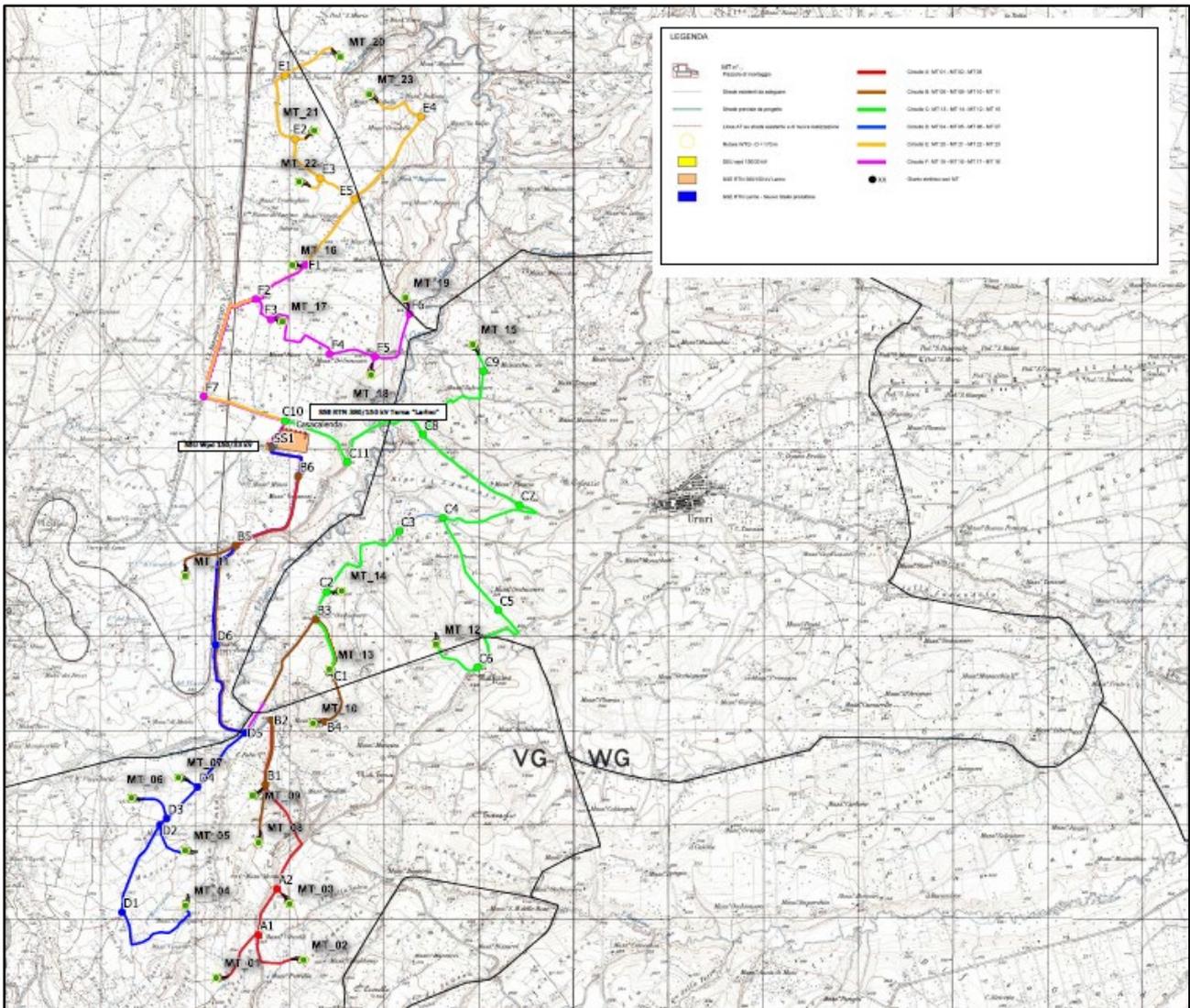


Figura 3.1: Planimetria generale d'impianto su IGM

4. AEROGENERATORE DI PROGETTO

4.1 Descrizione generale dell'aerogeneratore

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

Per il presente progetto una delle possibili macchine che verrà installata è il modello Siemens Gamesa SG 170 di potenza nominale pari a 6.2 MWp, altezza torre all'hub pari a 165 m e diametro del rotore 170 m (Figura 4.1.1).

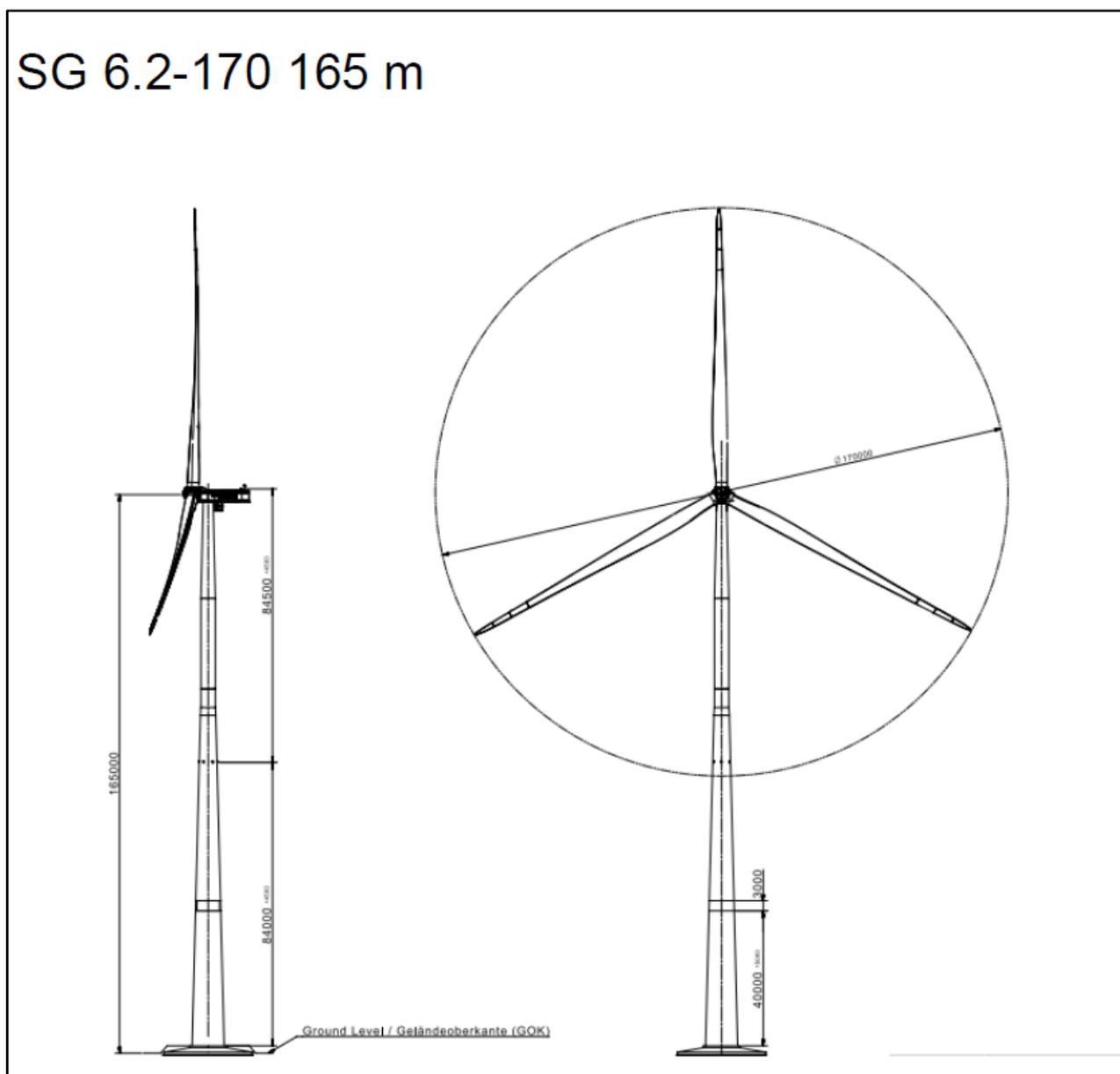


Figura 4.1.1: Profilo aerogeneratore SG170 da 6,2 MW

Ogni macchina è dotata di un sistema che esegue il controllo della potenza ruotando le pale intorno al loro 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 viene realizzato in resina epossidica rinforzata con fibra di vetro di diametro pari a 170 metri, posto sopravvento al sostegno, con mozzo rigido in acciaio ed è caratterizzato da un funzionamento a passo variabile. Altre caratteristiche salienti sono riassunte nella **Tabella 4.1.1**.

Technical Specifications	
Rotor	
Type	3-bladed, horizontal axis
Position	Upwind
Diameter	170 m
Swept area	22,698 m ²
Power regulation	Pitch & torque regulation with variable speed
Rotor tilt	6 degrees
Blade	
Type	Self-supporting
Blade length	83.5 m
Max chord	4.5 m
Aerodynamic profile	Siemens Gamesa proprietary airfoils
Material	G (Glassfiber) – CRP (Carbon Reinforced Plastic)
Surface gloss	Semi-gloss, < 30 / ISO2813
Surface color	Light grey, RAL 7035 or White, RAL 9018
Aerodynamic Brake	
Type	Full span pitching
Activation	Active, hydraulic
Load-Supporting Parts	
Hub	Nodular cast iron
Main shaft	Nodular cast iron
Nacelle bed frame	Nodular cast iron
Mechanical Brake	
Type	Hydraulic disc brake
Position	Gearbox rear end
Nacelle Cover	
Type	Totally enclosed
Surface gloss	Semi-gloss, <30 / ISO2813
Color	Light Grey, RAL 7035 or White, RAL 9018
Generator	
Type	Asynchronous, DFIG
Grid Terminals (LV)	
Baseline nominal power ..	6.0 MW / 6.2 MW
Voltage	690 V
Frequency	50 Hz or 60 Hz
Yaw System	
Type	Active
Yaw bearing	Externally geared
Yaw drive	Electric gear motors
Yaw brake	Active friction brake
Controller	
Type	Siemens Integrated Control System (SICS)
SCADA system	SGRE SCADA
Tower	
Type	Tubular steel / Hybrid
Hub height	100 m to 165 m and site-specific
Corrosion protection	Painted
Surface gloss	Semi-gloss, <30 / ISO-2813
Color	Light grey, RAL 7035 or White, RAL 9018
Operational Data	
Cut-in wind speed	3 m/s
Rated wind speed	11.0 m/s (steady wind without turbulence, as defined by IEC61400-1)
Cut-out wind speed	25 m/s
Restart wind speed	22 m/s
Weight	
Modular approach	Different modules depending on restriction

Tabella 4.1.1: Specifiche tecniche aerogeneratore

Le caratteristiche dell'aerogeneratore su descritto sono quelle ritenute idonee in base a quanto disponibile oggi sul mercato, in futuro potrà essere possibile cambiare il modello dell'aerogeneratore senza modificare in maniera sostanziale l'impatto ambientale e i limiti di sicurezza previsti.

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

Una segnalazione diurna, consistente nella verniciatura della parte estrema della pala con tre bande di colore rosso ciascuna di 6 m per un totale di 18 m, è prevista per gli aerogeneratori di inizio e fine tratto. Inoltre, ognuna delle turbine è dotata di un sistema antifulmine completo, in grado di proteggere da danni diretti ed indiretti sia alla struttura (interna ed esterna) che alle 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 manda in stallo il rotore, 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.

Il progetto prevede un sistema di terra relativo a ciascun aerogeneratore, costituito da anelli dispersori concentrici, collegati tra loro radialmente e collegati all'armatura del plinto di fondazione in vari punti.

In aggiunta al sistema di cui sopra, si prevede di adoperare un conduttore di terra di collegamento tra gli aerogeneratori consistente in una corda di rame nudo da 50 mm² e a stretto contatto con il terreno.

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 di 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 50 mm².

