

# REGIONE SICILIA

Provincia di Catania e Enna

COMUNI DI CASTEL DI IUDICA, RAMACCA, RADDUSA E ASSORO

PROGETTO

## POTENZIAMENTO "PARCO ENNESE"



PROGETTO DEFINITIVO

COMMITTENTE



PROGETTISTA



**Hydro Engineering s.s.**  
di Damiano e Mariano Galbo  
via Rossotti, 39  
91011 Alcamo (TP) Italy



OGGETTO DELL'ELABORATO

## RELAZIONE TECNICA ELETTRICA

REV.	DATA	ATTIVITA'	REDATTO	VERIFICATO	APROVATO
0	Settembre 2022	PRIMA EMISSIONE	VF	MG	DG

CODICE PROGETTISTA		DATA	SCALA	FORMATO	FOGLIO	CODICE COMMITTENTE				
IMP.	DISC.	TIPO DOC.	PROGR.	REV.						
REN-PD-R05		09/2022	/	A4	1 di 42					

NOME FILE: REN-PD-R05\_Relazione tecnica elettrica.dwg

Alpiq Wind Italia S.r.l. si riserva tutti i diritti su questo documento che non può essere riprodotto neppure parzialmente senza la sua autorizzazione scritta.

# INDICE

<b>1. PREMESSA.....</b>	<b>3</b>
<b>2. NORMATIVA DI RIFERIMENTO .....</b>	<b>4</b>
2.1. NORMATIVA DI CARATTERE GENERALE.....	4
2.2. NORMATIVA IMPIANTI EOLICI .....	4
2.3. NORMATIVA STAZIONI ELETTRICHE AT/MT.....	5
2.4. NORMATIVA CAMPI ELETTROMAGNETICI.....	7
<b>3. DESCRIZIONE DEL PROGETTO .....</b>	<b>8</b>
3.1. GENERALITÀ.....	8
<b>3.2. RIFERIMENTI CARTOGRAFICI.....</b>	<b>8</b>
3.3. SINTESI DEL PROGETTO .....	11
<b>3.4. AEROGENERATORI.....</b>	<b>12</b>
<b>3.5. SCHEMA ELETTRICO UNIFILARE.....</b>	<b>14</b>
<b>3.6. LINEE ELETTRICHE MT DI COLLEGAMENTO .....</b>	<b>2</b>
<b>4. DIMENSIONAMENTO ELETTRICO DELLE LINEE MT .....</b>	<b>5</b>
4.1. CALCOLO DELLE CADUTE DI TENSIONE .....	5
4.2. CALCOLO DELLE PORTATE.....	5
4.3. DATI TECNICI DEL CAVO UTILIZZATO .....	6
4.4. TEMPERATURA DEL TERRENO .....	6
4.5. NUMERO DI TERNE PER SCAVO .....	7
4.6. POSA DIRETTAMENTE INTERRATA .....	8
4.7. PROFONDITÀ DI POSA.....	8
4.8. RESISTIVITÀ TERMICA DEL TERRENO.....	9
4.9. TABULATI DI CALCOLO.....	9
<b>5. ANALISI DEL RISCHIO DI ELETTROCUZIONE.....</b>	<b>11</b>
5.1. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI .....	11
5.2. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI.....	12
5.3. PROTEZIONI CONTRO LE FULMINAZIONI DIRETTE.....	12
<b>6. CABINE DI SEZIONAMENTO .....</b>	<b>13</b>
6.1. GENERALITÀ.....	13
<b>6.2. CABINA DI SEZIONAMENTO.....</b>	<b>14</b>
<b>6.3. ALLESTIMENTO CABINA.....</b>	<b>16</b>
6.2.3 IMPIANTO DI TERRA DELLE CABINE .....	17
6.2.4 SCHEMA ELETTRICO.....	17
<b>7. ADEGUAMENTO STAZIONE DI TRASFORMAZIONE AT/MT.....</b>	<b>18</b>
7.1. UBICAZIONE E VIABILITÀ DI ACCESSO .....	18
7.2. SISTEMA DI CONNESSIONE ALLA RETE RTN .....	18
7.3. DESCRIZIONE STATO ATTUALE E OPERE DI ADEGUAMENTO .....	19
<b>7.4. DESCRIZIONE DELLE OPERE ELETTROMECCANICHE .....</b>	<b>20</b>
<b>7.5. SERVIZI AUSILIARI.....</b>	<b>23</b>
<b>7.6. RETE DI TERRA .....</b>	<b>23</b>
<b>7.7. PRINCIPALI APPARECCHIATURE IN PROGETTO .....</b>	<b>24</b>
<b>8. CAMPI ELETTROMAGNETICI E FASCE DI RISPETTO .....</b>	<b>27</b>

## 1. PREMESSA

La società **Alpiq Wind Italia S.r.l.** è proprietaria del parco eolico denominato “Ennese” che ha una potenza complessiva di 70,50 MW e risulta composto da 47 aerogeneratori del tipo ECOTECNIA 80 aventi una potenza pari a 1,5 MW ciascuno.

Dei 47 aerogeneratori esistenti, 20 unità sono ubicati nel Comune di Ramacca, 9 unità nel Comune di Castel di Judica e 18 unità nel Comune di Raddusa. La sottostazione di consegna dell’energia prodotta alla Rete Elettrica Nazionale è ubicata nel comune di Assoro.

La società Hydro Engineering s.s. è stata incaricata di redigere il progetto definitivo relativo al potenziamento dell’esistente impianto eolico.

Il progetto il potenziamento consiste nella sostituzione dei n°47 aerogeneratori esistenti con 22 nuovi aerogeneratori, ciascuno dei quali di potenza massima pari a 6,6 MW, per una potenza complessiva di 145,20 MW. L’installazione del più moderno tipo di generatore comporterà la consistente riduzione del numero di torri eoliche, dalle 47 esistenti alle 22 proposte, riducendo l’impatto visivo, che talvolta può trasformarsi nel cosiddetto effetto selva.

Nel complesso il progetto di potenziamento si compone delle seguenti fasi:

- smantellamento dei n°47 aerogeneratori esistenti e la realizzazione di n°22 aerogeneratori, ciascuno di potenza pari a 6,6 MW, per una potenza complessiva di 145,20 MW;
- costruzione di un elettrodotto MT da 30 kV, di collegamento tra gli aerogeneratori e la stazione di trasformazione utente 30/150 kV;
- adeguamento della stazione di trasformazione utente esistente da 21/150 kV a 30/150Kv;
- potenziamento delle linee RTN 150 kV “Dittaino CP – Assoro Sm”, già autorizzato con D.A. n. 233/GAB del 15/11/2021

Di seguito la relazione di calcolo elettrico e sulle infrastrutture elettriche.

## 2. NORMATIVA DI RIFERIMENTO

Per la realizzazione del presente progetto si è fatto riferimento, tra l'altro, alla seguente normativa.

### 2.1. NORMATIVA DI CARATTERE GENERALE

- D.lgs. 387/2003
- D.lgs. 28/2011
- Regio Decreto 11 dicembre 1933, n. 1775 "Testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici;
- 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";
- Legge 28 giugno 1986, n. 339 "Nuove norme per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne";
- Decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112 "Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle regioni ed enti locali, in attuazione del capo I della legge 15 marzo 1997, n. 59";

### 2.2. NORMATIVA IMPIANTI EOLICI

- Norma CEI 20-13: Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV;
- Norma CEI 20-24: Giunzioni e terminazioni per cavi di energia;
- 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 11-1: Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;
- 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 EN 50522 (CEI 99-3) "Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.";
- 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 11-32: Impianti di produzione di energia elettrica collegati a reti di III categoria;
- Norma CEI 11-3;V1: Impianti di produzione eolica;

- Norma CEI 11-35: Guida all'esecuzione delle cabine elettriche d'utente;
- Norma CEI 17-1: Apparecchiature ad alta tensione – Interruttori a corrente alternata ad alta tensione;
- Norma CEI 11-25: Calcolo delle correnti di corto circuito nelle reti trifasi a c.a., (IIa Ediz., Fasc. 6317, 2001-12).
- 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.

### 2.3. NORMATIVA STAZIONI ELETTRICHE AT/MT

- Norma CEI 11-32: Impianti di produzione di energia elettrica collegati a reti di III categoria;
- 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 11-27 Lavori su impianti elettrici;
- Norma CEI EN 50110-1-2 Esercizio degli impianti elettrici;
- Norma CEI 11-1 Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;
- 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 11-20 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- Norma CEI 11-37: Guida per l'esecuzione degli impianti di terra nei sistemi utilizzatori di energia alimentati a tensione maggiore di 1 kV;
- Norma CEI 20-13 Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV;
- Norma CEI EN 60721-3-3 Classificazioni delle condizioni ambientali;
- Norma CEI EN 60721-3-4 Classificazioni delle condizioni ambientali;
- Norma CEI EN 60068-3-3 Prove climatiche e meccaniche fondamentali Parte 3: Guida – Metodi di prova sismica per apparecchiature;
- Norma CEI 64-2 Impianti elettrici in luoghi con pericolo di esplosione;
- Norma CEI 64-8 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua;
- Norma CEI EN 62271-100 Interruttori a corrente alternata ad alta tensione;
- Norma CEI EN 62271-102 Sezionatori e sezionatori di terra a corrente alternata per alta tensione;
- Norma CEI EN 61009-1 Interruttori differenziali con sganciatori di sovracorrente incorporati per installazioni domestiche e similari;
- Norma CEI EN 60898-1 Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per