4.2 Quadri elettrici di media tensione degli aerogeneratori

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

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

In particolare, sono riportate nella figura seguente le tre configurazioni elettriche dei Quadri elettrici in Media Tensione considerate nello schema unifilare:

- Fine Linea

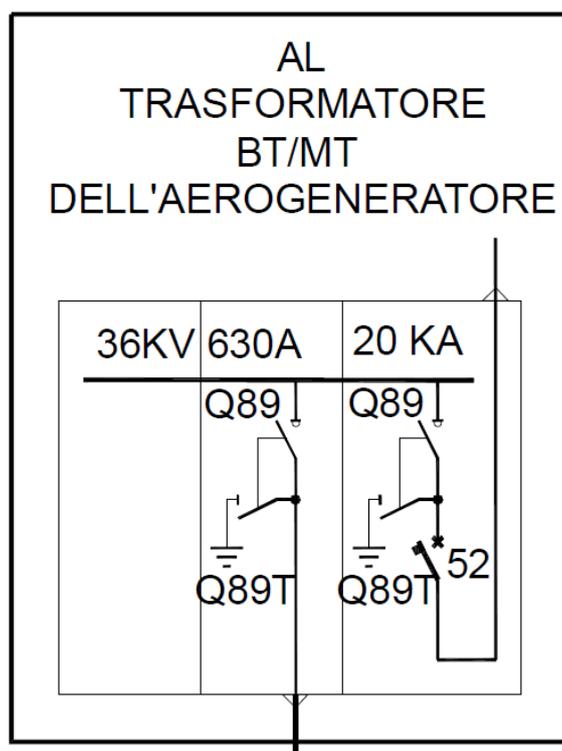


Figura 4.2.1: Fine linea

- Entra – Esci

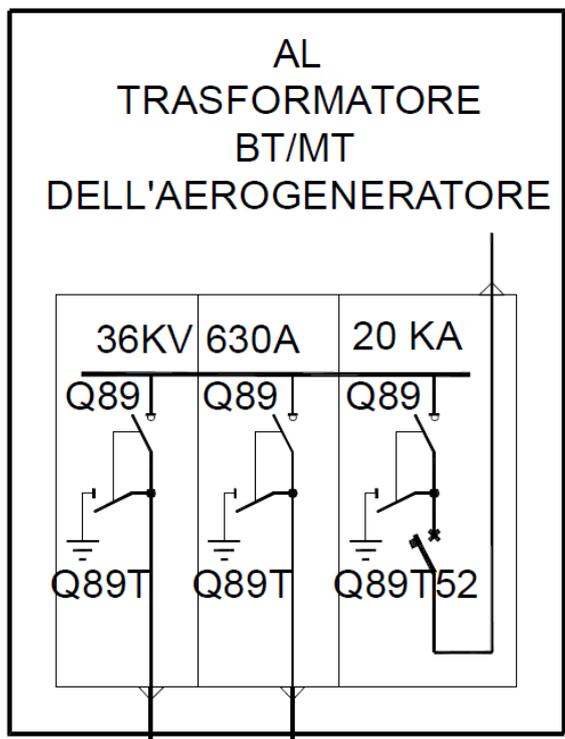


Figura 4.2.2: Entra – Esci

- Smistamento

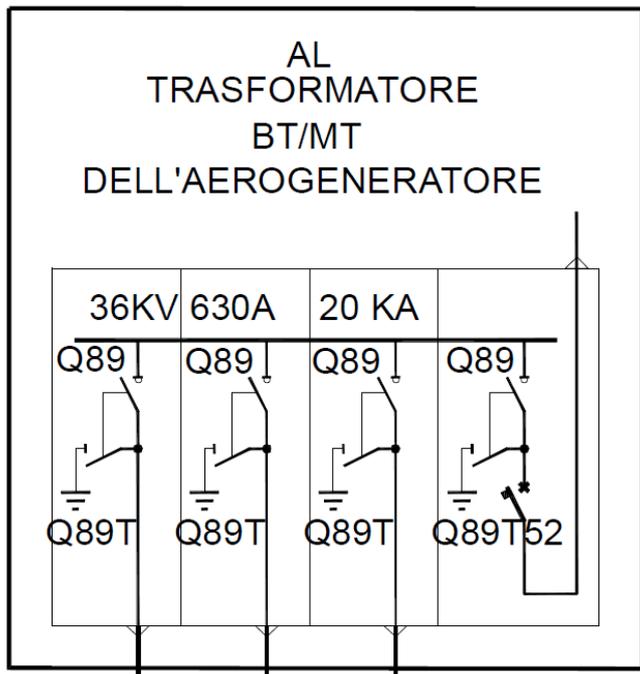


Figura 4.2.3: Smistamento

Gli aerogeneratori sono suddivisi in 6 sottocampi o circuiti, ognuno collegato alla Sottostazione Elettrica Utente e costituiti da 3 o 4 macchine, collegate tra loro secondo lo schema riportato in tabella.

CIRCUITO	AEROGENERATORE	TIPOLOGIA QUADRO MT AEROGENERATORE
CIRCUITO A	MT 01	Fine Linea
	MT 02	Entra – Esci
	MT 03	Entra - Esci
CIRCUITO B	MT 08	Fine Linea
	MT 09	Entra – Esci
	MT 10	Entra - Esci
	MT 11	Entra - Esci
CIRCUITO C	MT 13	Fine Linea
	MT 14	Entra – Esci
	MT 12	Entra - Esci
	MT 15	Entra - Esci
CIRCUITO D	MT 04	Fine Linea
	MT 05	Entra – Esci
	MT 06	Entra - Esci
	MT 07	Entra - Esci
CIRCUITO E	MT 20	Fine Linea
	MT 21	Entra - Esci
	MT 22	Smistamento
	MT 23	Fine Linea
CIRCUITO F	MT 19	Fine Linea
	MT 18	Entra – Esci
	MT 17	Entra - Esci
	MT 16	Entra - Esci

Tabella 4.2.1: Suddivisione in sottocampi degli aerogeneratori e tipologia di Quadro MT

5. SCHEMA ELETTRICO E DISTRIBUZIONE MT DEL PARCO EOLICO

5.1. Sistema di distribuzione in media tensione

L'impianto Parco Eolico Montorio è caratterizzato da una potenza complessiva di 142,6 MWp, ottenuta dai 23 aerogeneratori di potenza di 6,2 MWp ciascuno.

Nella **Tabella 5.1.1** è riportata la distribuzione delle linee elettriche MT e la potenza totale associata ad ognuno dei circuiti individuati.

Sottocampo o Circuito	Aerogeneratori	Potenza totale [MW]
CIRCUITO A	MT 01 - MT 02 - MT 03	18,6
CIRCUITO B	MT 08 - MT09 - MT 10 - MT11	24,8
CIRCUITO C	MT 13 - MT 14 - MT 12 - MT 15	24,8
CIRCUITO D	MT 04 – MT 05 – MT 06 - MT 07	24,8
CIRCUITO E	MT 20 - MT 21 - MT 22 - MT 23	24,8
CIRCUITO F	MT 19 - MT 18 - MT 17 - MT 16	24,8

Tabella 5.1.1: Distribuzione linee MT

I vari circuiti elettrici (sottocampi) sono definiti secondo un criterio che valuta i valori di cadute di tensione e delle perdite di potenze e che ottimizza le sezioni e le lunghezze dei cavi utilizzati.

Lo schema a blocchi di riferimento, nel quale sono indicate le sezioni del cavo di ogni tratto di linea e nel quale gli aerogeneratori di ogni linea sono collegati tra loro secondo lo schema in entra – esci, in smistamento e in fine linea, è riportato nella **Figura 5.1.1**.

L'aerogeneratore capofila (fine linea) è collegato tramite cavo interrato MT a 33 kV al resto del circuito, i restanti sono collegati in Entra – Esci o smistamento (MT 22) tra loro tramite cavo interrato MT a 33 kV e ognuno dei 6 circuiti è collegato alla Sottostazione Elettrica Utente 150/33 kV.

Le sezioni dei cavi sono di area crescente dall'aerogeneratore più lontano dalla stazione utente a quello più vicino alla medesima.

I cavi utilizzati sia per i collegamenti interni ai singoli circuiti che per il collegamento di ogni circuito alla suddetta Stazione sono del tipo standard in alluminio con schermatura elettrica e protezione meccanica integrata.

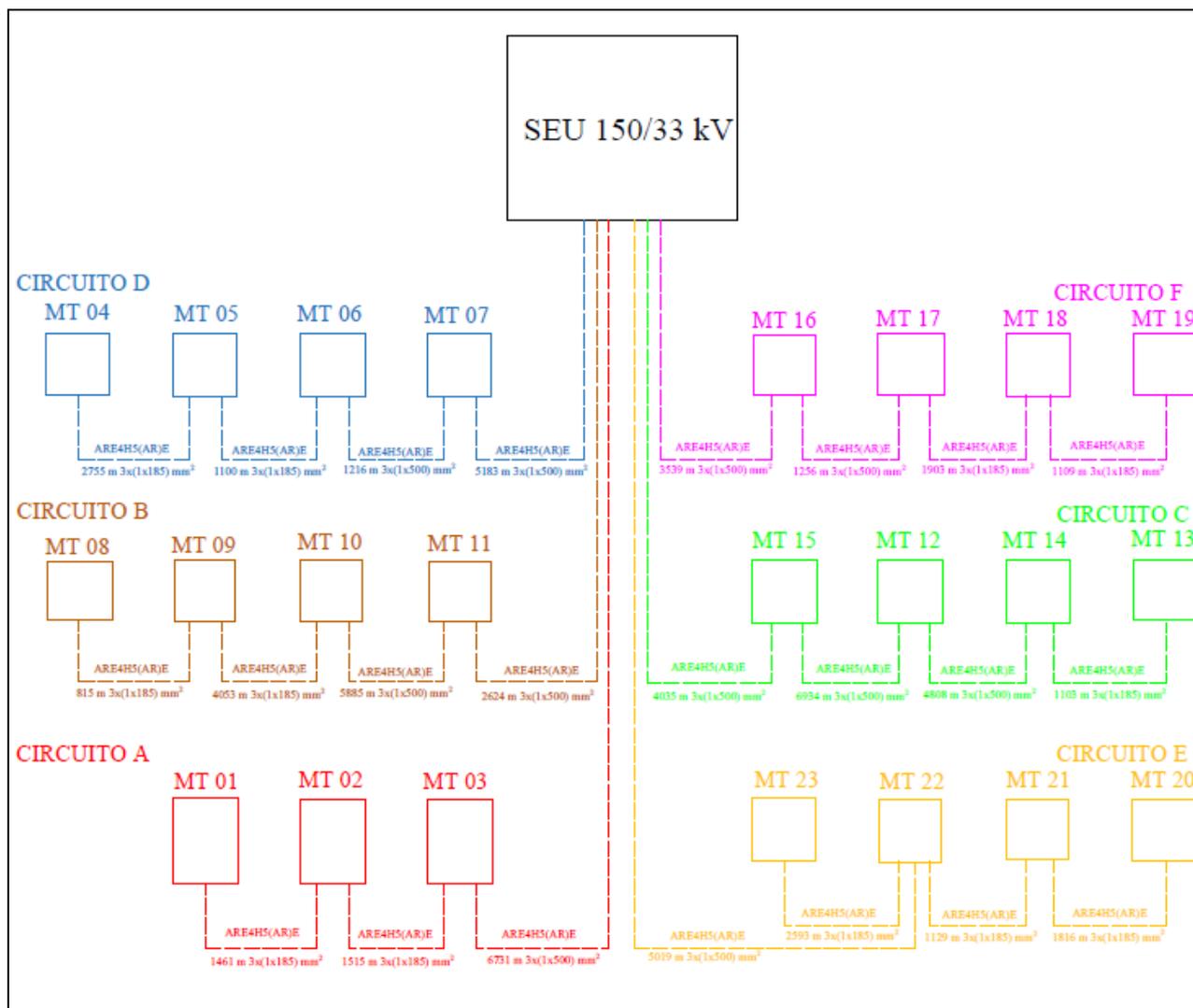


Figura 5.1.1: Schema a blocchi del Parco Eolico Montorio

5.2. Schema di collegamento elettrico

Nella figura seguente viene riportato lo schema elettrico del Parco Eolico Montorio, nel quale si esplicita la suddivisione elettrica dei vari circuiti, le linee di collegamento e la Sottostazione Elettrica Utente.

Maggiori dettagli sono riportati nell'elaborato "MT043PESE Sottostazione elettrica utente - schema unifilare".

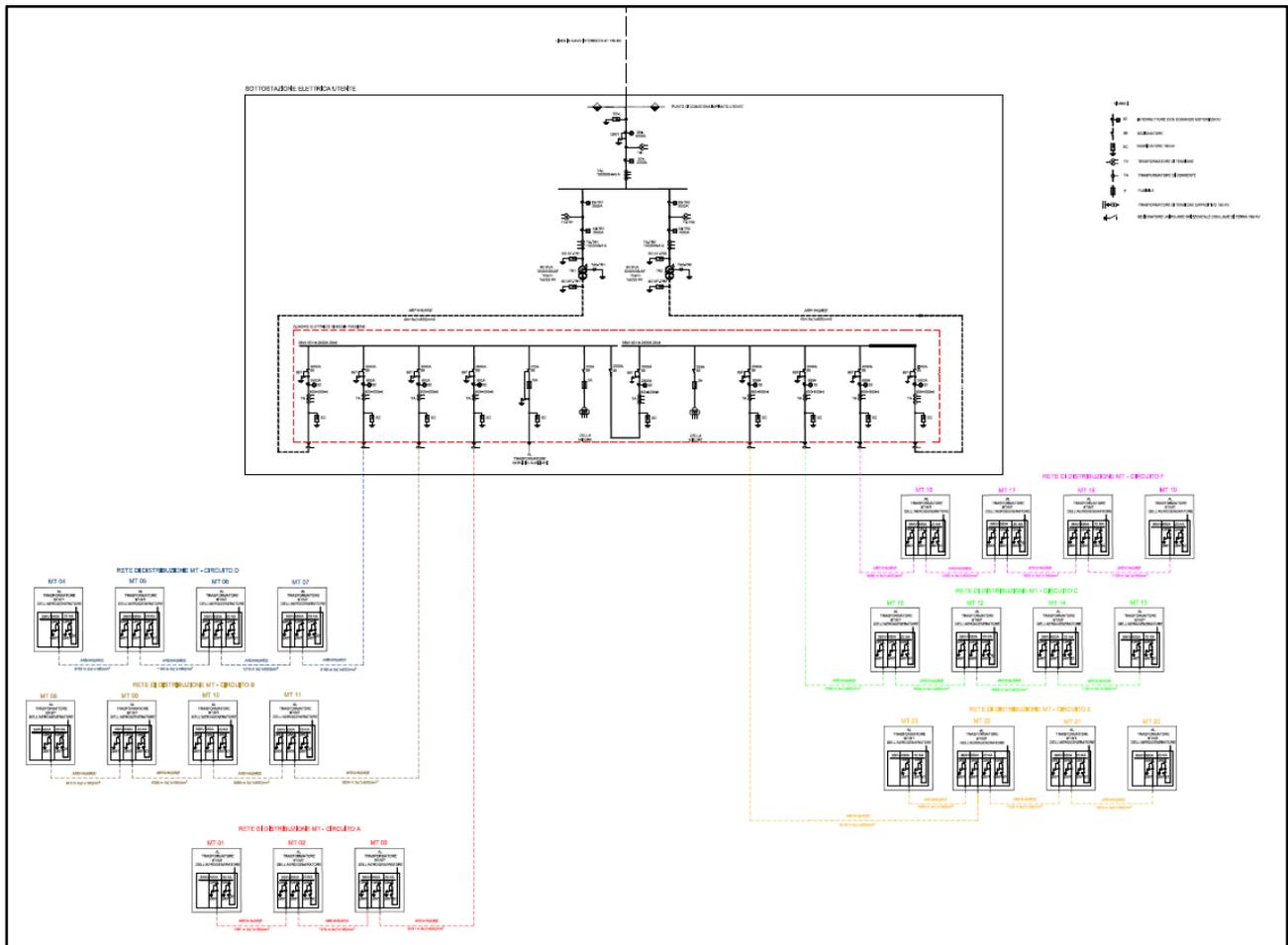


Figura 5.2.1: Schema elettrico dell'impianto

5.3. Cavi elettrici di collegamento

Il cavo impiegato per il collegamento di tutte le tratte di ognuno dei sottocampi è il tipo ARE4H5(AR)E AIRBAG ® COMPACT, a norma IEC 60502-2, del primario costruttore Prysmian.

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

Inoltre, nel caso di eventuali interferenze e particolari attraversamenti, in accordo con la Norma CEI 11 – 17, tale modalità di posa sarà 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 cavi sono collocati in trincee ad una profondità di posa di 1 m dal piano campagna.

Le lunghezze e sezioni dei cavi per ogni linea MT di collegamento che costituisce una tratta del circuito sono indicate nella **Tabella 5.3.1**.

CIRCUITO	Linea MT	Lunghezza della tratta [m]	Sezione del cavo [mm ²]	Tipologia di cavo	Modello di cavo
CIRCUITO A	MT 01 - MT 02	1461	185	AL 3x(1x185)	ARE4H5(AR)E AIRBAG® COMPACT
	MT 02 - MT 03	1515	185	AL 3x(1x185)	ARE4H5(AR)E AIRBAG® COMPACT
	MT 03 - SEU 150/33 kV	6731	500	AL 3x(1x500)	ARE4H5(AR)E AIRBAG® COMPACT
CIRCUITO B	MT 08 - MT 09	815	185	AL 3x(1x185)	ARE4H5(AR)E AIRBAG® COMPACT
	MT 09 - MT 10	4053	185	AL 3x(1x185)	ARE4H5(AR)E AIRBAG® COMPACT
	MT 10 - MT 11	5885	500	AL 3x(1x500)	ARE4H5(AR)E AIRBAG® COMPACT
CIRCUITO C	MT 13 - MT 14	1103	185	AL 3x(1x185)	ARE4H5(AR)E AIRBAG® COMPACT
	MT 14 - MT 12	4808	500	AL 3x(1x500)	ARE4H5(AR)E AIRBAG® COMPACT
	MT 12 - MT 15	6934	500	AL 3x(1x500)	ARE4H5(AR)E AIRBAG® COMPACT
	MT 15 - SEU 150/33 kV	4035	500	AL 3x(1x500)	ARE4H5(AR)E AIRBAG® COMPACT

CIRCUITO	Linea MT	Lunghezza della tratta [m]	Sezione del cavo [mm ²]	Tipologia di cavo	Modello di cavo
CIRCUITO D	MT 04 - MT 05	2755	185	AL 3x(1x185)	ARE4H5(AR)E AIRBAG® COMPACT
	MT 05 - MT 06	1100	185	AL 3x(1x185)	ARE4H5(AR)E AIRBAG® COMPACT
	MT 06 - MT 07	1216	500	AL 3x(1x500)	ARE4H5(AR)E AIRBAG® COMPACT
	MT 07 - SEU 150/33 kV	5183	500	AL 3x(1x500)	ARE4H5(AR)E AIRBAG® COMPACT
CIRCUITO E	MT 20 - MT 21	1816	185	AL 3x(1x185)	ARE4H5(AR)E AIRBAG® COMPACT
	MT 21 - MT 22	1129	185	AL 3x(1x185)	ARE4H5(AR)E AIRBAG® COMPACT
	MT 23 - MT 22	2593	185	AL 3x(1x185)	ARE4H5(AR)E AIRBAG® COMPACT
	MT 22 - SEU 150/33 kV	5019	500	AL 3x(1x500)	ARE4H5(AR)E AIRBAG® COMPACT
CIRCUITO F	MT 19 - MT 18	1109	185	AL 3x(1x185)	ARE4H5(AR)E AIRBAG® COMPACT
	MT 18 - MT 17	1903	185	AL 3x(1x185)	ARE4H5(AR)E AIRBAG® COMPACT
	MT 17 - MT 16	1256	500	AL 3x(1x500)	ARE4H5(AR)E AIRBAG® COMPACT
	MT 16 - SEU 150/33 kV	3539	500	AL 3x(1x500)	ARE4H5(AR)E AIRBAG® COMPACT

Tabella 5.3.1: Lunghezze e sezioni linee MT

Nella **Tabella 5.3.2** è riportato il numero dei cavi e l'appartenenza al relativo circuito per le varie tratte delle trincee cavidotto.

TRATTA			CIRCUITO A		CIRCUITO B		CIRCUITO C		CIRCUITO D		CIRCUITO E		CIRCUITO F	
DA	A	LUNGHEZZA	N. CAVI	FORMAZIONE CAVO	N. CAVI	FORMAZIONE CAVO								
MT 01	A1	705	1	3x(1x185)										
MT 02	A1	756	2	2x3x(1x185)										
A1	A2	543	1	3x(1x185)										
MT 03	A2	216	2	3x(1x185) + 3x(1x500)										
A2	B1	1304	1	3x(1x500)										
MT 08	B1	628			1	3x(1x185)								
MT 09	B1	187			2	3x(1x185)								
B1	B2	700	1	3x(1x500)	1	3x(1x185)								
D5	B3	1436			2	3x(1x185) + 3x(1x500)								
B3	C1	615			1	3x(1x185)	1	3x(1x185)						
MT 13	C1	24					1	3x(1x185)						
C1	B4	649			1	3x(1x185)								
MT 10	B4	131			2	3x(1x185) + 3x(1x500)								
B3	C2	319					1	3x(1x185)						
MT 14	C2	169					2	3x(1x185) + 3x(1x500)						
C2	C3	1219					1	3x(1x500)						
C3	C4	523					1	3x(1x500)						
C4	C5	1169					2	3x(1x500)						
C5	C6	1115					2	3x(1x500)						
MT 12	C6	613					2	3x(1x500)						
C4	C7	1241					1	3x(1x500)						
C7	C8	1278					1	3x(1x500)						
C8	C9	1185					2	3x(1x500)						
MT 15	C9	333					2	3x(1x500)						
C8	C11	1150					1	3x(1x500)						
C11	C10	841					1	3x(1x500)						
MT 04	D1	1225							1	3x(1x185)				
D1	D2	1040							1	3x(1x185)				
MT 05	D2	490							2	3x(1x185)				
D2	D3	99							1	3x(1x185)				
MT 06	D3	511							2	3x(1x185) + 3x(1x500)				
D3	D4	470							1	3x(1x500)				
MT 07	D4	235							2	3x(1x500)				
D4	D5	772							1	3x(1x500)				
B2	D5	335	1	3x(1x500)	1	3x(1x185)								
D5	D6	1161	1	3x(1x500)	1	3x(1x500)			1	3x(1x500)				
D6	B5	1142	1	3x(1x500)	1	3x(1x500)			1	3x(1x500)				
MT 11	B5	751			2	3x(1x500)								
B5	B6	1131	1	3x(1x500)	1	3x(1x500)			1	3x(1x500)				
B6	SS1	554	1	3x(1x500)	1	3x(1x500)			1	3x(1x500)				
SS1	SS2	188	1	3x(1x500)	1	3x(1x500)								
MT 20	E1	724									1	3x(1x185)		
E1	E2	844									1	3x(1x185)		
MT 21	E2	248									2	3x(1x185)		
E2	E3	558									1	3x(1x185)		
MT 22	E3	323									3	2x3x(1x185) + 3x(1x500)		
E3	E5	438									2	3x(1x500) + 3x(1x185)		
MT 23	E4	692									1	3x(1x185)		
E4	E5	1140									1	3x(1x185)		
E5	F1	871									1	3x(1x500)		
MT 19	F6	182											1	3x(1x185)
F6	F5	719											1	3x(1x185)
MT 18	F5	208											2	3x(1x185)
F5	F4	499											1	3x(1x185)
F4	F3	1063											1	3x(1x185)
MT 17	F3	133											2	3x(1x185) + 3x(1x500)
F3	F2	307											1	3x(1x500)
MT 16	F1	152											2	3x(1x500)
F1	F2	664									1	3x(1x500)	1	3x(1x500)
F2	F7	1306									1	3x(1x500)	1	3x(1x500)
F7	C10	891									1	3x(1x500)	1	3x(1x500)
C10	SS1	338									1	3x(1x500)	1	3x(1x500)

Tabella 5.3.2: Suddivisione dei circuiti per ogni tratta di cavidotto

5.4. Tipologia posa dei cavi

Come anticipato in precedenza, si prevede una posa dei cavi direttamente interrata ad una profondità di 1 m dal piano campagna, senza ulteriori protezioni meccaniche.

In accordo con la Norma CEI 11 – 17, tale modalità di posa sarà 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.

La figura seguente, nella quale le misure sono espresse in cm, mostra la modalità di posa, maggiori dettagli sono apprezzabili nell'elaborato "MT034PEMT Distribuzione MT - sezioni tipiche delle trincee cavidotto".