- impianti domestici e similari;
- Norma CEI 33-2 Condensatori di accoppiamento e divisori capacitivi;
  - Norma CEI 36-12 Caratteristiche degli isolatori portanti per interno ed esterno destinati a sistemi con tensioni nominali superiori a 1000 V;
  - Norma CEI EN 60044-1 Trasformatori di corrente;
  - Norma CEI EN 60044-2 Trasformatori di tensione induttivi;
  - Norma CEI EN 60044-5 Trasformatori di tensione capacitivi;
  - Norma CEI 57-2 Bobine di sbarramento per sistemi a corrente alternata;
  - Norma CEI 57-3 Dispositivi di accoppiamento per impianti ad onde convogliate;
  - Norma CEI EN 60076-1 Trasformatori di potenza;
  - Norma CEI EN 60137 Isolatori passanti per tensioni alternate superiori a 1 kV;
  - Norma CEI EN 60099-4 Scaricatori ad ossido di zinco senza spinterometri per reti a corrente alternata;
  - Norma CEI EN 60099-5 Scaricatori – Raccomandazioni per la scelta e l'applicazione;
  - Norma CEI EN 60507 Prove di contaminazione artificiale degli isolatori per alta tensione in sistemi a corrente alternata;
  - Norma CEI EN 60694 Prescrizioni comuni per l'apparecchiatura di manovra e di comando ad alta tensione;
  - Norma CEI EN 60529 Gradi di protezione degli involucri (Codice IP) ;
  - Norma CEI EN 60168 Prove di isolatori per interno ed esterno di ceramica e di vetro per impianti con tensione nominale superiore a 1000 V;
  - Norma CEI EN 60383-1 Isolatori per linee aeree con tensione nominale superiore a 1000 V – Parte 1 Isolatori in materiale ceramico o in vetro per sistemi in corrente alternata;
  - Norma CEI EN 60383-2 Isolatori per linee aeree con tensione nominale superiore a 1000 V – Parte 2 Catene di isolatori ed equipaggiamenti completi per reti in corrente alternata;
  - Norme CEI EN 61284 Linee aeree – Prescrizioni e prove per la morsetteria;
  - Norma CEI EN 61000-6-2 Immunità per gli ambienti industriali;
  - Norma CEI EN 61000-6-4 Emissione per gli ambienti industriali;
  - Norma CEI EN 61400 Sistemi di generazione a turbina eolica;
  - Norma CEI-UNEL 35027: Cavi di energia per tensione nominale U da 1 kV a 30 kV - Portate di corrente in regime permanente - Posa in aria ed interrata;
  - Guida Terna. INSIX1016 Criteri di coordinamento dell'isolamento nelle reti AT;
  - Guida Terna DRRPX04042 Criteri generali di protezione delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV;
  - Guida Terna DRRPX02003 Criteri di automazione delle stazioni elettriche a tensione uguale o superiore a 120 kV;
  - Guida Terna DRRPX03048 Specifica funzionale per sistema di monitoraggio delle reti elettriche a tensione uguale o superiore a 120 kV.

## 2.4. NORMATIVA CAMPI ELETTROMAGNETICI

- DM del 29.5.2008, "Approvazione della metodologia di calcolo delle fasce di rispetto per gli elettrodotti";
- Decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 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", G.U. 28 agosto 2003, n. 200;
- Legge quadro 22/02/2001, n. 36, "Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici", G.U. 7 marzo 2001, n.55;
- Norma CEI 106-11 "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 "Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche";
- Norma CEI 211-6 "Guida per la misura e la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell'intervallo di frequenza 0 Hz – 10 kHz, con riferimento all'esposizione umana".
- Norma CEI 11-17: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo;

### 3. DESCRIZIONE DEL PROGETTO

#### 3.1. GENERALITÀ

Di seguito si riportano alcune informazioni relative al sito su cui sorgerà la centrale eolica in oggetto insieme a una breve descrizione sintetica delle opere previste, rimandando ad altri capitoli e/o altre relazioni gli approfondimenti progettuali.

#### 3.2. RIFERIMENTI CARTOGRAFICI

Gli aerogeneratori (in numero di ventidue) dell'impianto sono denominati con le sigle:

- R-RAM01, R-RAM02..... gli aerogeneratori collocati in agro del Comune di Ramacca in provincia di Catania;
- R-RAD01, R-RAD02..... gli aerogeneratori collocati in agro del Comune di Raddusa in provincia di Catania;
- R-CU01, R-CU02..... gli aerogeneratori collocati in agro del Comune di Castel di Judica in provincia di Catania;

all'interno delle seguenti cartografie e fogli di mappa catastali:

- Fogli IGM in scala 1:25.000 di cui alle seguenti codifiche: 269-III\_NE-Castel di Iudica, 269-III\_NO-Raddusa, 269-IV\_SE-Catenanuova, 269-IV\_SO-Libertinia.
- CTR in scala 1:10.000, di cui alle seguenti codifiche: 632070, 632080, 632110, 632120.
- Fogli di mappa nn. 3, 4, 7, 31, 32, 35, 36, 37 del Comune di Ramacca.
- Fogli di mappa nn. 3, 4, 5, 9 del Comune di Raddusa.
- Fogli di mappa nn. 8, 9, 16 del Comune di Castel di Judica.

Di seguito le coordinate assolute nel sistema UTM 33 WGS84 degli aerogeneratori:

WTG	E	N
R-RAM01	460006.000	4153207.000
R-RAM02	460096.000	4152739.000
R-RAD01	461300.000	4150940.000
R-RAD02	460861.000	4150318.000
R-RAD03	460682.000	4149933.000
R-RAD04	460695.000	4149491.000
R-RAD05	460411.000	4149143.000
R-RAD06	458997.000	4149477.000
R-RAD07	459002.000	4148992.000
R-RAD08	460778.000	4147674.000

R-RAD09	460677.000	4147232.000
R-RAM03	465115.000	4152651.000
R-RAM04	464721.000	4150255.000
R-RAM05	464831.867	4149399.427
R-RAM06	465952.000	4149334.000
R-RAM07	466038.000	4148548.000
R-RAM08	465519.000	4148115.000
R-RAM09	465742.000	4147413.000
R-CU 01	466050.000	4152035.000
R-CU 02	465801.000	4151020.000
R-CU 03	467416.843	4152641.840
R-CU04	467578.644	4152225.346