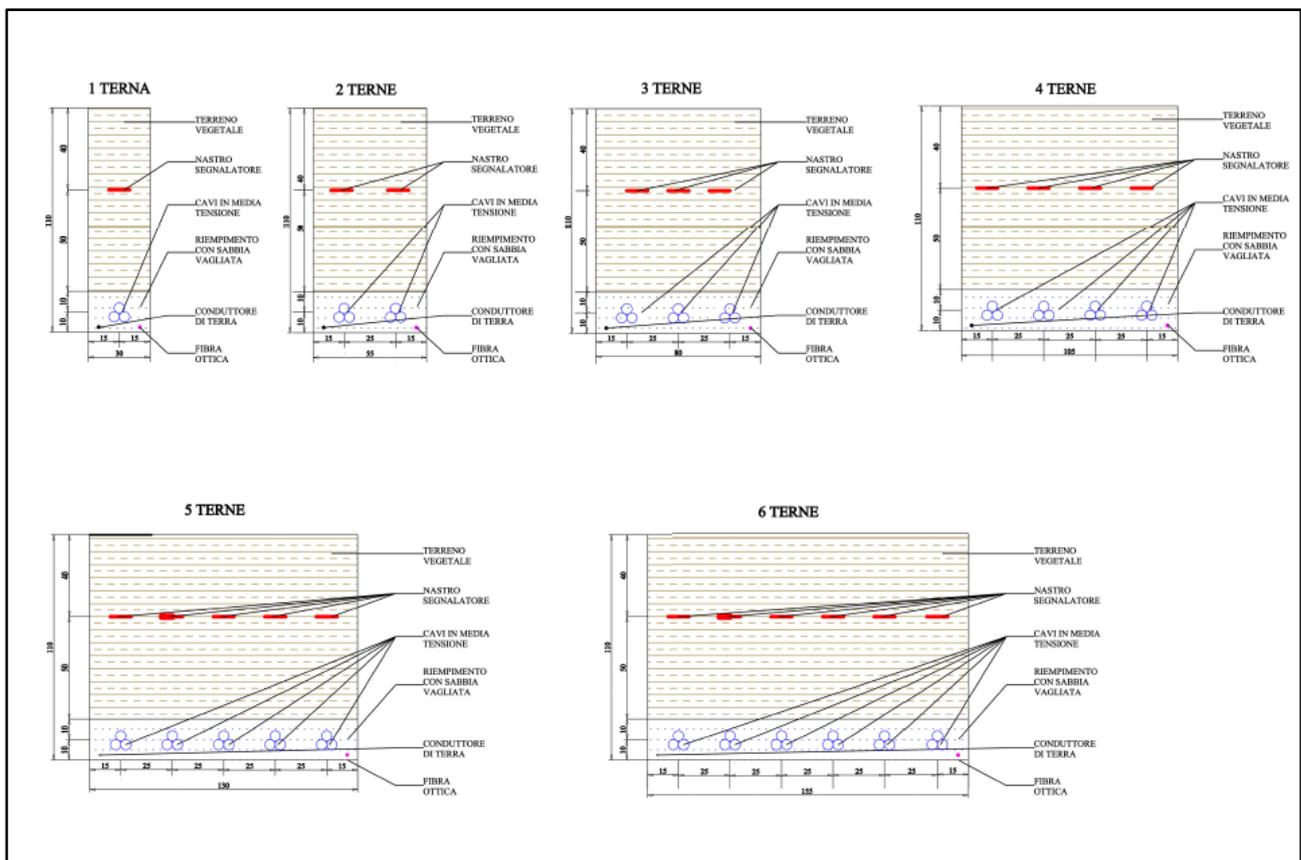


Figura 5.4.1: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto

I cavi sono collocati in trincee ad una profondità di posa di 1 m dal piano campagna e l'interasse sul piano orizzontale di due terne di cavo adiacenti ed in parallelo è pari a 25 cm; la larghezza del cavidotto interrato varia in base al numero di tali terne secondo la seguente tabella:

Numero terne cavi	Larghezza cavidotto [mm]
1	300
2	550
3	800
4	1050
5	1300
6	1550

Tabella 5.4.1: Larghezza cavidotto in base al numero di terne presenti in parallelo sullo stesso piano

Come si evince dalla **Figura 5.4.1**, 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 adoperava un cavo in fibra ottica mono-modale da 12 fibre 9/125/250, 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.

Le modalità di collegamento seguono lo schema di collegamento elettrico degli aerogeneratori.

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 cavidotto;
- 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 40 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 sul fondo 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, per uno spessore di 25 cm, materiale proveniente dagli scavi compattato.

Il passo successivo consiste nell'inserimento del nastro segnalatore dei cavi sottostanti, nel reinterro, solitamente per 40 cm, di materiale proveniente dagli scavi del pacchetto stradale prima steso.

Infine, nella Fase 3, avviene la stesura dello strato di finitura stradale per 20 cm fino al piano stradale di progetto.

Solitamente per l'ultimo strato si adoperava materiale proveniente da cava e/o si riutilizza materiale precedentemente estratto.

5.5. Dimensionamento delle linee elettriche MT

La sezione dei cavi elettrici in media tensione 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 del cavo elettrico.
- 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 in ogni circuito ed è valutata a partire dalla cabina d'impianto fino all'aerogeneratore più lontano.
- ΔP rappresenta la perdita di potenza per ognuno dei circuiti.

Per dettagli relativi al dimensionamento elettrico delle linee MT si rimanda all'elaborato di progetto "MT028PERT Calcolo preliminare degli impianti elettrici".

6. SOTTOSTAZIONE ELETTRICA DI UTENTE

Il progetto prevede che l'impianto eolico, di potenza nominale totale pari a 142.6 MWp e costituito da 23 aerogeneratori di potenza nominale pari a 6.2 MWp, collegati tra loro mediante un sistema di cavidotti interrati in media tensione, convogli l'elettricità presso una sottostazione di trasformazione AT/MT da ubicarsi nel Comune di Larino.

All'interno della Stazione Elettrica Utente è raccolta l'energia prodotta a 33 kV (Media Tensione) e trasformata a 150 kV (Alta Tensione).

Successivamente l'energia a 150 kV è trasferita, mediante cavidotto interrato a 150 kV, alla sezione 150 kV della Stazione Elettrica di Trasformazione della RTN 380/150 kV nel Comune di Larino (CB).

La Stazione Elettrica Utente occupa una superficie di circa 3500 m².

Di seguito è riportata la planimetria della Sottostazione Elettrica di Utente; per maggiori dettagli si rimanda all'elaborato di progetto "MT038PESE Sottostazione elettrica utente-planimetria elettromeccanica".

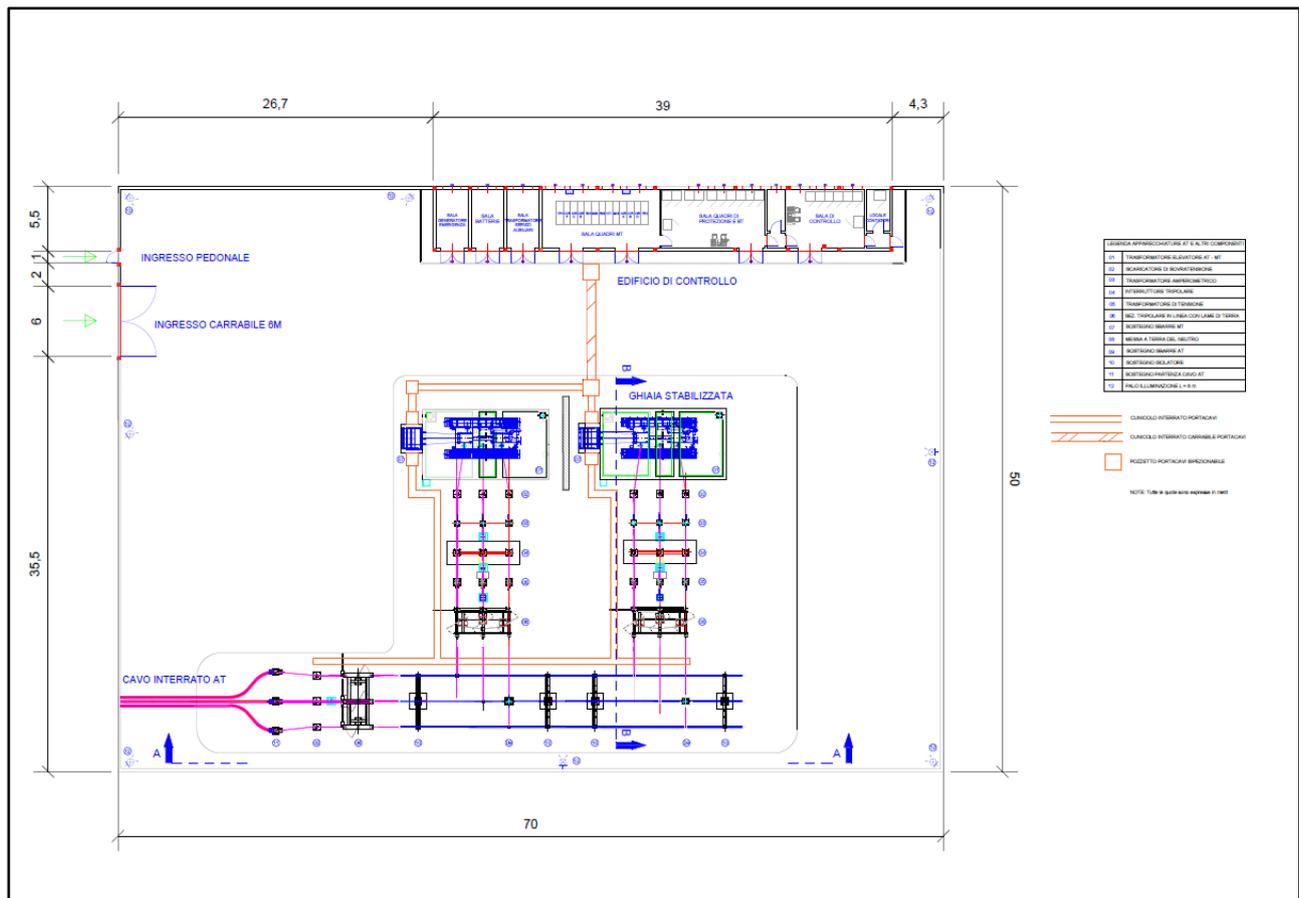


Figura 6.1: Planimetria elettromeccanica della Stazione Utente

6.1 Descrizione Sottostazione Elettrica Utente

Il progetto prevede che la Sottostazione Elettrica Utente sia costituita da un nuovo impianto utente:

- 2 Trasformatori da 150/33 kV di potenza 80 MVA ONAN/ONAF;
- Interruttori tripolari 170 kV 2000 A 40 kA;
- Sistema di distribuzione in sbarre;
- TV capacitivi;
- TV induttivi;
- TA;
- Scaricatori 170kV;
- Sezionatori tripolari;
- Planimetria apparecchiature elettromeccaniche.

La sezione MT e BT è costituita da:

- Sistema di alimentazione di emergenza e ausiliari;
- Trasformatori servizi ausiliari 33/0,4 kV 150 kVA MT/BT;
- Quadri MT 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;
- Scomparti di protezione generale;
- Scomparti di protezione riserva.

Presso la Sottostazione Elettrica Utente è prevista la realizzazione di un edificio, all'interno del quale siano ubicati quadri MT, i trasformatori MT/BT, i quadri ausiliari e di protezione oltre al locale misure e servizi.

L'edificio di cui sopra ha dimensioni in pianta di circa 39 x 5,5 mm² e la relativa recinzione perimetrale è realizzata con moduli in calcestruzzo prefabbricati di altezza pari a 2,5 m circa.

L'intera area è dotata di ingresso pedonale e carrabile.

6.2 Apparecchiature AT 150 kV

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

- Tensione di esercizio AT: 150 kV;
- Tensione massima di sistema: 170 kV;
- Frequenza: 50 Hz;
- Tensione di tenuta alla frequenza industriale:
 - Fase a terra 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: 31,3 kA.

Di seguito sono riportate le principali caratteristiche delle apparecchiature AT della sezione 150 kV.

Trasformatori di potenza.

- Rapporto di trasformazione AT/MT: $150 \pm 10 \times 1,25\% / 33 \text{ kV}$;
- Potenza di targa: 80 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;
- Tensione massima avvolgimento MT: 36 kV.

Interruttore.

- Tensione nominale: 170 kV;
- Corrente nominale: 2000 A;
- Max tensione di prova:
 - Tensione nominale di tenuta a frequenza di esercizio: 325 kV;
 - tensione nominale di tenuta ad impulso atmosferico: 750 kV;
- Corrente nominale di breve durata: 40 kA;
- Corrente nominale di picco 100 kA.

Sezionatore di terra.

- Comando tripolare a motore;
- Tensione ausiliari 110 Vcc.

Trasformatori di tensione capacitivi.

- Rapporto di trasformazione nominale $150.000:\sqrt{3} / 100:\sqrt{3} \text{ V}$.

Trasformatori di tensione induttivi.

- Tensione nominale primaria $150.000:\sqrt{3} \text{ V}$;
- Tensione nominale secondaria $100:\sqrt{3} \text{ V}$.

Sistema di sbarre.

- Corrente nominale 2000 A.

6.3 Sistemi di misura

Il progetto prevede l'installazione di un sistema di misura UTF sullo stallo a 150 kV e 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 di un gruppo per la misura dei consumi dei sistemi ausiliari.

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

6.4 Sistema di automazione

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

6.5 Sistema di protezione

Al fine di assicurare la sicurezza del Parco Eolico, della Sottostazione, degli operatori, della Stazione di connessione nonché della Cabina Primaria Terna, sono previsti tutti i sistemi di protezione.

6.6 Servizi ausiliari

L'alimentazione dei servizi ausiliari avviene mediante i trasformatori MT/bt 33/0,4 kV, in derivazione dai quadri generali MT.

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 MT;
- Ausiliari sezione AT;
- Illuminazione aree esterne;
- Circuiti prese e circuiti illuminazione edificio SSE;
- 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, alimentati a 110 V_{cc} mediante un banco di batterie, alimentate dal raddrizzatore.

6.7 Rete di terra

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

L'impianto di terra è costituito da una maglia di terra in corda di rame nudo di sezione pari a 63 mm², interrato a 60 cm dal piano campagna e avente lato interno massimo da valutare in sede di progettazione esecutiva.

Presso i trasformatori AT/MT, come si può apprezzare dall'elaborato di progetto "MT042PESE Sottostazione elettrica utente-rete di terra", 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, sulla base delle specifiche indicazioni del gestore.

La rete di terra è collegata alle apparecchiature in 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 esecutiva, 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 in Alta Tensione.

6.8 Edificio di comando e controllo

Il progetto prevede la realizzazione di un edificio di dimensioni in pianta di 39 x 5,5 m in grado di contenere locali tecnici e uffici, quali:

- Locale gruppo elettrogeno;
- Locale per servizi ausiliari;
- Locale quadri MT;
- Locale quadri BT;
- Locale quadri di controllo.

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

6.9 Opere civili

Le principali opere civili previste riguardano:

- Scotico superficiale;
- Scavo di sbancamento e successivo consolidamento per garantire la necessaria qualità del sottofondo;
- Eventuali opere strutturali necessarie alla preparazione dell'area (palificate e/o gabbionate);
- Realizzazione della rete di terra;
- Realizzazione della rete idraulica di smaltimento acque bianche;
- Realizzazione fondazioni in c.a. per apparecchiature AT;
- Sistemazione delle aree sottostanti le apparecchiature AT con area 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 2,50 m;
- Realizzazione di un ingresso pedonale (larghezza 0,9 m) e di un carrabile (larghezza 6 m), lungo il muro perimetrale;
- Realizzazione accesso da pubblica viabilità sino al cancello di ingresso presso la SSE.

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 Elettrica Utente 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. COLLEGAMENTO DELL'IMPIANTO ALLA RETE ELETTRICA NAZIONALE

La Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) prevede che l'impianto eolico venga collegato in antenna a 150 kV alla sezione 150 kV della Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) della RTN 380/150 kV di Larino.

Pertanto, l'energia prodotta dal parco eolico è raccolta nella Stazione Elettrica Utente, trasferita mediante cavo interrato a 150 kV alla sezione a 150 kV della suddetta Stazione Elettrica Terna, trasformata da 150 kV a 380 kV e immessa nella Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale a 380 kV.

Il progetto prevede che la Stazione Elettrica Utente sia nelle immediate vicinanze alla Stazione Elettrica Terna, come riportato nella **Figura 8.1**.

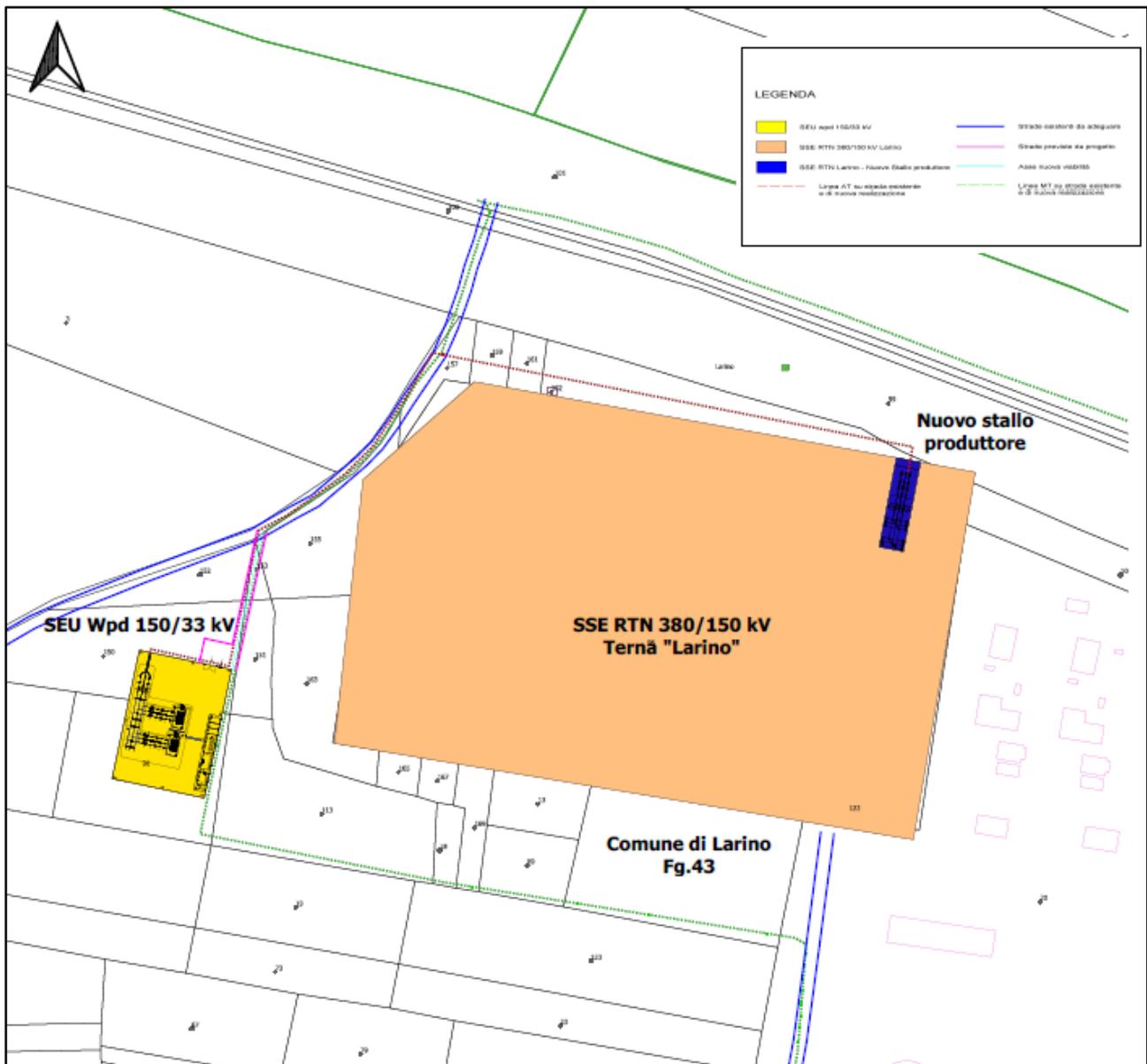


Figura 8.1: Scema di connessione su catastale

Nella figura seguente è riportato lo schema unifilare completo, comprendente sia l'impianto di utenza che di rete (maggiori dettagli sono apprezzabili nel documento di progetto "MT079RTND Schema elettrico unifilare connessione RTN Terna").

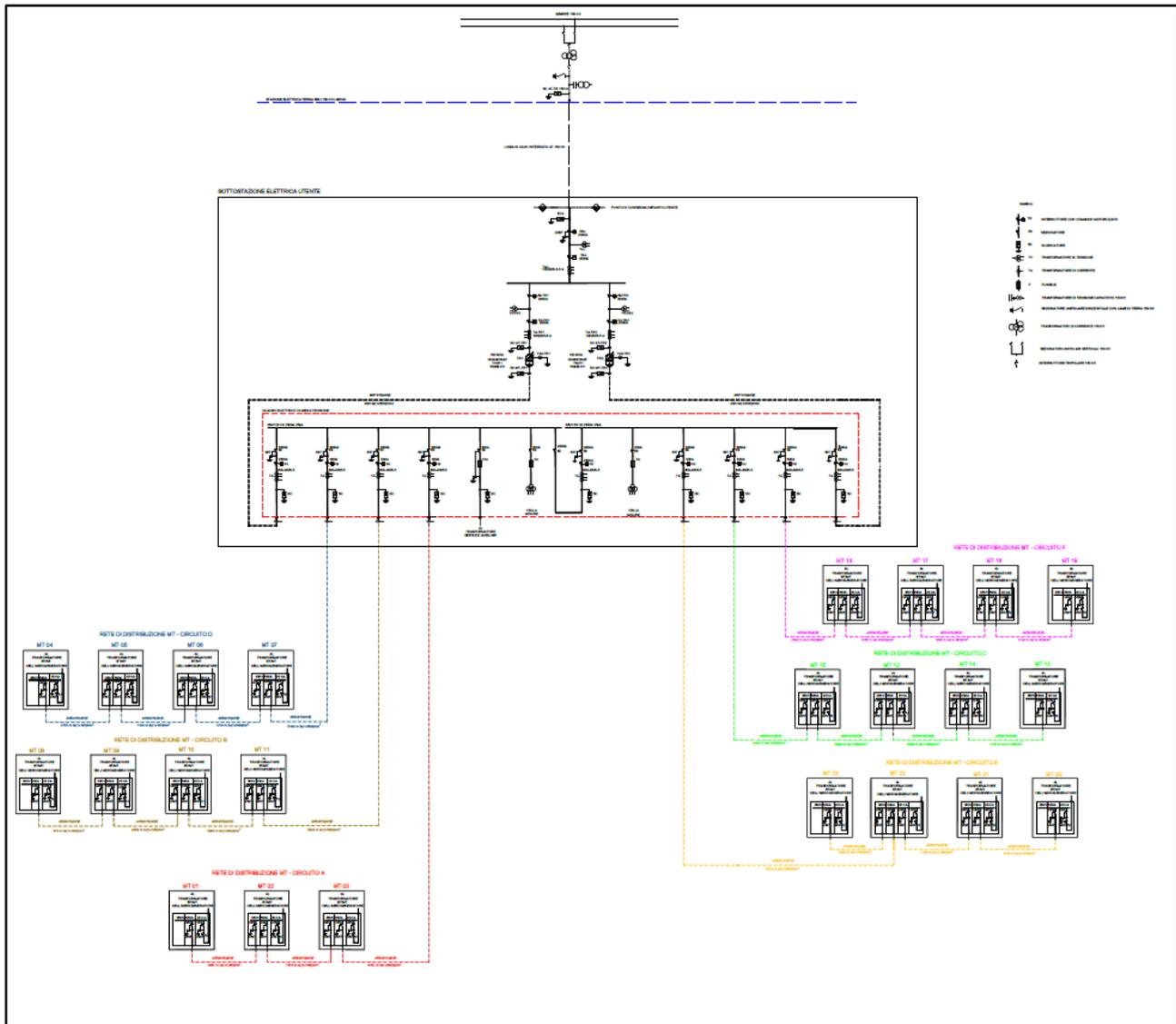


Figura 8.2: Schema unifilare

8.1 Elettrodotta AT

In base a quanto specificato dalla STMG, l'elettrodotta in antenna a 150 kV per il collegamento alla stazione di Larino costituisce impianto di utenza per la connessione.

Tale collegamento sarà realizzato tramite una linea interrata a 150 kV di lunghezza di circa 535 m e composta da una terna di cavi unipolari a 150 kV con conduttore in alluminio, isolamento in polietilene reticolato XLPE U_0/U 87/150 kV, schermatura in alluminio e guaina esterna in polietilene.

Il cavidotto sarà collegato a 3 terminali AT lato Stazione Utente e 3 terminali AT dello stallo di consegna Terna lato Stazione di trasformazione 380/150 kV.

Per quanto riguarda le modalità di posa, sono prese in considerazione le modalità di tipo M, in accordo con la Norma CEI 11 – 17.

Inoltre, lo scavo avrà larghezza pari a 0,70 m e profondità di 1,70 m dal piano campagna.