Tab. 1 Coordinate aerogeneratori nel sistema UTM 33 WGS84

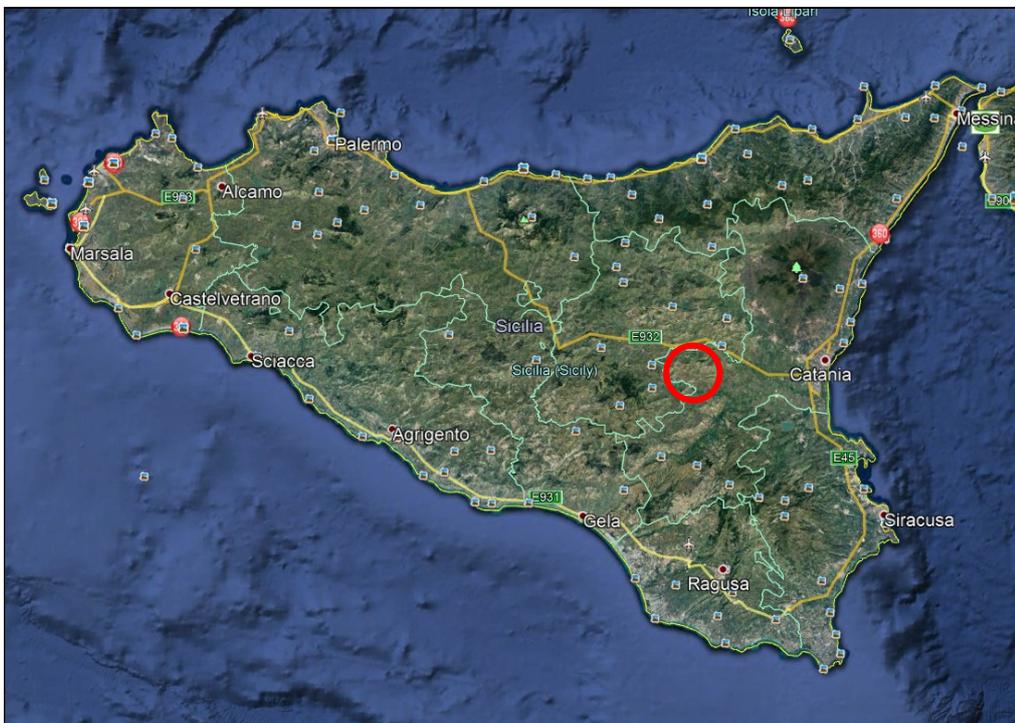


Fig.1 - Ubicazione area di impianto da satellite

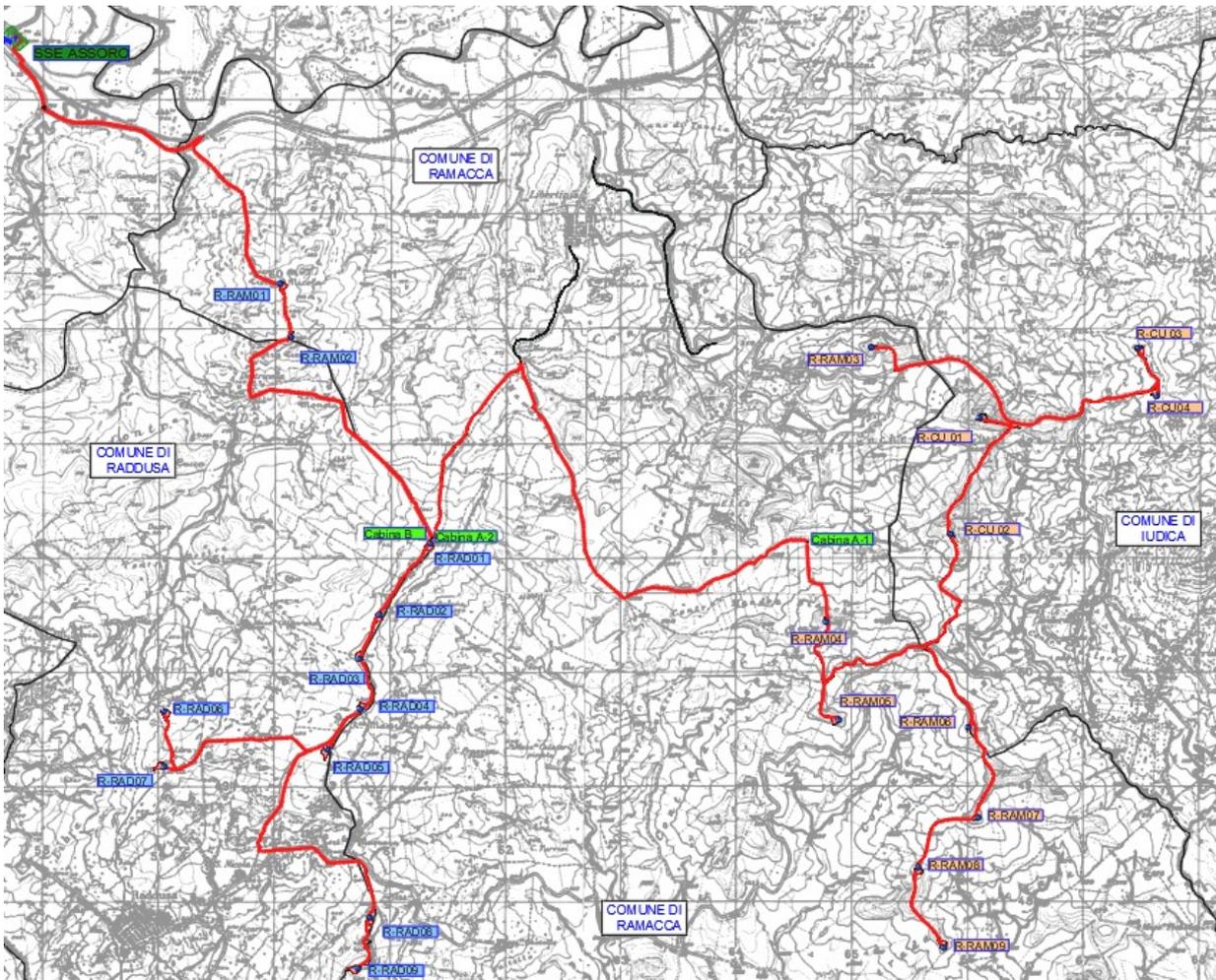


Fig.2a- Inquadramento impianto su IGM 1:25.000

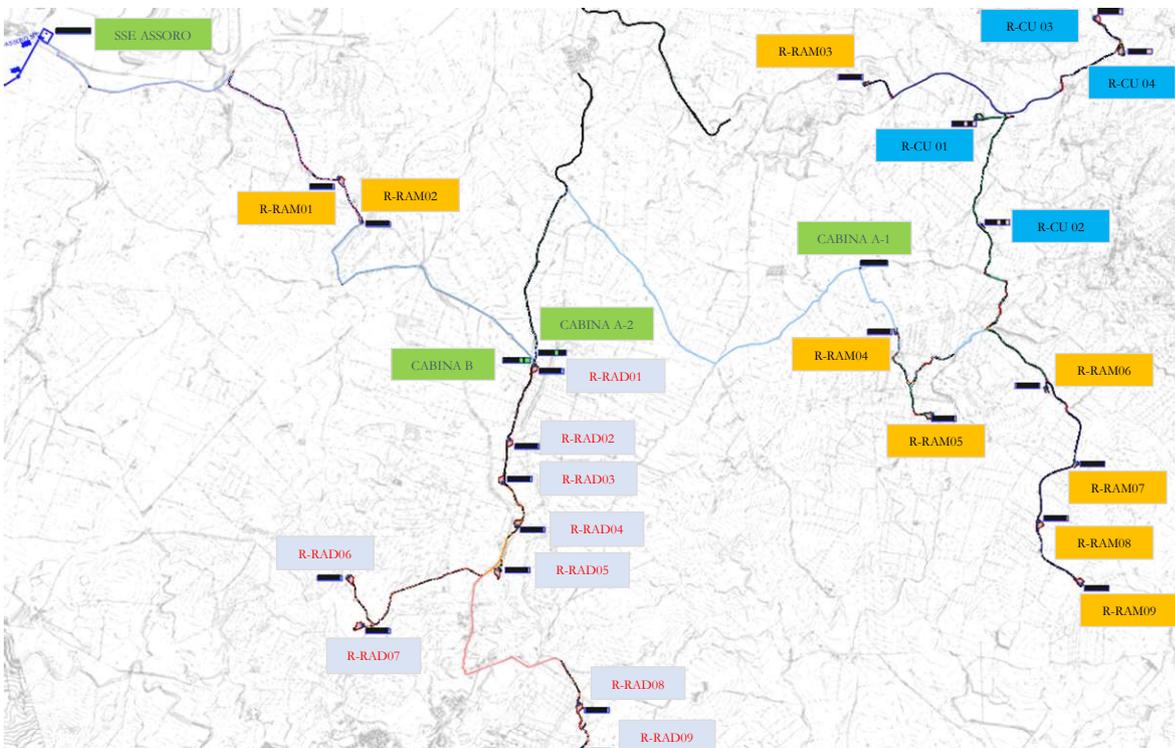


Fig.2b- Inquadramento impianto su CTR 1:10.000

### 3.3. SINTESI DEL PROGETTO

Il progetto prevede, oltre la realizzazione di tutte le opere elettriche del parco, anche la realizzazione di tutte le opere civili funzionali all'installazione e al corretto esercizio del parco e, in particolare:

- Opere di viabilità e piazzole;
- Opere idrauliche, poste a presidio e a salvaguardia di strade e piazzole;
- Opere di scavo e ripristino della trincea necessaria alla posa dei cavi di potenza in MT;
- Opere di fondazione e sostegno degli aerogeneratori.

Il Parco Eolico "Ennese" sarà composto da ventidue aerogeneratori indipendenti, opportunamente disposti e collegati in relazione alla disposizione dell'impianto, dotati di generatori asincroni trifasi. Ogni generatore è topograficamente, strutturalmente ed elettricamente indipendente dagli altri anche dal punto di vista delle funzioni di controllo e protezione.

Durante lo sviluppo del progetto si è avuta altresì l'occasione per valutare nuovi modelli di aerogeneratori idonei al sito, nel frattempo entrati in commercio o in procinto di uscita sul mercato in tempo utile per la fase di eventuale costruzione dell'impianto. L'evoluzione tecnologica nel settore è infatti molto rapida, con la finalità di rendere il settore competitivo rispetto ad altre fonti di energia alternativa e convenzionale e con l'obiettivo della grid parity.

A valle delle considerazioni tecniche, sono state quindi aggiunte anche considerazioni economico-finanziarie comparando il costo omnicomprensivo stimato del progetto e gli utili futuri legati alla vendita di energia elettrica prodotta dal parco.

In fase di definizione di progetto esecutivo saranno aggiunte nello scopo di fornitura eventuali altre considerazioni di natura commerciale o bancaria per sigillare la scelta di questo modello tipo o per ricorrere, nel caso fosse necessario, a un modello di altro fornitore, ma di tipologia equivalente.

Gli aerogeneratori sono collegati fra loro e a loro volta si connettono alla sottostazione tramite un cavidotto interrato. Nella stessa sottostazione sarà ubicato il sistema di monitoraggio, comando, misura e supervisione (MCM) dell'impianto eolico che consente di valutare in remoto il funzionamento complessivo e le prestazioni dell'impianto ai fini della sua gestione.

Per la sua realizzazione sono quindi da prevedersi le seguenti opere ed infrastrutture:

- opere civili: comprendenti l'esecuzione dei plinti di fondazione delle macchine eoliche, la realizzazione delle piazzole degli aerogeneratori, l'adeguamento della rete viaria esistente nel sito e la realizzazione di alcuni brevi tratti di viabilità di servizio interna all'impianto;
- opere impiantistiche: comprendenti l'installazione degli aerogeneratori e l'esecuzione dei collegamenti elettrici in elettrodotti interrati tra i singoli aerogeneratori e tra gli aerogeneratori e la sottostazione utente di trasformazione e di consegna da realizzare.

### 3.4. AEROGENERATORI

L'aerogeneratore è una macchina che sfrutta l'energia cinetica posseduta del vento, per la produzione di energia elettrica, descritta graficamente nell'elaborato REN PD T32.

Sul mercato esistono diverse tipologie di aerogeneratori, ad asse orizzontale e verticale, con rotore mono, bi o tripala, posto sopra o sottovento. Il tipo di aerogeneratore previsto per l'impianto in oggetto è un aerogeneratore ad asse orizzontale con rotore tripala e una potenza massima di 6,60 MW, le cui caratteristiche principali sono di seguito riportate:

- **rotore tripala a passo variabile**, di diametro di massimo 170,00 m, posto sopravvento al sostegno, in resina epossidica rinforzata con fibra di vetro, con mozzo rigido in acciaio;
- **navicella in carpenteria metallica** con carenatura in vetroresina e lamiera, in cui sono collocati il generatore elettrico e le apparecchiature idrauliche ed elettriche di comando e controllo;
- **sostegno tubolare troncoconico in acciaio**, avente altezza fino all'asse del rotore al massimo pari a 115,00 m.

I tronchi di torre sono realizzati da lastre in acciaio laminate, saldate per formare una struttura tubolare troncoconica.

Si tratta di aerogeneratori di ultima generazione, già impiegati estesamente in altri parchi italiani/UE, che consentono il miglior sfruttamento della risorsa vento e che presentano garanzie specifiche dal punto di vista della sicurezza.

La turbina, di norma, è equipaggiata, in accordo alle disposizioni dell'ENAC (Ente Nazionale per l'Aviazione Civile), con un sistema di segnalazione notturna per la segnalazione aerea.

La segnalazione notturna di solito consiste nell'utilizzo di una luce rossa da installare sull'estradosso della navicella dell'aerogeneratore.

Le turbine di inizio e fine tratto di solito hanno 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.

La navicella è dotata di un sistema antincendio, che consiste di rilevatori di fumo e CO, i quali rivelano gli incendi e 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). In aggiunta a ciò, il rivestimento della navicella contiene materiali autoestinguenti.

L'aerogeneratore è dotato di un completo sistema antifulmine, in grado di proteggere da danni diretti ed indiretti sia alla struttura (interna ed esterna) che alle persone. Il fulmine viene "catturato" per mezzo di un sistema di conduttori integrati nelle pale del rotore, disposti ogni 5 metri per tutta la lunghezza della pala. Da questi, la corrente del fulmine è incanalata attraverso un sistema di conduttori a bassa impedenza fino al sistema di messa a terra. La corrente di un eventuale fulmine è scaricata dal rotore e

dalla navicella alla torre tramite collettori ad anelli e scaricatori di sovratensioni. La corrente del fulmine è infine scaricata a terra tramite un dispersore di terra. I dispositivi antifulmine previsti sono conformi agli standard della più elevata classe di protezione (Classe I), secondo lo standard internazionale IEC 61024-1.

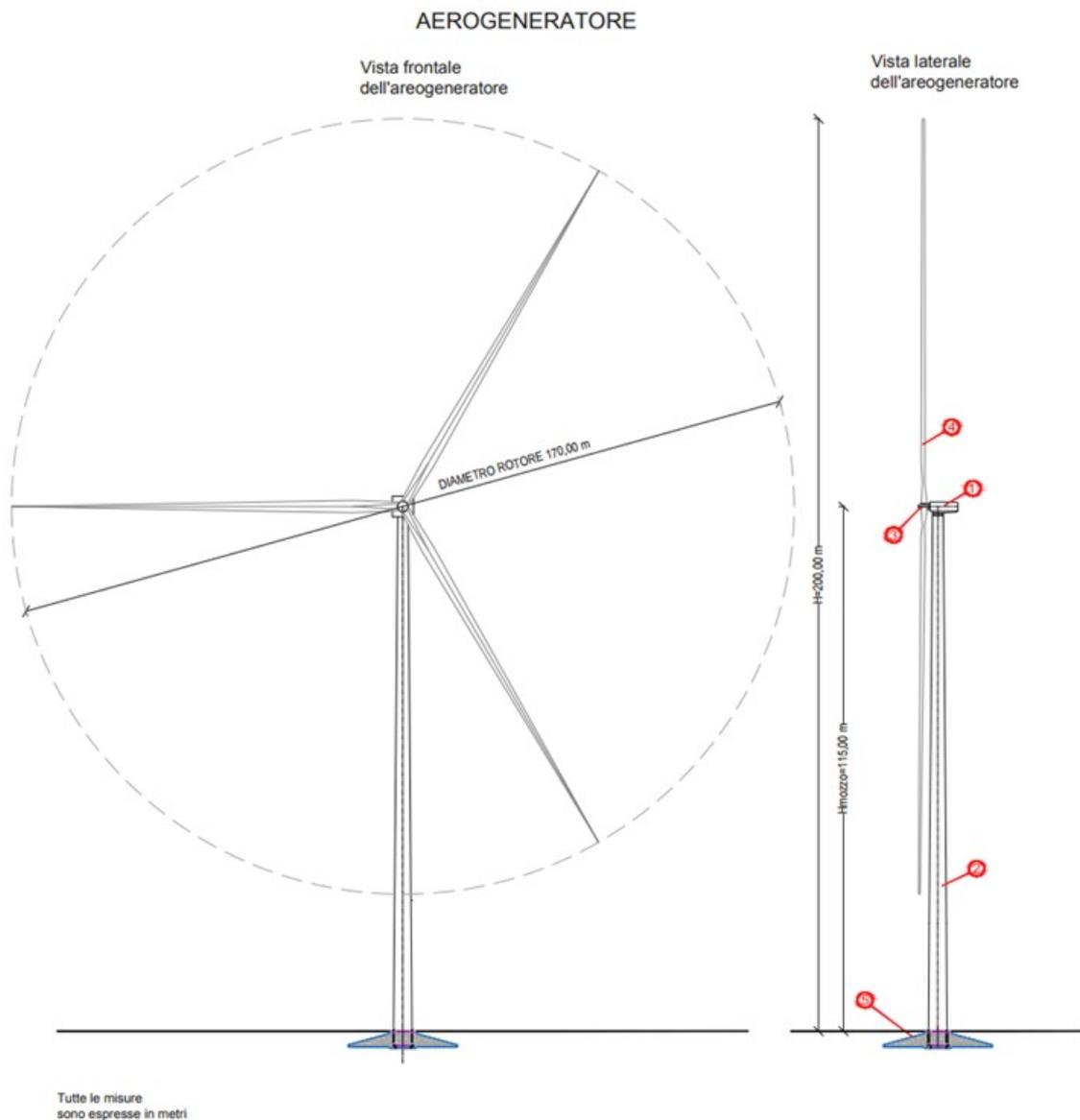


Fig.3 Schema tipo aerogeneratore  $H_{mazzola}=115$  rotore 170 m ed altezza massima 200 m.

Il parco eolico nella sua nuova configurazione avrà una potenza complessiva di 145,20 MW., data dalla somma delle potenze elettriche di n. 22 aerogeneratori esistenti della potenza unitaria massima di 6,60 MW. Dal punto di vista elettrico, l'impianto è suddiviso in due parchi (Parco A e Parco B) composti da undici aerogeneratori ciascuno.

Dal punto di vista elettrico, gli aerogeneratori del Parco A e del Parco B sono collegati fra di loro con un

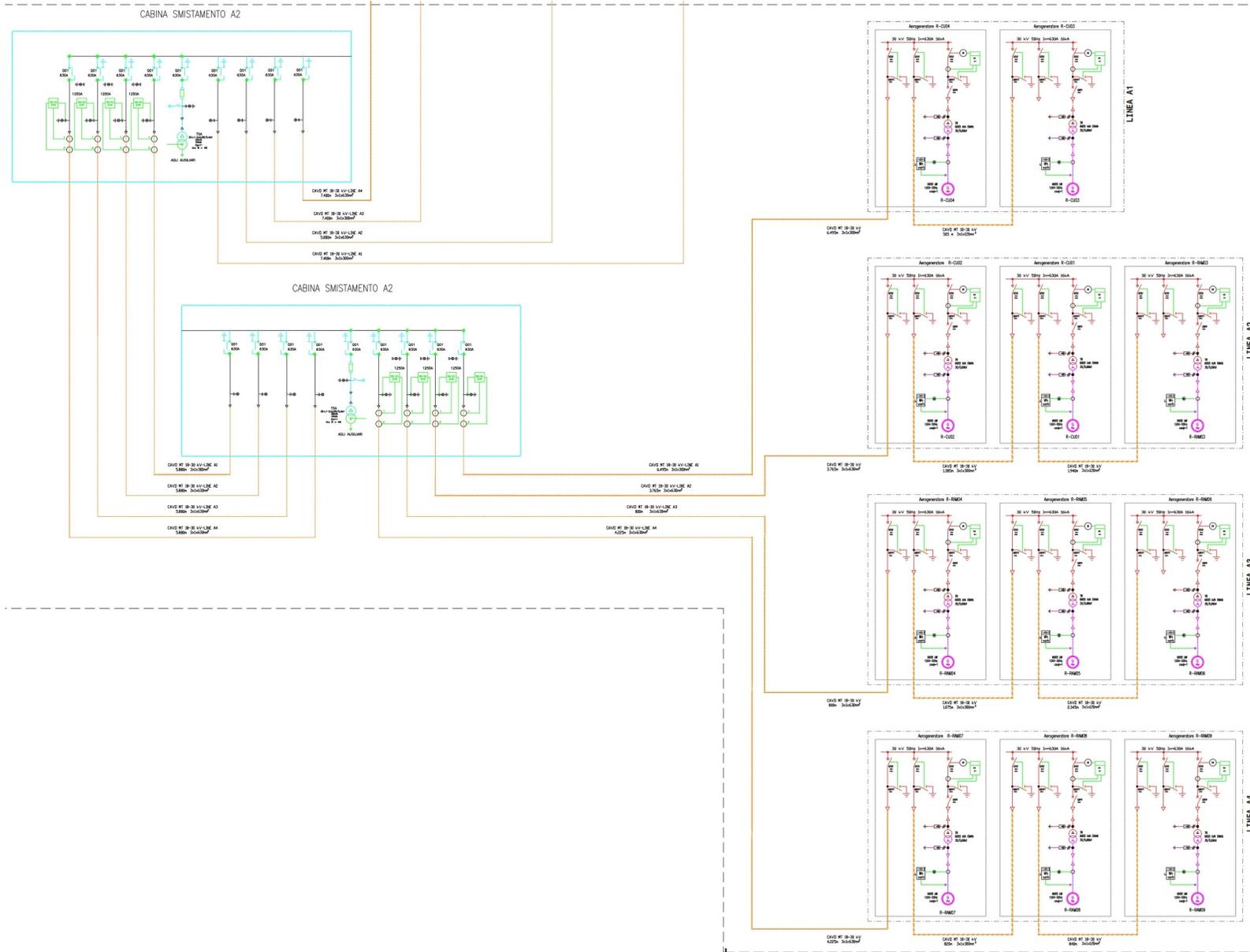
gruppo da 3 ed un gruppo da 2, costituendo così n. 4 distinti sottocampi, come di seguito meglio rappresentato.

	Sottocampo	Aerogeneratori	Potenza	Comune
<b>PARCO A</b>	<b>LINEA A1</b>	R-CU03 e R-CU04-SSE	13,2 MW	Castel di Iudica
	<b>LINEA A2</b>	R-RAM03, R-CU01 e R-CU02- SSE	19,8 MW	Ramacca e Castel di Iudica
	<b>LINEA A3</b>	R-RAM06, R-RAM05 e R-RAM04- SSE	19,8 MW	Ramacca
	<b>LINEA A4</b>	R-RAM09, R-RAM08 e R-RAM07- SSE	19,8 MW	Ramacca e Castel di Iudica
<b>PARCO B</b>	<b>LINEA B1</b>	R-RAD09, R-RAD08 e R-RAD05- SSE	19,8 MW	Raddusa
	<b>LINEA B2</b>	R-RAD07, R-RAD06 e R-RAD04- SSE	19,8 MW	Raddusa
	<b>LINEA B3</b>	R-RAD03, R-RAD02 e R-RAD01- SSE	19,8 MW	Raddusa
	<b>LINEA B4</b>	R-RAM01 e R-RAM02- SSE	13,2 MW	Ramacca

Tab.2

### 3.5. SCHEMA ELETTRICO UNIFILARE

L'immagine di seguito riportata mostra lo schema elettrico del parco eolico, con evidenza dei sottocampi e delle linee di collegamento. Per maggiori dettagli si rimanda all'elaborato REN-PD-T30





### 3.6. LINEE ELETTRICHE MT DI COLLEGAMENTO

Coerentemente con la suddivisione in sottocampi di cui al precedente paragrafo, l'intero sistema di raccolta dell'energia dagli aerogeneratori verso la Sottostazione Elettrica di Utente (SSEU) 150/30 kV è articolato su n.4 distinte linee elettriche a 30 kV, una per ciascun sottocampo per ogni parco. Dall'aerogeneratore capofila di ciascun sottocampo, infatti, si diparte una linea elettrica di vettoriamento in cavo interrato MT 30 kV, di sezione pari a 120, 300 o 630 mm<sup>2</sup>.