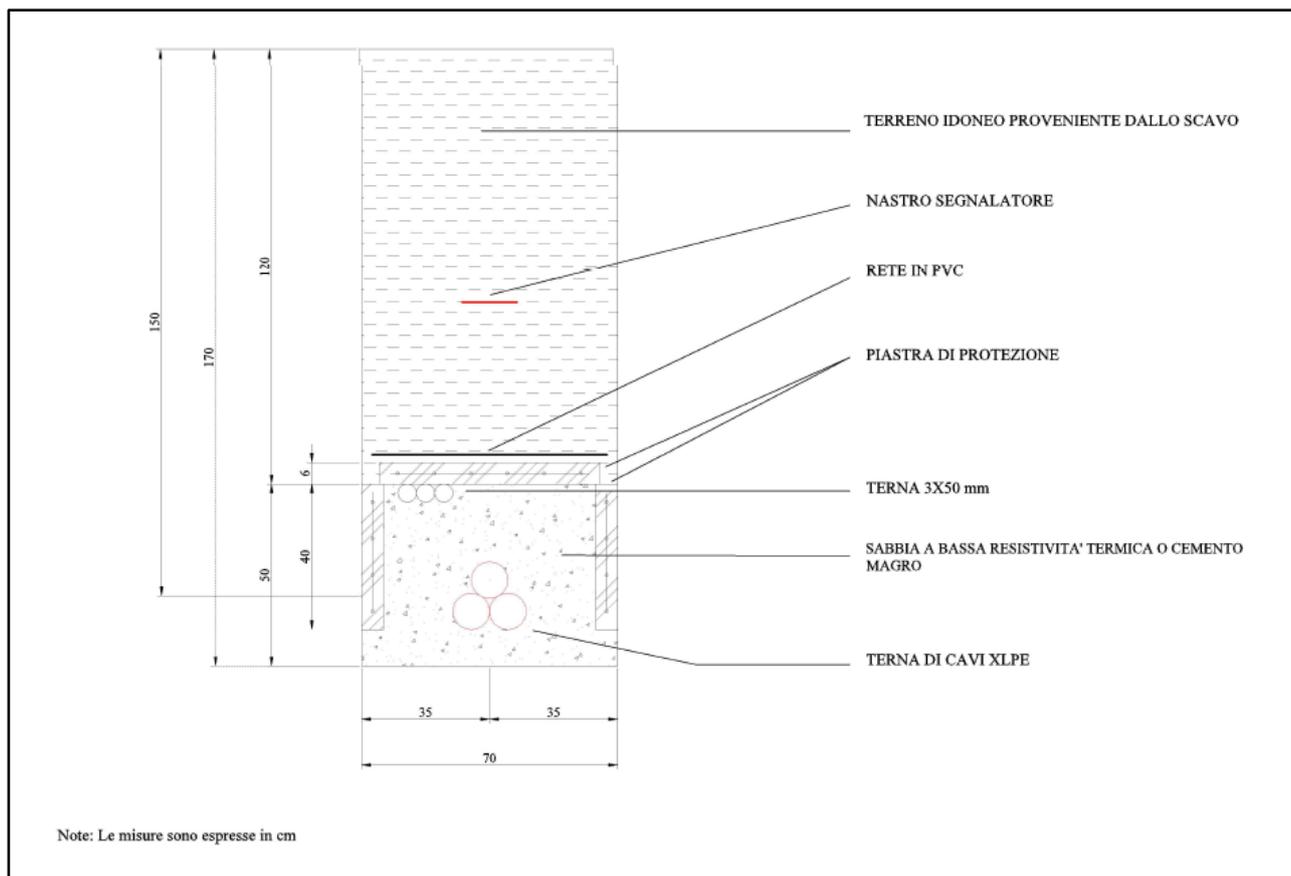


Figura 8.1.1: Sezione tipica della trincea cavidotto AT

Le caratteristiche tecniche ed elettriche dei cavi sono elencate nella seguente tabella:

SISTEMA ELETTRICO	3 Fasi – Corrente alternata
TENSIONE NOMINALE	U ₀ /U 87/150 kV
FREQUENZA NOMINALE	50 Hz
TENSIONE MASSIMA	170 kV
TENSIONE DI PROVA AD IMPULSO ATMOSFERICO	750 kV _{cr}
TENSIONE DI PROVA A FREQUENZA INDUSTRIALE	325 kV
PORTATA IN CORRENTE	950 A
POTENZA TRASPORTATA	220 MVA
SEZIONE CONDUTTORE	1200 mm ²

Tabella 8.1.1: Caratteristiche tecniche ed elettriche del cavo in AT

Sulla base di quest'ultima constatazione e della potenza trasportabile prevista è stata individuata la sezione del conduttore pari a 1200 mm², a meno di eventuali adattamenti in fase di progettazione esecutiva.

9. CAMPI ELETTROMAGNETICI DELLA LINEA ALTA TENSIONE

Per il calcolo dei campi di induzione magnetica si fa riferimento alle linee guida riportate dal DM 29/05/2008 e Norma CEI 102-11 art. 6.2.3 b ed alla Norma CEI 211-4 cap 4.3.

La seguente tabella mostra i valori limite del campo di induzione magnetica generato dagli elettrodotti sulla base del DPCM 08/07/2003 - "Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti".

Inoltre, nella valutazione dell'impatto elettromagnetico, generato dall'impianto eolico sulla popolazione esterna, si seguono le prescrizioni relative alla Legge n. 36 del 22/02/2001 - "Legge Quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici" ed al Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 8 luglio 2003 (DPCM 8/7/2003) - "Fissazione dei limiti di esposizione dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti" (il termine elettrodotta si riferisce alle linee elettriche ed alle cabine MT/BT).

Nella valutazione dell'impatto elettromagnetico, generato dall'impianto eolico, sui lavoratori si seguono le prescrizioni relative D.Lgs. 81/08.

Soglia	Valore limite del campo di induzione magnetica	Intensità del campo elettrico
Limite di esposizione	100 μT : da intendersi come valore efficace.	5000 V/m
Valore di attenzione: misura di cautela per la protezione da possibili effetti a lungo termine, nelle aree di gioco per l'infanzia, in ambienti abitativi, in ambienti scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore giornaliere.	10 μT : da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio.	
Obiettivo di qualità: nella progettazione di nuovi elettrodotti in aree di gioco per l'infanzia, in ambienti abitativi, in ambienti scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore giornaliere, e nella progettazione di nuovi insediamenti e delle nuove aree di cui sopra in prossimità delle linee ed installazioni elettriche già presenti nel territorio.	3 μT : da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio.	

Tabella 9.1: Soglie dell'induzione magnetica e dell'intensità del campo elettrico

I valori di campo indicati in tabella non devono essere superati in alcuna condizione per quanto riguarda i limiti di esposizione.

I valori di attenzione non devono essere superati negli ambienti abitativi, scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze prolungate (questi ultimi rappresentano una misura cautelativa nei confronti di eventuali effetti di lungo termine).

L'obiettivo di qualità si riferisce ai valori di campo causati da singoli impianti o apparecchiature da conseguire nel breve, medio e lungo periodo, attraverso l'uso di tecnologie e metodi di risanamento disponibili (quest'ultimo parametro ha il fine di minimizzare l'esposizione della popolazione esterna e dei lavoratori nei confronti di effetti di lungo termine).

Nella presente trattazione non è stato effettuato il calcolo del campo elettrico generato dalla linea in cavo in quanto esso risulta essere nullo all'esterno di un cavo schermato.

9.1 Calcolo distanza di prima approssimazione (DPA)

La Distanza di Prima Approssimazione (DPA) che rappresenta la distanza dall'asse centrale della linea elettrica al di là della quale si supera il limite del campo di induzione magnetica risulta inferiore a 3 μT .

Per determinare la suddetta distanza viene calcolato il campo di induzione magnetica adoperando il modello semplificato di calcolo descritto di seguito.

Nel caso di una singola terna di cavo il campo di induzione magnetica generato dai cavi percorsi da corrente si ottiene dalla formula:

$$B = \frac{0.1 \cdot (I \cdot S) \sqrt{6}}{R^2} \quad (1)$$

od anche

$$R = \sqrt{0.1 \cdot \frac{(I \cdot S) \cdot \sqrt{6}}{B}} \quad (2)$$

dove:

- B è il campo di induzione magnetica [μT];
- I è la portata di corrente [A];
- S è la distanza tra i conduttori (si assume pari al diametro del cavo unipolare che forma una fase) [m];
- R è la distanza di calcolo [m].

Risulta $R = [(x - x_0)^2 + (Y - y_0)^2]^{1/2} = [(x - x_0)^2 + (Y + d)^2]^{1/2} = [x^2 + (Y+d)^2]^{1/2}$ dove:

- x_0, y_0 sono le coordinate del conduttore [m] rispetto all'origine (situato nel piano del suolo in corrispondenza di $x = 0$) degli assi del sistema di riferimento.

Dalle caratteristiche dei cavi adoperati, il diametro esterno dei cavi, aventi sezione 1200 mm^2 , è 100 mm , mentre risulta $d = 1500 \text{ mm}$.

La corrente di progetto, ottenuta in corrispondenza della potenza dell'impianto di $142,6 \text{ MWp}$, tensione V di 150 kV e $\cos\varphi$ di $0,9$, è di

$$I = \frac{P}{V \cos\varphi \sqrt{3}} = 610 \text{ A}$$

La tabella ed il grafico seguente riportano i valori del campo di induzione magnetica in funzione della distanza dall'asse y o distanza dall'asse centrale (con intervallo di campionamento di $0,5 \text{ m}$) per varie distanze dal suolo.

INDUZIONE MAGNETICA [μ T]							
Distanza dall'asse y [m]	Distanza dal suolo [m]						
	0	0,5	1	1,5	2	2,5	3
-10	0,146131	0,143672	0,14063	0,137082	0,133113	0,128809	0,124257
-9,5	0,161534	0,158535	0,154838	0,150548	0,145775	0,14063	0,135221
-9	0,179482	0,175787	0,171254	0,166021	0,160235	0,15404	0,147574
-8,5	0,200562	0,195959	0,190343	0,1839	0,176827	0,169313	0,161534
-8	0,225538	0,219734	0,212696	0,204683	0,195959	0,186774	0,177352
-7,5	0,255417	0,247998	0,23907	0,228994	0,21813	0,206808	0,195319
-7	0,291549	0,281922	0,270441	0,257619	0,243949	0,229875	0,215767
-6,5	0,335773	0,323068	0,30808	0,291549	0,274163	0,256513	0,23907
-6	0,390638	0,373547	0,353654	0,332042	0,309676	0,287344	0,265634
-5,5	0,45975	0,436259	0,409367	0,380685	0,351574	0,323068	0,295879
-5	0,548326	0,515237	0,47814	0,439467	0,401124	0,364436	0,330207
-4,5	0,664084	0,61616	0,563845	0,510834	0,45975	0,41219	0,368935
-4	0,818734	0,747094	0,671546	0,597675	0,528916	0,466934	0,41219
-3,5	1,030475	0,919501	0,80767	0,703148	0,609873	0,528916	0,45975
-3	1,328168	1,149376	0,979796	0,830105	0,703148	0,597675	0,510834
-2,5	1,757869	1,457745	1,195351	0,979796	0,80767	0,671546	0,563845
-2	2,390702	1,867736	1,457745	1,149376	0,919501	0,747094	0,61616
-1,5	3,320419	2,390702	1,757869	1,328168	1,030475	0,818734	0,664084
-1	4,597504	2,988377	2,06095	1,494189	1,12769	0,878935	0,703148
-0,5	5,976755	3,515738	2,298752	1,615339	1,195351	0,919501	0,728873
0	6,640839	3,735472	2,390702	1,66021	1,219746	0,933868	0,737871
0,5	5,976755	3,515738	2,298752	1,615339	1,195351	0,919501	0,728873
1	4,597504	2,988377	2,06095	1,494189	1,12769	0,878935	0,703148
1,5	3,320419	2,390702	1,757869	1,328168	1,030475	0,818734	0,664084
2	2,390702	1,867736	1,457745	1,149376	0,919501	0,747094	0,61616
2,5	1,757869	1,457745	1,195351	0,979796	0,80767	0,671546	0,563845
3	1,328168	1,149376	0,979796	0,830105	0,703148	0,597675	0,510834
3,5	1,030475	0,919501	0,80767	0,703148	0,609873	0,528916	0,45975
4	0,818734	0,747094	0,671546	0,597675	0,528916	0,466934	0,41219
4,5	0,664084	0,61616	0,563845	0,510834	0,45975	0,41219	0,368935
5	0,548326	0,515237	0,47814	0,439467	0,401124	0,364436	0,330207
5,5	0,45975	0,436259	0,409367	0,380685	0,351574	0,323068	0,295879
6	0,390638	0,373547	0,353654	0,332042	0,309676	0,287344	0,265634
6,5	0,335773	0,323068	0,30808	0,291549	0,274163	0,256513	0,23907
7	0,291549	0,281922	0,270441	0,257619	0,243949	0,229875	0,215767
7,5	0,255417	0,247998	0,23907	0,228994	0,21813	0,206808	0,195319
8	0,225538	0,219734	0,212696	0,204683	0,195959	0,186774	0,177352
8,5	0,200562	0,195959	0,190343	0,1839	0,176827	0,169313	0,161534
9	0,179482	0,175787	0,171254	0,166021	0,160235	0,15404	0,147574
9,5	0,161534	0,158535	0,154838	0,150548	0,145775	0,14063	0,135221
10	0,146131	0,143672	0,14063	0,137082	0,133113	0,128809	0,124257