Analogamente, gli aerogeneratori di ciascun sottocampo sono collegati fra loro in entra-esce con una linea elettrica in cavo interrato MT 30 kV, di sezione crescente dal primo all'ultimo aerogeneratore. Tutti i cavi di cui si farà utilizzo, sia per il collegamento interno dei sottocampi che per la connessione alla SSEU, saranno del tipo standard con schermo elettrico (c. § 5.2.1). Nella tabella che segue si riporta calcolo preliminare delle linee elettriche di collegamento da rivalutare in fase esecutiva.

	LINEA	PARTENZA	ARRIVO	Sezione cavo [mm <sup>2</sup> ]	Lunghezza cavo [m]	Potenza attiva [MW]	
PARCO A	LINEA A1	R-CU03	R-CU04	3x1x120	505	6,6	
		R-CU04	SSE	3x1x300	19.660	13,2	
	LINEA A2	R-RAM03	R-CU01	3x1x120	1.940	6,6	
		R-CU01	R-CU02	3x1x300	1.385	13,2	
		R-CU02	SSE	3x1x630	16.920	19,8	
	LINEA A3	R-RAM06	R-RAM05	3x1x120	2.345	6,6	
		R-RAM05	R-RAM04	3x1x300	1.075	13,2	
		R-RAM04	SSE	3x1x630	13.955	19,8	
	LINEA A4	R-RAM09	R-RAM08	3x1x120	840	6,6	
		R-RAM08	R-RAM07	3x1x300	820	13,2	
		R-RAM07	SSE	3x1x630	17.380	19,8	
	PARCO B	LINEA B1	R-RAD09	R-RAD08	3x1x120	540	6,6
R-RAD08			R-RAD05	3x1x300	2.875	13,2	
R-RAD05			SSE	3x1x630	9.525	19,8	
LINEA B2		R-RAD06	R-RAD07	3x1x120	675	6,6	
		R-RAD07	R-RAD04	3x1x300	2.030	13,2	
		R-RAD04	SSE	3x1x630	9.060	19,8	
LINEA B3		R-RAD03	R-RAD02	3x1x120	455	6,6	
		R-RAD02	R-RAD01	3x1x300	805	13,2	
		R-RAD01	SSE	3x1x630	7.355	19,8	
LINEA B4		R-RAM02	R-RAM01	3x1x120	510	6,6	
		R-RAM01	SSE	3x1x300	3.840	13,2	
<b>POTENZA COMPLESSIVA</b>						<b>145,200</b>	

Tab 3

In generale, per tutte le linee elettriche, si prevede la posa direttamente interrata dei cavi, senza ulteriori protezioni meccaniche, ad una profondità di 1,10 m dal piano di calpestio.

In caso di particolari attraversamenti o di risoluzione puntuale di interferenze, le modalità di posa saranno modificate in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 11-17 e dagli eventuali regolamenti vigenti relativi alle opere interferite, mantenendo comunque un grado di protezione delle linee non inferiore a quanto garantito dalle normali condizioni di posa.

Per il dettaglio dei tipologici di posa, si rimanda all'elaborato grafico REN-PD-T28.

## 4. DIMENSIONAMENTO ELETTRICO DELLE LINEE MT

Il dimensionamento dei cavi è stato fatto tenendo conto delle seguenti disposizioni, tratte dalla norma CEI 11-17):

- Caduta di tensione lungo la linea minore del 3%;
- Perdite di potenza minori del 5%.

Una volta determinata la sezione dei singoli cavi in funzione delle specifiche appena riportate, si procederà ad effettuare la verifica termica, attraverso il calcolo delle correnti di corto circuito previste e la verifica della tenuta termica dei cavi.

### 4.1. CALCOLO DELLE CADUTE DI TENSIONE

Per il calcolo delle cadute di tensione sui singoli cavi, si è tenuto conto dei parametri longitudinali dei cavi, della potenza attiva transiente e di quella reattiva, attraverso la formula:

$$\Delta V = \frac{(P * R + Q * X)}{V^2}$$

- P: potenza transiente;  
Q: potenza reattiva, calcolata considerando un fattore di potenza pari a 0,95;  
R: resistenza di fase del cavo, pari alla resistenza unitaria per la lunghezza del cavo;  
X: reattanza longitudinale di fase del cavo, pari alla reattanza unitaria per la lunghezza del cavo;  
V: tensione di esercizio del cavo (20kV).

Per quanto riguarda le perdite di potenza per effetto Joule, si è fatto uso della formula:

$$P = 3 * R * I^2$$

- R: resistenza longitudinale del cavo;  
I: corrente transiente.

### 4.2. CALCOLO DELLE PORTATE

Per la determinazione della portata dei cavi sarà applicato il metodo descritto dalla tabella CEI-UNEL 35026 e dalla norma CEI 11-17.

A partire dalla portata nominale del cavo, si calcola la portata effettiva sulla base di un fattore correttivo:

$$I_z = I_0 * K1 * K2 * K3 * K4$$

Dove

$I_z$  = portata effettiva del cavo

- $I_0$  = portata nominale dichiarata dal costruttore, per posa interrata a 20°C  
 $K_1$  = Fattore di correzione per temperature del terreno diverse da 20°C  
 $K_2$  = Fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano  
 $K_3$  = Fattore di correzione per profondità di interramento diversa da 0,8 m  
 $K_4$  = Fattore di correzione per resistività termica diversa da 1,5 k\*m/W

#### 4.3. DATI TECNICI DEL CAVO UTILIZZATO

Tutti i cavi di cui si farà utilizzo, sia per il collegamento interno del sottocampo che per la connessione alla SSE, saranno a norma IEC 60502-2

Si tratta di cavi unipolari da posare in formazione a trifoglio, tipo MT 18-30 kV con protezione meccanica avanzata o antiurto, con conduttori in alluminio, congiunti in maniera da formare un unico fascio di forma rotonda. L'isolante dei cavi è costituito da miscela in XLPE e fra esso e il conduttore è interposto uno strato di miscela semiconduttrice. Sopra l'isolante è posto uno strato per la tenuta all'acqua, consistente in un nastro semiconduttore. Il cavo presenta uno schermo metallico realizzato con nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale. Sopra lo schermo metallico sono presenti due differenti strati di protezione in guaina protettiva in polietilene. La tensione nominale dei cavi è pari a 30kV.

La tabella che segue mostra i dati tecnici del cavo impiegato, con particolare attenzione ai parametri necessari al calcolo.

Sezione	Resistenza di fase [ $\Omega$ / km]	Reattanza di fase [ $\Omega$ / km]	Portata nominale [A]
120 mm <sup>2</sup>	0,333	0,13	290
300 mm <sup>2</sup>	0.132	0.11	486
630 mm <sup>2</sup>	0,074	0,099	725

Tab 4

#### 4.4. TEMPERATURA DEL TERRENO

Al fine di un corretto dimensionamento, occorre tenere conto della temperatura del terreno effettiva, diversa da quella STC di riferimento (20°).

Si farà pertanto uso di un fattore correttivo come riportato nella tabella che segue.

	Cavi con isolamento in XLPE			
Temperatura ambiente	15°C	20°C	25°C	30°C
Coefficiente	1,04	1	<b>0,96</b>	0,93

Tab 5

È stata stimata una temperatura massima del terreno pari a 25°C alla profondità di posa dei cavi, per cui il fattore correttivo utilizzato sarà **K1 = 0,96**.

#### 4.5. NUMERO DI TERNE PER SCAVO

Dagli elaborati grafici costituenti il presente progetto è stato ricavato il numero di cavi di media tensione presenti nella stessa trincea. A scopo cautelativo, per ciascuna tratta di collegamento si è preso quale valore di riferimento quello pari al numero massimo di cavi presenti in parallelo lungo tutta la tratta, ottenendo così un margine di sovradimensionamento rispetto alle effettive condizioni di esercizio. La tabella che segue mostra per ciascuna tratta la consistenza dei parallelismi.

	LINEA	PARTENZA	ARRIVO	Sezione cavo [mm <sup>2</sup> ]	Lunghezza cavo [m]	Potenza attiva [MW]	N. circuiti nella sez. di scavo
PARCO A	LINEA A1	R-CU03	R-CU04	3x1x120	505	6,6	2
		R-CU04	SSE	3x1x300	19.660	13,2	8
	LINEA A2	R-RAM03	R-CU01	3x1x120	1.940	6,6	1
		R-CU01	R-CU02	3x1x300	1.385	13,2	2
		R-CU02	SSE	3x1x630	16.920	19,8	8
	LINEA A3	R-RAM06	R-RAM05	3x1x120	2.345	6,6	1
		R-RAM05	R-RAM04	3x1x300	1.075	13,2	2
		R-RAM04	SSE	3x1x630	13.955	19,8	8
	LINEA A4	R-RAM09	R-RAM08	3x1x120	840	6,6	1
		R-RAM08	R-RAM07	3x1x300	820	13,2	2
		R-RAM07	SSE	3x1x630	17.380	19,8	8
	PARCO B	LINEA B1	R-RAD09	R-RAD08	3x1x120	540	6,6
R-RAD08			R-RAD05	3x1x300	2.875	13,2	2
R-RAD05			SSE	3x1x630	9.525	19,8	8
LINEA B2		R-RAD06	R-RAD07	3x1x120	675	6,6	1
		R-RAD07	R-RAD04	3x1x300	2.030	13,2	2
		R-RAD04	SSE	3x1x630	9.060	19,8	8
LINEA B3		R-RAD03	R-RAD02	3x1x120	455	6,6	1
		R-RAD02	R-RAD01	3x1x300	805	13,2	2
		R-RAD01	SSE	3x1x630	7.355	19,8	8
LINEA B4		R-RAM02	R-RAM01	3x1x120	510	6,6	2
	R-RAM01	SSE	3x1x300	3.840	13,2	8	
<b>POTENZA COMPLESSIVA</b>						<b>145,200</b>	

Tab 6

Per ciascuna tratta, sulla base del numero di circuiti installati sullo stesso piano, sono stati applicati i seguenti fattori correttivi **K2**

	Distanza fra i circuiti 0,20m			
<b>N. circuiti</b>	1	2	4	8
<b>Coefficiente</b>	<b>1,00</b>	<b>0,90</b>	<b>0,80</b>	<b>0,80</b>

Tab 7

#### 4.6. POSA DIRETTAMENTE INTERRATA

Considerata la tipologia di posa, ossia direttamente interrata, non occorre applicare alcun fattore correttivo alla portata.

Si considerano infatti trascurabili le brevi tratte di posa in tubazione interrata relative a particolari attraversamenti, il cui effetto risulta di modesta entità.

A maggior salvaguardia, in corrispondenza di tali attraversamenti, la distanza fra le tubazioni interrate verrà aumentata sino a 0,5 m, così da potersi considerare validi gli stessi coefficienti di cui al paragrafo precedente, come previsto dalla norma CEI 11-17 allegato B tab. III.

#### 4.7. PROFONDITÀ DI POSA

In generale, per tutte le linee elettriche, si prevede la posa direttamente interrata dei cavi, senza ulteriori protezioni meccaniche, ad una profondità di 1,10 m dal piano di calpestio.

In caso di particolari attraversamenti o di risoluzione puntuale di interferenze, le modalità di posa saranno modificate in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 11-17 e dagli eventuali regolamenti vigenti relativi alle opere interferite, mantenendo comunque un grado di protezione delle linee non inferiore a quanto garantito dalle normali condizioni di posa.

Si farà pertanto uso di un fattore correttivo come riportato nella tabella che segue.

	Cavi con isolamento in XLPE			
<b>Profondità posa (m)</b>	0,8	1,0	1,2	<b>1,1 (interpolazione)</b>
<b>Coefficiente</b>	1,00	0,98	0,96	<b>0,97</b>

Tab 8

Considerando il valore di posa di 1,10 m, si è ricavato per interpolazione il valore del coefficiente

correttivo, che risulta  **$K3 = 0,97$** .

#### **4.8. RESISTIVITÀ TERMICA DEL TERRENO**

In generale, per tutte le linee elettriche, si considera la posa in terreno asciutto (condizione più gravosa) con una resistività termica del terreno pari a  $1,5 \text{ K}\cdot\text{m}/\text{W}$ .

Pertanto, non si applica alcun fattore correttivo e si utilizzerà  **$K4 = 1$** .

#### **4.9. TABULATI DI CALCOLO**

Le tabelle che seguono riportano il dimensionamento delle linee elettriche in cavo interrato MT. I valori di portata indicati per i cavi tengono conto dei fattori correttivi introdotti nei paragrafi precedenti.

	LINEA	PARTENZA	ARRIVO	Sezione cavo [mm <sup>2</sup> ]	Lunghezza cavo [m]	Potenza attiva [MW]	Corrente nominale [A]	Portata cavo nominale [A]	N. circuiti nella sez. di scavo	K correttivo portata	Portata cavo corretta [A]	Dimensionamento in portata	Resistenza cavo [Ω]	Reattanza cavo [Ω]	Potenza reattiva [MVar]	ΔV %	ΔV % cumulato	Potenza persa [kW]	Δp %
PARCO A	LINEA A1	R-CU03	R-CU04	3x1x120	505	6,6	133,86	290	2	0,838	243,04	55%	0,1682	0,066	2,169	0,14%	4,99%	9,040	0,14%
		R-CU04	SSE	3x1x300	19.660	13,2	267,72	486	8	0,745	362,05	74%	2,5951	2,163	4,339	4,85%	4,85%	558,013	4,23%
	LINEA A2	R-RAM03	R-CU01	3x1x120	1.940	6,6	133,86	290	1	0,931	270,05	50%	0,6460	0,252	2,169	0,53%	4,84%	34,727	0,53%
		R-CU01	R-CU02	3x1x300	1.385	13,2	267,72	486	2	0,838	407,31	66%	0,1828	0,152	4,339	0,34%	4,30%	39,311	0,30%
	LINEA A3	R-CU02	SSE	3x1x630	16.920	19,8	401,58	725	8	0,745	540,10	74%	1,2504	1,675	6,508	3,96%	3,96%	604,943	3,06%
		R-RAM06	R-RAM05	3x1x120	2.345	6,6	133,86	290	1	0,931	270,05	50%	0,7809	0,305	2,169	0,65%	4,18%	41,977	0,64%
		R-RAM05	R-RAM04	3x1x300	1.075	13,2	267,72	486	2	0,838	407,31	66%	0,1419	0,118	4,339	0,27%	3,53%	30,512	0,23%
	LINEA A4	R-RAM04	SSE	3x1x630	13.955	19,8	401,58	725	8	0,745	540,10	74%	1,0313	1,382	6,508	3,27%	3,27%	498,935	2,52%
		R-RAM09	R-RAM08	3x1x120	840	6,6	133,86	290	1	0,931	270,05	50%	0,2797	0,109	2,169	0,23%	4,50%	15,037	0,23%
		R-RAM08	R-RAM07	3x1x300	820	13,2	267,72	486	2	0,838	407,31	66%	0,1082	0,090	4,339	0,20%	4,27%	23,274	0,18%
R-RAM07		SSE	3x1x630	17.380	19,8	401,58	725	8	0,745	540,10	74%	1,2844	1,721	6,508	4,07%	4,07%	621,390	3,14%	
PARCO B	LINEA B1	R-RAD09	R-RAD08	3x1x120	540	6,6	133,86	290	1	0,931	270,05	50%	0,1798	0,070	2,169	0,15%	3,09%	9,666	0,15%
		R-RAD08	R-RAD05	3x1x300	2.875	13,2	267,72	486	2	0,838	407,31	66%	0,3795	0,316	4,339	0,71%	2,94%	81,602	0,62%
		R-RAD05	SSE	3x1x630	9.525	19,8	401,58	725	8	0,745	540,10	74%	0,7039	0,943	6,508	2,23%	2,23%	340,549	1,72%
	LINEA B2	R-RAD06	R-RAD07	3x1x120	675	6,6	133,86	290	1	0,931	270,05	50%	0,2248	0,088	2,169	0,19%	2,81%	12,083	0,18%
		R-RAD07	R-RAD04	3x1x300	2.030	13,2	267,72	486	2	0,838	407,31	66%	0,2680	0,223	4,339	0,50%	2,62%	57,618	0,44%
	LINEA B3	R-RAD04	SSE	3x1x630	9.060	19,8	401,58	725	8	0,745	540,10	74%	0,6695	0,897	6,508	2,12%	2,12%	323,923	1,64%
		R-RAD03	R-RAD02	3x1x120	455	6,6	133,86	290	1	0,931	270,05	50%	0,1515	0,059	2,169	0,13%	2,05%	8,145	0,12%
		R-RAD02	R-RAD01	3x1x300	805	13,2	267,72	486	2	0,838	407,31	66%	0,1063	0,089	4,339	0,20%	1,92%	22,848	0,17%
	LINEA B4	R-RAD01	SSE	3x1x630	7.355	19,8	401,58	725	8	0,745	540,10	74%	0,5435	0,728	6,508	1,72%	1,72%	262,964	1,33%
		R-RAM02	R-RAM01	3x1x120	510	6,6	133,86	290	2	0,838	243,04	55%	0,1698	0,066	2,169	0,14%	1,09%	9,129	0,14%
		R-RAM01	SSE	3x1x300	3.840	13,2	267,72	486	8	0,745	362,05	74%	0,5069	0,422	4,339	0,95%	0,95%	108,991	0,83%
				<b>POTENZA COMPLESSIVA</b>		<b>145,200</b>													

Tab 9

## 5. ANALISI DEL RISCHIO DI ELETTROCUZIONE

Per elettrocuzione si intende la condizione di contatto tra corpo umano ed elementi in tensione con attraversamento del corpo da parte della corrente. Condizione necessaria perché avvenga un infortunio per elettrocuzione è quella in cui si crei una differenza di potenziale tra due punti della superficie corporea. Tale situazione potrebbe verificarsi nel caso di un contatto del corpo non isolato elettricamente da terra con un conduttore in tensione.

La gravità delle conseguenze dell'elettrocuzione dipende dall'intensità della corrente che attraversa l'organismo, dalla durata di tale evento, dagli organi coinvolti nel percorso e dalle condizioni del soggetto.

Per ciascuna delle sorgenti di cui ai capitoli precedenti, nonché per tutte le componenti in tensione del parco, è stato valutato il rischio di elettrocuzione nel caso si venga a contatto con parti in tensione.

In particolare, sono stati presi in esame i seguenti rischi:

- Contatti elettrici diretti;
- Contatti elettrici indiretti;
- Fulminazione diretta;

### 5.1. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI

Gli impianti verranno costruiti in maniera tale da evitare qualunque contatto non intenzionale con le parti attive del sistema o il raggiungimento di zone pericolose nelle immediate vicinanze delle parti attive.

Per quanto riguarda le parti di impianto relative agli aerogeneratori e alla stazione di trasformazione, la norma CEI 11-1 le classifica come aree elettriche chiuse, per cui verranno applicate le misure di protezione previste al punto 7.1.3.2 della norma, ossia involucri, barriere, ostacoli e distanziamento, con le misure prescritte dalla norma.

Per quanto riguarda invece gli elettrodotti interrati, la norma li classifica come esterni ad aree elettriche chiuse, per cui verranno applicate le misure di protezione previste al punto 7.1.3.1 della norma, ossia involucri e distanziamento; si farà nello specifico uso di cavi con guaina e schermo di isolamento e si farà ricorso alla metodologia di posa tipo M indicata dalla norma CEI 11-17.

La protezione contro i contatti diretti è assicurata inoltre dall'utilizzo dei seguenti accorgimenti:

- 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.

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).