Tabella 9.1.1: Induzione magnetica per varie distanze dall'asse centrale e distanze dal suolo

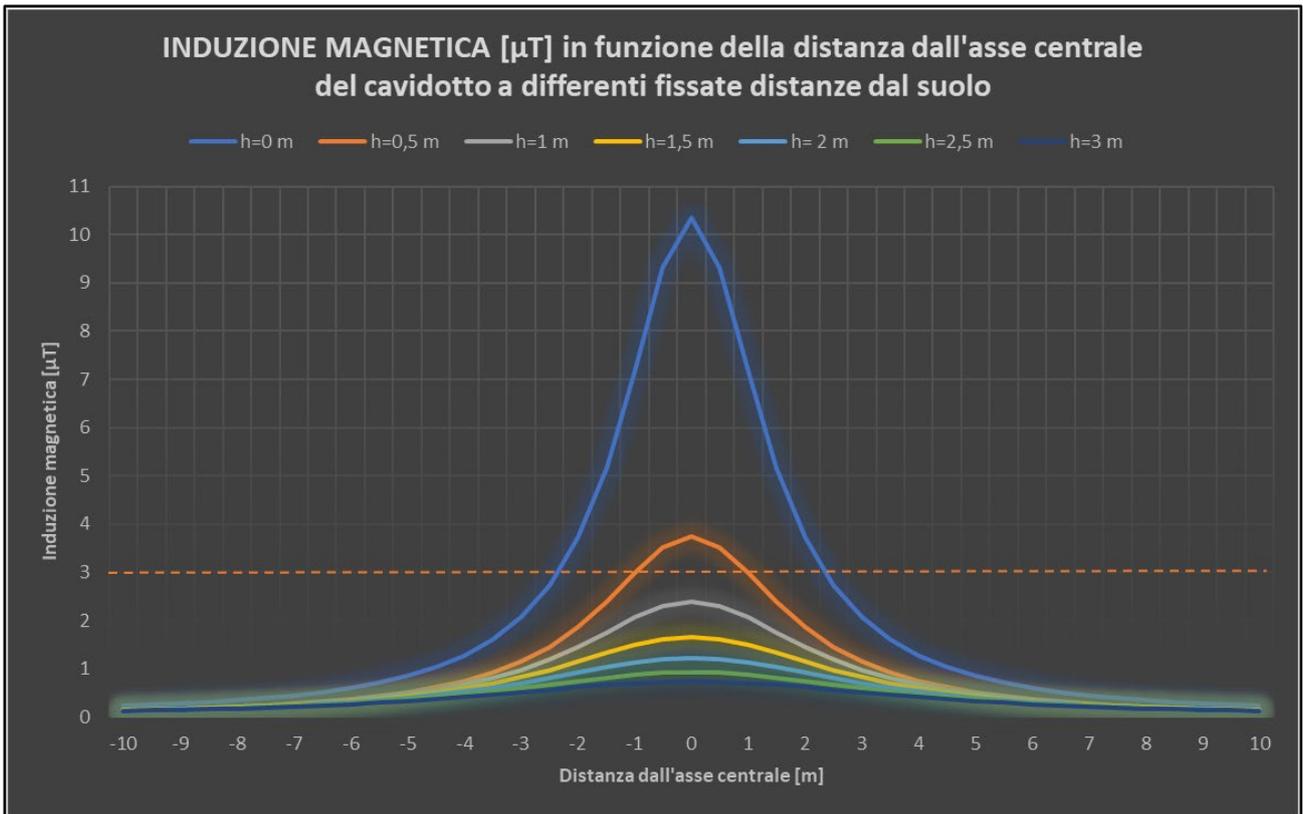


Figura 9.1.1: Induzione magnetica per varie distanze dall'asse centrale e distanze dal suolo

Come si evince dai valori riportati nella tabella, la Distanza di Prima Approssimazione è pari a 2,35 m.

Nella **Figura 9.1.2** è rappresentata la DPA dall'asse centrale di linea AT su mappa catastale.

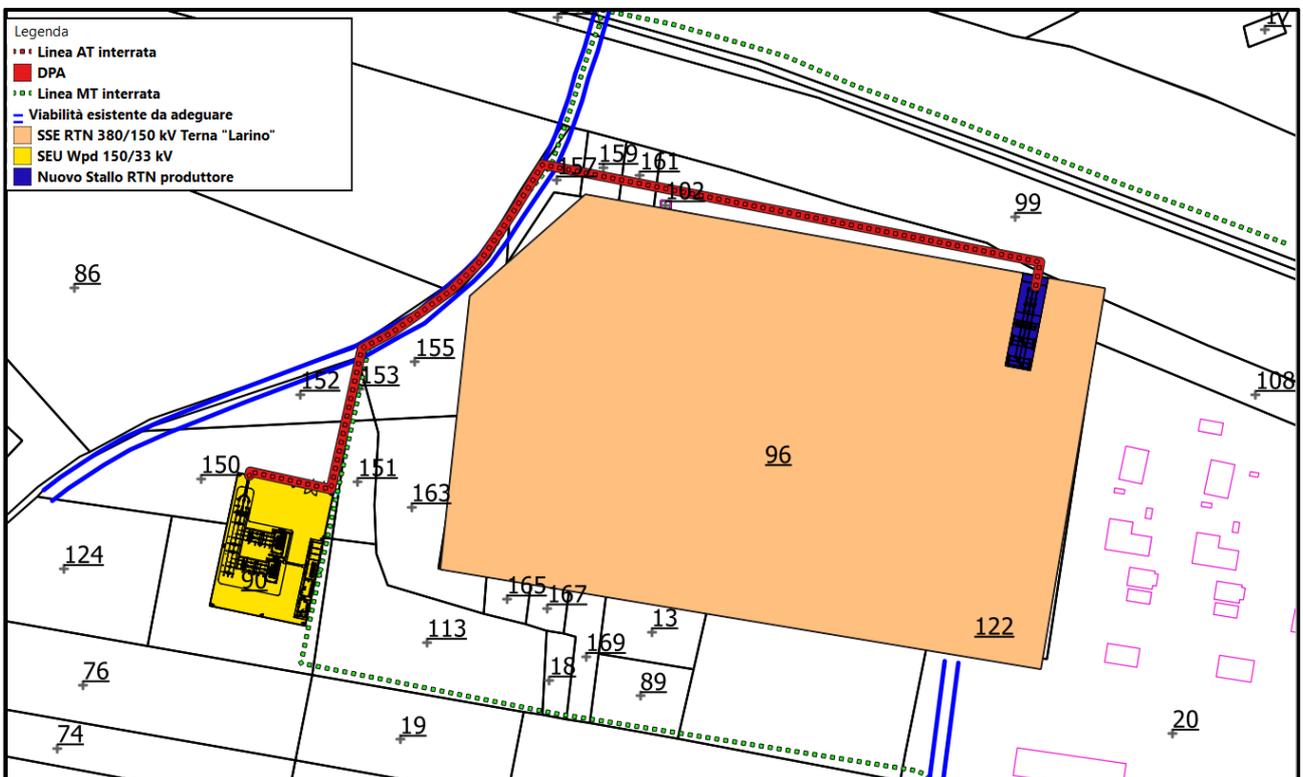


Figura 9.1.2: Distanza di Prima Approssimazione della linea AT su mappa catastale

Nell'intorno del tracciato di posa dei cavi, anche a distanze più elevate rispetto alla DPA, non sono presenti ricettori sensibili, ovvero zone in cui è prevista la presenza di persone per più di 4 ore nella singola giornata.

9.2 Fasce di rispetto e API

Ai fini dell'apposizione del vincolo preordinato all'esproprio, in base all'Articolo 52 quater, comma 6, del Testo Unico sugli espropri n. 327 del 08/06/2001 e successive modificazioni, le **“Aree Potenzialmente Impegnate” (API)** coincidono con le “zone di rispetto”, ovvero le zone all'interno delle quali inserire eventuali varianti al tracciato dell'elettrodotto senza la necessità di nuove autorizzazioni.

All'interno delle “fasce di rispetto” non è consentita alcuna destinazione di edifici ad uso residenziale, scolastico, sanitario, ovvero un uso che comporti una permanenza superiore a 4 ore, da determinare in conformità alla metodologia di cui al D.P.C.M. 08/07/2003, emanata con Decreto MATT del 29 Maggio 2008.

Pertanto, i terreni ricadenti all'interno delle zone di cui sopra necessitano di tale vincolo e, in fase di progettazione esecutiva, si renderà necessario delimitare le aree effettivamente impegnate.

Il calcolo delle fasce di rispetto può essere condotto sulla base di quanto riportato nella norma CEI 106-11, che prevede l'utilizzo di modelli di calcolo semplificati di quelli contenuti nella norma CEI 211-4.

Considerando che la fascia di rispetto può essere intesa come il raggio R [m] della circonferenza corrispondente ai punti con campo di induzione magnetica di 3 μT, si adotta la seguente formula semplificata:

$$R = 0,286 \sqrt{IS}$$

dove I rappresenta la portata nominale di corrente [A] e S la distanza tra i conduttori (si assume pari al diametro del cavo unipolare che forma una fase) [m].

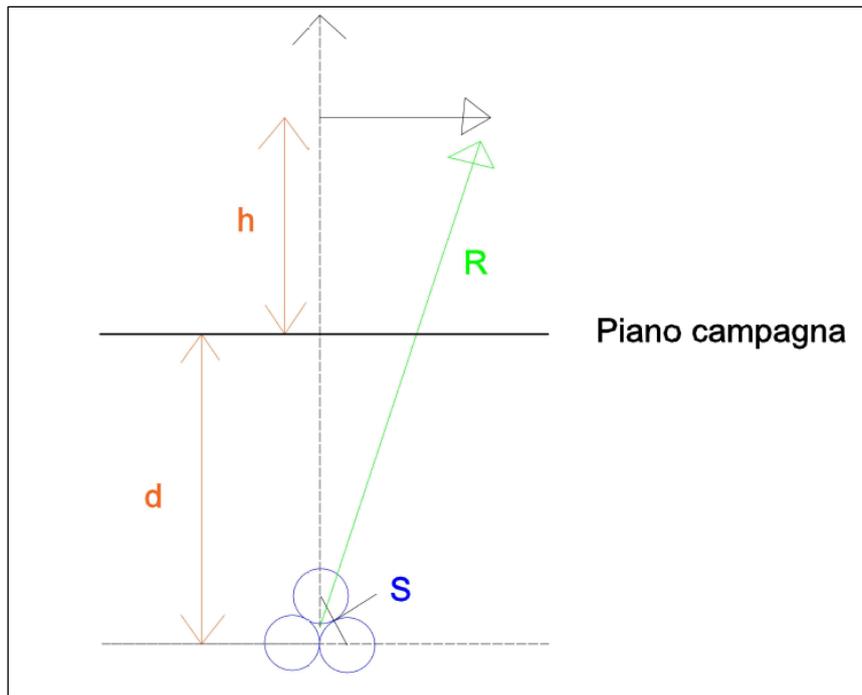


Figura 9.2.1: Rappresentazione grafica dei parametri considerati nel calcolo

Nel caso del cavo interrato in AT, per cui $I = 950$ A e $S = 100$ mm, risulta che la fascia di rispetto è pari a 2,79 m, ovvero, arrotondando al metro, pari a 3 m per parte rispetto all'asse del cavidotto.

Nella **Figura 9.2.2** seguente sono rappresentate le "Aree Potenzialmente Impegnate" (API) su mappa catastale, da cui si evince l'assenza di ricettori all'interno di tale fascia.