## 5.2. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI

Per garantire la protezione dai contatti indiretti, l'intero impianto eolico nel suo complesso è dotato di un impianto di terra, dimensionato per garantire il rispetto dei parametri indicati dalla normativa.

Presso ciascun aerogeneratore verrà realizzato un proprio impianto di terra, a mezzo di anelli concentrici in alluminio interrati e connessi con le fondazioni dell'aerogeneratore, collegati alle sbarre di terra, presso le quali vengono connesse tutte le parti metalliche presenti all'interno dell'aerogeneratore.

Per quanto riguarda l'elettrodotto interrato, verrà posato nel fondo dello scavo una treccia di rame della sezione di 50 mm<sup>2</sup>, tale da connettere tra loro tutte le maglie di terra intorno agli aerogeneratori, formando un unico impianto di terra. A tale treccia verranno collegati tutti gli schermi dei cavi presso i giunti.

Infine, presso la sottostazione di trasformazione, verrà realizzato un impianto di terra al quale verranno connesse tutte le parti metalliche non in tensione, così pure il centro stella del trasformatore.

Verranno inoltre installati dispositivi di protezione tali da garantire l'intervento automatico in caso di guasto.

La protezione contro i contatti indiretti è quindi assicurata dai 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 5 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).

## 5.3. PROTEZIONI CONTRO LE FULMINAZIONI DIRETTE

Gli aerogeneratori implementano già al loro interno un sistema di protezione contro le fulminazioni, costituito da un sistema di captazione, realizzato con un anello di alluminio disposto sulle pale, da una linea di drenaggio e da una rete di terra realizzata intorno alla fondazione dell'aerogeneratore.

## 6. CABINE DI SEZIONAMENTO

### 6.1. GENERALITA'

Al fine di ottimizzare la gestione dei cavidotti, vista la lunghezza degli stessi si prevede l'installazione di e cabine di sezionamento prefabbricata in c.a.v. A tale scopo si prevede l'inserimento di tre cabine di sezionamento (due per il Parco A e una per il Parco B), da ubicare come di seguito dettagliato:

- cabina A1 prefabbricata in c.a.v., nei pressi della strada Comunale Giardinelli, in contrada Mandre Bianche, nel Comune di Ramacca (cabina esistente);
- cabina A2 prefabbricata in c.a.v., nei pressi dell'aerogeneratore R-RAD01, in contrada Grotta di Gruona-Destricello, nel Comune di Ramacca;
- cabina B prefabbricata in c.a.v., nei pressi dell'aerogeneratore R-RAD01, in contrada Grotta di Gruona-Destricello, nel Comune di Raddusa;

Le apparecchiature previste nelle cabine consentiranno, in caso di guasto, di poter disconnettere gli estremi delle linee elettriche ed effettuare le operazioni di ricerca guasti tramite strumentazione ecometrica.

Uno dei fattori che maggiormente incide sulla velocità delle operazioni di manutenzione è la corretta individuazione del punto di guasto. Tale operazione viene generalmente effettuata con idonea strumentazione (sistemi ecometrici), che consente l'individuazione del punto di guasto attraverso la trasmissione di segnali impulsivi ad una estremità libera del cavo.

La precisione della localizzazione è proporzionale alla distanza del guasto dal punto di inserzione dello strumento di misura. Con gli attuali standard presenti sul mercato, la rilevazione di un guasto su una linea MT interrata è considerata sufficientemente precisa fino a distanze pari a 4-5 km dal punto di inserzione dello strumento (ossia da una delle due estremità della tratta di cavidotto). Oltre tale distanza, infatti, la precisione della strumentazione non è tale da permettere l'individuazione del guasto con una tolleranza accettabile (nell'ordine del metro). È intuibile che un margine di errore elevato nell'individuazione del punto di guasto, comporterà la necessità di aprire fronti di scavo considerevoli.

Per far fronte a questa problematica, si rende necessario un intervento sulle linee elettriche esistenti tale da ridurre le lunghezze delle tratte continue a non più di 7-8 km, in modo tale da poter comunque facilmente individuare la posizione di un guasto attraverso l'inserzione della strumentazione di misura da uno dei due capi della tratta.

Per il Parco A, considerata la lunghezza delle quattro le linee presenti presso l'impianto eolico in oggetto, ossia le Linea A1 lunga circa 19.660 m, Linea A2 lunga circa 16.920 m, Linea A3 lunga circa 13.955 m e Linea A4 lunga circa 17.380 m, è stata individuata quale soluzione migliorativa l'inserzione di

due **cabine di sezionamento**, in corrispondenza della quale sarà possibile il sezionamento delle linee elettriche interessate, per l'eventuale inserzione degli strumenti di misura per l'individuazione del guasto. All'interno della cabina di sezionamento verranno installati quattro distinti scomparti di giunzione e sezionamento delle linee elettriche MT afferenti, identificate come "Linea A1", "Linea A2" e "Linea A3" e "Linea A4".

Per il Parco B, considerata la lunghezza delle quattro linee presenti presso l'impianto eolico in oggetto, ossia la Linea B1 lunga circa 9.525 m, Linea B2 lunga circa 9.060 m, Linea B3 lunga circa 7.355 m e Linea B4 lunga circa 3.840 m, è stata individuata quale soluzione migliorativa l'inserzione di una **cabina di sezionamento**, in corrispondenza della quale sarà possibile il sezionamento delle linee elettriche interessate, per l'eventuale inserzione degli strumenti di misura per l'individuazione del guasto. All'interno della cabina di sezionamento verranno installati tre distinti scomparti di giunzione e sezionamento delle linee elettriche MT afferenti, identificate come "Linea B1", "Linea B2" e "Linea B3".

## 6.2. CABINA DI SEZIONAMENTO

La cabina sarà del tipo monoblocco prefabbricato, con struttura monolitica autoportante senza giunti d'unione tra le pareti e tra queste ed il fondo, realizzati in calcestruzzo alleggerito con argilla espansa. La coibentazione termica conseguente alla presenza dell'argilla espansa riduce gli effetti derivanti dal fenomeno della parete fredda (formazione di condensa). Il calcestruzzo è dosato a ql.5 di cemento tipo 425, armato con doppia rete metallica f6 20X20 e tondini di ferro a aderenza migliorata.

Le cabine di tipo A complessivamente hanno dimensioni esterne in pianta di larghezza pari a 2,50 m e lunghezza pari a 6,76 m. Le pareti del monoblocco sono dello spessore di 9 cm.

Le cabine di tipo B complessivamente hanno dimensioni esterne in pianta di larghezza pari a 2,50 m e lunghezza pari a 4,48 m. Le pareti del monoblocco sono dello spessore di 9 cm.

Lo spessore del tetto sarà di 9 cm, per avere una maggiore resistenza e durabilità dello stesso.

La base d'appoggio del box (vasca) avrà una altezza di 63,5 cm (di cui 50 cm saranno interrati) e pareti di spessore pari a 10 cm e sarà realizzata in calcestruzzo senza l'aggiunta di argilla per aumentare, a parità di rapporto acqua-cemento, la resistenza e durabilità della stessa base.

Sulla vasca di fondazione, per evitare eventuali cedimenti, vengono inserite delle travi in acciaio IPE 100, zincate a caldo, in corrispondenza dei punti più sollecitati dovuti a carichi concentrati, tale soluzione riduce le luci della piastra e di conseguenza le tensioni di lavoro del cls e del ferro.

In fase di getto del cls si realizzano le aperture per l'inserimento delle griglie di areazione e le porte (in lamiera e/o vetroresina), nonché i fori nel pavimento per il passaggio dei cavi, consentendo in tal modo la realizzazione di molteplici soluzioni.

Sempre in fase di getto si predispongono gli inserti metallici per consentire il sollevamento del monoblocco ed il fissaggio delle apparecchiature e dei serramenti.

Il monoblocco viene protetto esternamente dagli agenti atmosferici, con materiale tipo "Decorfine 500" della Index o similare, e successivamente pitturato con vernici al quarzo e polvere di marmo, conformi alle specifiche ENEL o più.

Le caratteristiche di cui sopra, consentono la recuperabilità integrale del manufatto, con possibilità di riutilizzo in altro luogo. Le verifiche strutturali di seguito sviluppate considerano la fase di sollevamento, per il carico lo scarico e la posa in opera del manufatto e la fase di esercizio cioè dopo la posa in opera.

La costruzione del monoblocco è del tipo serie dichiarata così come previsto nel punto 1.4.1 del D. M. LL. PP. 3/12/1987; rispettando le modalità e le prescrizioni di cui alla Legge n.°1086 del 05/11/1971 (Norme per la disciplina delle opere in conglomerato cementizio), DM LL.PP. del 14/2/1992 (Norme tecniche per l'esecuzione delle opere in cemento armato) ed alla Circolare LL.PP. n.°37406 del 24/06/1993 (Istruzioni relative alle norme tecniche per l'esecuzione delle opere in cemento armato) nonché alla normativa UNI di riferimento.

La base di appoggio (vasca) del box prefabbricato monoblocco tipo A sarà adagiata su una fondazione, consistente in una piastra in c.a. gettato in opera, di dimensioni 2,40 x 6,61m, di spessore pari a 20 cm.

La base di appoggio (vasca) del box prefabbricato monoblocco tipo B sarà adagiata su una fondazione, consistente in una piastra in c.a. gettato in opera, di dimensioni 2,40 x 4,35m, di spessore pari a 20 cm.

In sede di progettazione esecutiva, verranno effettuate le verifiche strutturali previste dal D.M. del 14/01/2008, applicando il metodo degli stati limite con l'utilizzo di software CDSWIN conforme ai sensi dello stesso decreto.

Le strutture dei box sono state dimensionate tenendo conto anche della normativa dell'ENEL alla quale si è fatto riferimento quando questa è più restrittiva delle norme indicate nei Decreti-legge e Leggi di seguito riportati.