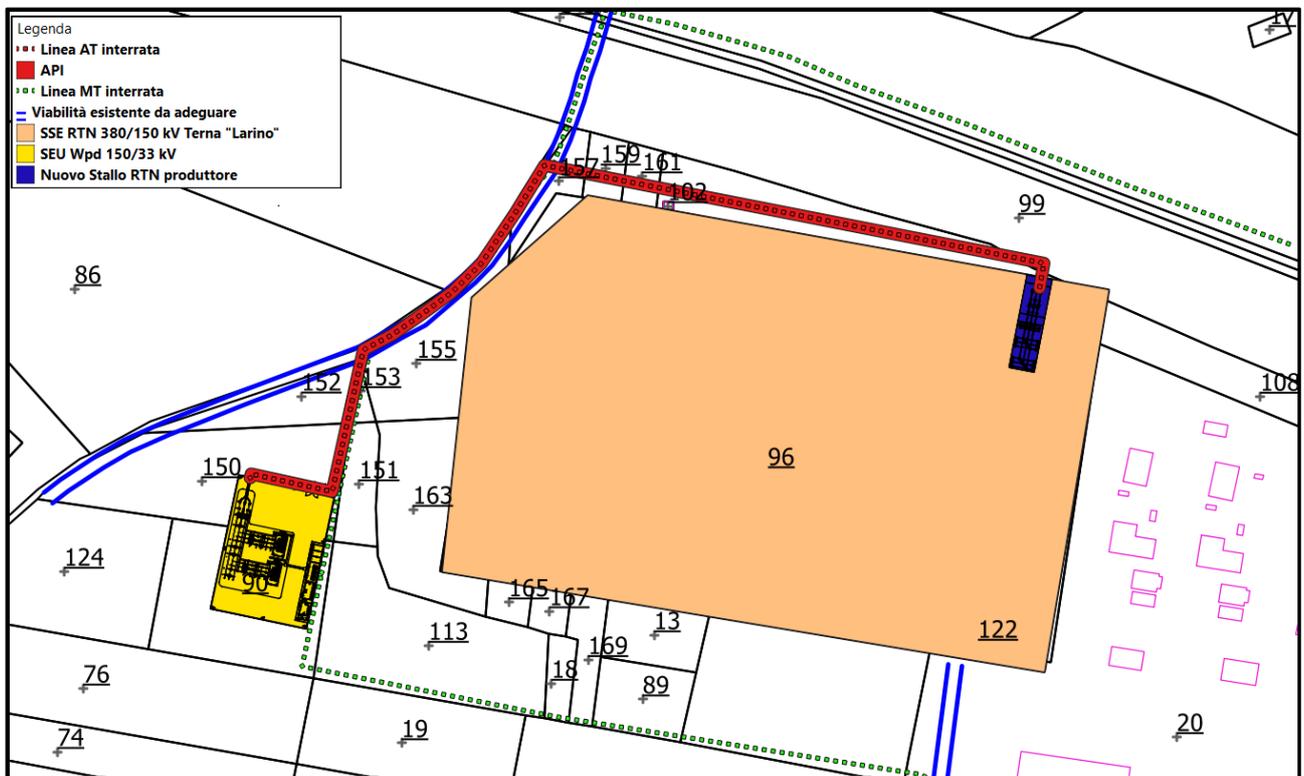


Figura 9.2.2: Area Potenzialmente Impegnata dalla linea AT su mappa catastale

10. STALLO ARRIVO PRODUTTORE

Come indicato nella STMG di Terna, lo stallo di arrivo produttore a 150 kV nella stazione di trasformazione 380/150 kV di Larino costituisce impianto di rete per la connessione ed è individuato nella **Figura 10.1** su Ortofoto.

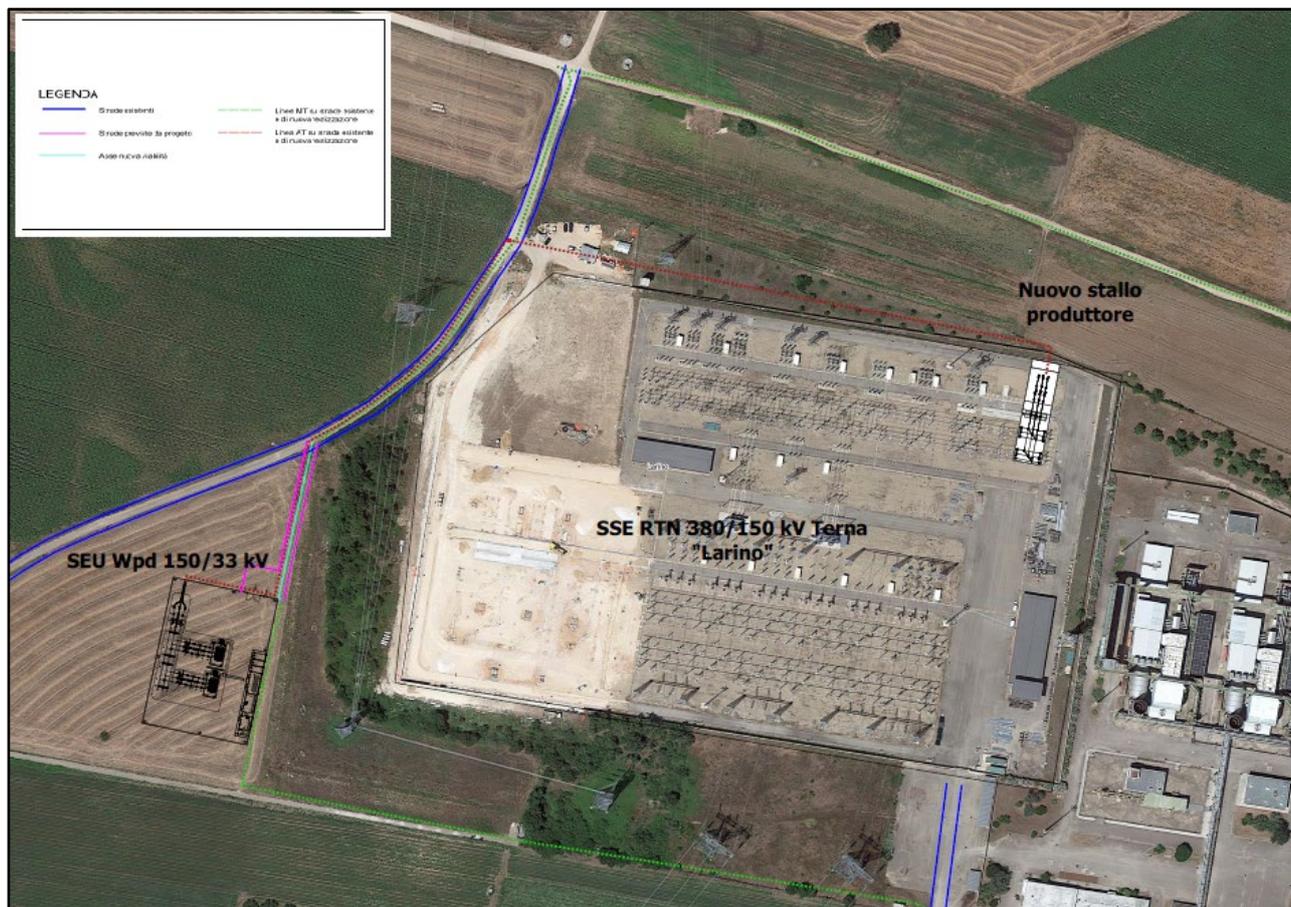


Figura 10.1: Individuazione su ortofoto dello stallo AT nella stazione Terna

Nelle seguenti figure sono rappresentati rispettivamente il dettaglio della planimetria dello stallo di cui sopra ("MT077RTND_Planimetria elettromeccanica nuovo stallo RTN") e quello relativo alla sezione dello stesso ("MT078RTND Sezioni elettromeccaniche nuovo stallo RTN").

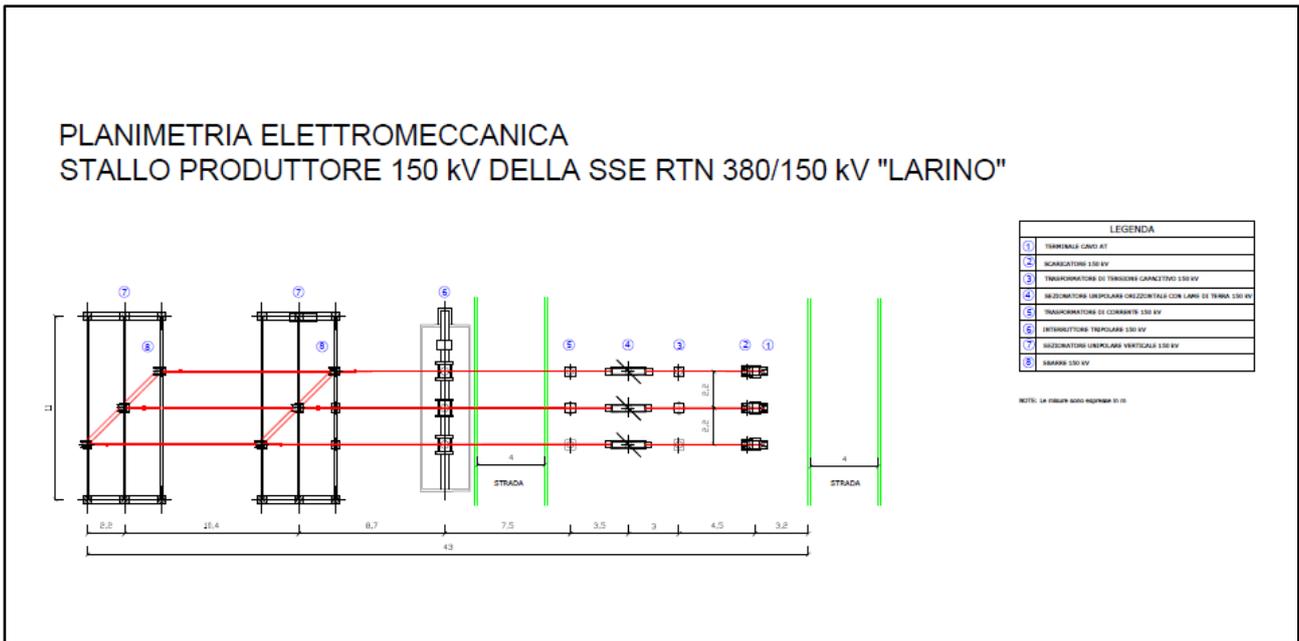


Figura 10.2: Planimetria relativa alle apparecchiature dello stallo 150 kV nella stazione Terna

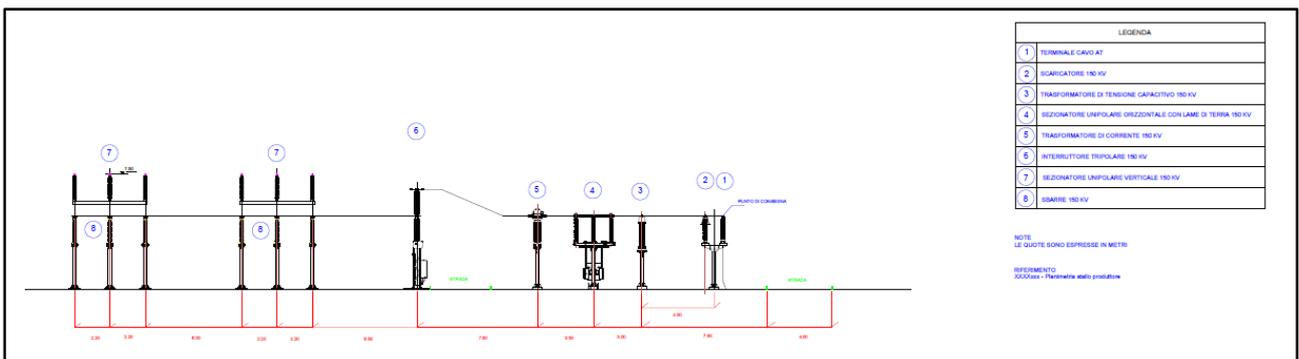


Figura 10.3: Sezione apparecchiature stallo 150 kV nella stazione Terna

Le apparecchiature che costituiscono lo stallo all'interno della Stazione Elettrica di trasformazione 380/150 kV sono di seguito elencate:

- Terminali cavi AT;
- Sbarre 150 kV;
- Trasformatore di Tensione capacitivo 150 kV;
- Trasformatori di corrente 150 kV;
- Sezionatore unipolare orizzontale con lame di terra 150 kV;
- Sezionatori unipolari verticale 150 kV;
- Scaricatori 150 kV.