- Legge n°1086 del 5/11/1971;
- Legge n°64 del 2/2/1974;
- C.M. LL.PP. (parte C) n° 20244 del 30/6/1980;
- C. CONS. SUP. LL.PP. (parte C) n° 6090;
- D.M. LL.PP. (Norme per le costruzioni prefabbricate) del 3/12/1987;
- D.M. LL.PP. del 14/2/1992;
- D.M. LL.PP. del 14/01/2008;
- D.M. LL.PP. (Norme carichi e sovraccarichi) del 16/1/1996;
- Aggiornamento delle "Norme Tecniche per le Costruzioni", D.M. 17/01/2018.
- Tabella ENEL DG 10061;
- Tabella ENEL DG 10062;
- Tabella ENEL DG 10063.

La cabina è costituita da un unico locale, con le dimensioni interne di 426x 228 x 250 cm (L x P x H), nel quale saranno installati gli scomparti di giunzione cavi MT.

### 6.3. ALLESTIMENTO CABINA

Presso la cabina di sezionamento verranno installate le apparecchiature elettromeccaniche necessarie ad effettuare il sezionamento delle linee elettriche (scomparti di giunzione).

All'interno delle cabine di tipo A saranno installati n.8 scomparti di giunzione linee MT, due per ciascuna linea (Linea A1, Linea A2, Linea A3 e Linea A4) invece nella cabina di tipo B saranno installati n.6 scomparti di giunzione linee MT, due per ciascuna linea (Linea B1, Linea B2 e Linea B3), del tipo CEP I-SDC o equivalenti, che svolgono la funzione di interruttori di manovra-sezionatore, che avranno le seguenti caratteristiche tecniche:

- Isolamento in SF<sub>6</sub>;
- Sistema rilevazione presenza tensione;
- Relè rivelatore di guasto con segnalazione luminosa;
- Tensione nominale fino a 36 kV;
- Corrente nominale 630 A;
- Corrente di breve durata 12,5 kA /1s;

Saranno installati n. 2 scomparti per ciascun Circuito afferente alla cabina, rispettivamente uno sulla linea in arrivo e l'altro sulla linea in partenza, come illustrato nelle seguenti immagini.

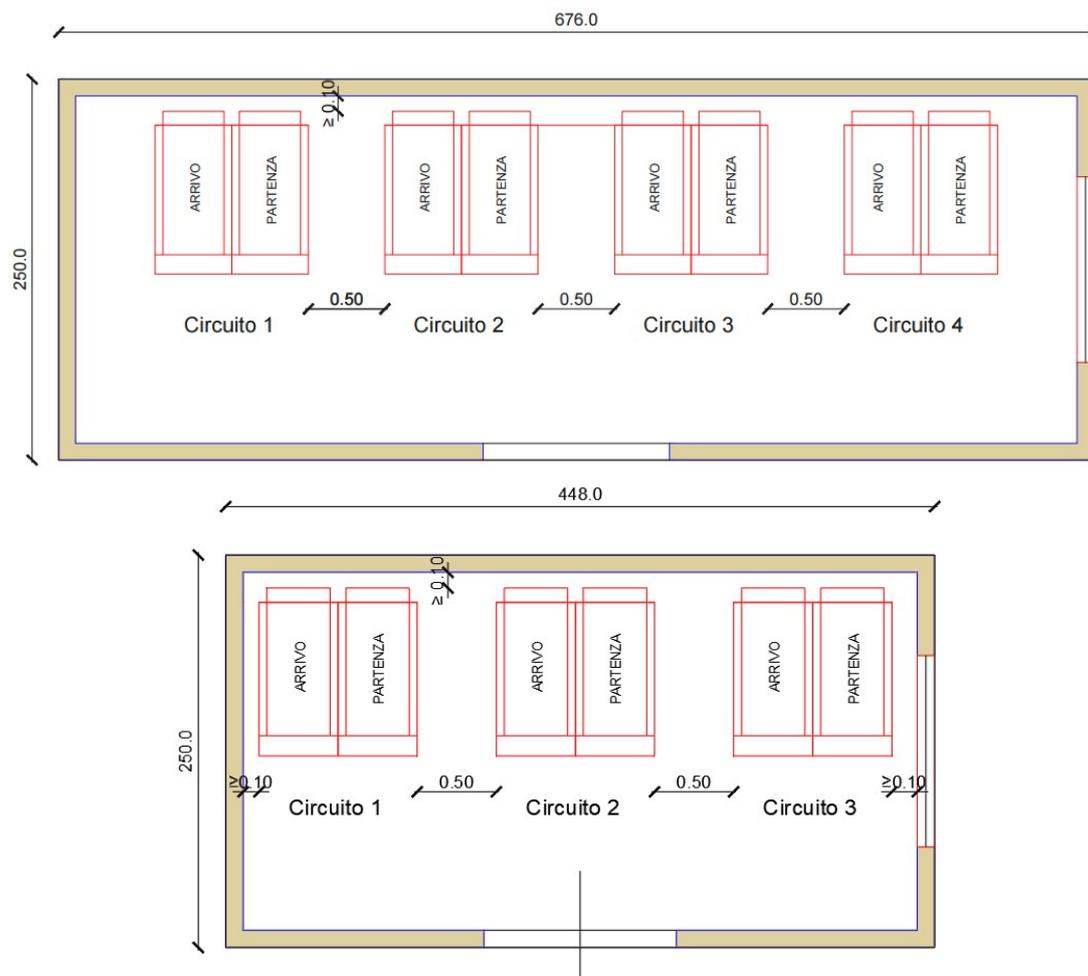


Fig.4

Per la disposizione delle apparecchiature elencate nel seguito e per i particolari a riguardo, si rimanda

all'elaborato grafico REN-PD-T38.

### 6.2.3 IMPIANTO DI TERRA DELLE CABINE

Presso la cabina di sezionamento verrà realizzato un impianto di terra, consistente in un anello di terra in corda di rame della sezione di 35 mm<sup>2</sup> e da 4 picchetti di terra della lunghezza di 1,50 m. L'impianto è stato dimensionato in conformità alle prescrizioni delle norme CEI EN 61936-1 e CEI EN 50522, nonché alle normative vigenti in materia.

L'immagine che segue mostra lo schema tipo di collegamento della rete di terra.

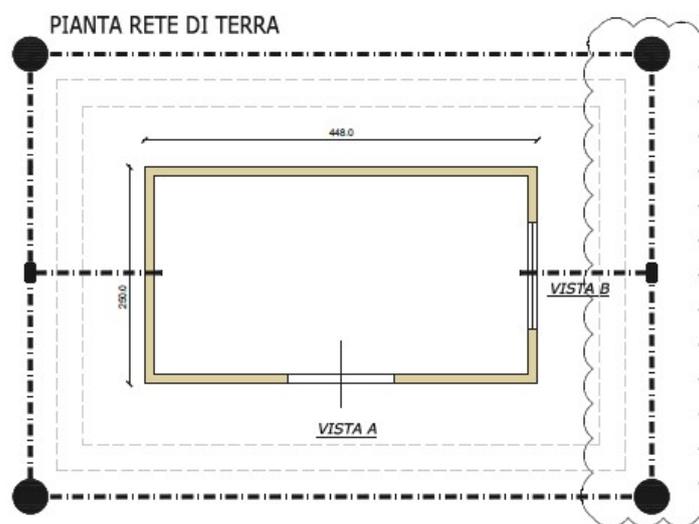


Fig.5

### 6.2.4 SCHEMA ELETTRICO

Come già anticipato nei paragrafi precedenti, si prevede l'inserimento di tre cabine di sezionamento (due per il Parco A e una per il Parco B), presso la quale verranno sezionate le linee afferenti.

Le apparecchiature previste nella cabina, come già anticipato nella relazione, consentiranno, in caso di guasto, di poter disconnettere gli estremi delle linee elettriche ed effettuare le operazioni di ricerca guasti tramite strumentazione ecometrica.

Di seguito si riporta lo schema elettrico della cabina di sezionamento.

Per maggiori dettagli si rimanda alla tavola REN-PD-T30

## 7. ADEGUAMENTO STAZIONE DI TRASFORMAZIONE AT/MT

Nel presente capitolo si darà descrizione della stazione esistente di trasformazione AT/MT a servizio dell'impianto eolico in oggetto, dando evidenza delle caratteristiche delle principali componenti elettriche necessarie all'innalzamento di tensione, delle opere elettriche accessorie, della rete di terra, nonché delle opere civili necessarie alla realizzazione dell'opera.

### 7.1. UBICAZIONE E VIABILITÀ DI ACCESSO

Il parco eolico in progetto convoglierà l'energia prodotto verso la Sottostazione Elettrica di Utente esistente, sita nel Comune di Assoro (EN), connessa alla rete di trasmissione nazionale.

La sottostazione esistente insiste sulle Particelle n. 195 e 197 del foglio di mappa n.65 del Comune di Assoro.

La stazione si trova in adiacenza alla stazione elettrica Enel di Assoro, alla quale è collegata con un sistema di sbarre aeree in derivazione, come illustrato nella seguente immagine.

La Sottostazione interessa un'area di forma rettangolare di larghezza pari a circa 53.4 m e di lunghezza pari a circa 100. m, interamente recintata e divisa in tre parti (Stallo A e Stallo B e stallo di connessione) accessibili entrambe tramite un proprio cancello carrabile largo 7,00 m di tipo scorrevole ed un cancello pedonale. Il sito è accessibile dalla SS192 proseguendo sulla strada provinciale SP 21 ed un tratto di strada vicinale.

### 7.2. SISTEMA DI CONNESSIONA ALLA RETE RTN

Lo schema di allacciamento alla RTN prevede (cod. pratica di rintracciabilità ENEL T0738052(prot.E-DIS-04/05/2021-0372709)(Codice Pratica Terna 202100245)) che l'impianto sarà allacciato alla rete AT di E-Distribuzione con tensione nominale di 150 kV tramite mantenimento della connessione esistente nella cabina primaria denominata SM Assoro D400-1-385611, che è collegata alla linea a 150 kV area "Raddusa FS- Valguarnera", previo potenziamento delle linee RTN 150 kV "Dittaino CP – Assoro Sm" e contestuale risoluzione degli elementi limitanti attualmente presenti nelle Cabine Primarie afferenti alla linea RTN 150 kV "Valguarnera – Assoro Sm".(progetto già autorizzato con D.A. n.233/GAB del 15/11/2021.

In base al preventivo di connessione, la potenza massima in immissione sarà pari a 145,20 MW

Di seguito l'inquadramento generale della stazione.

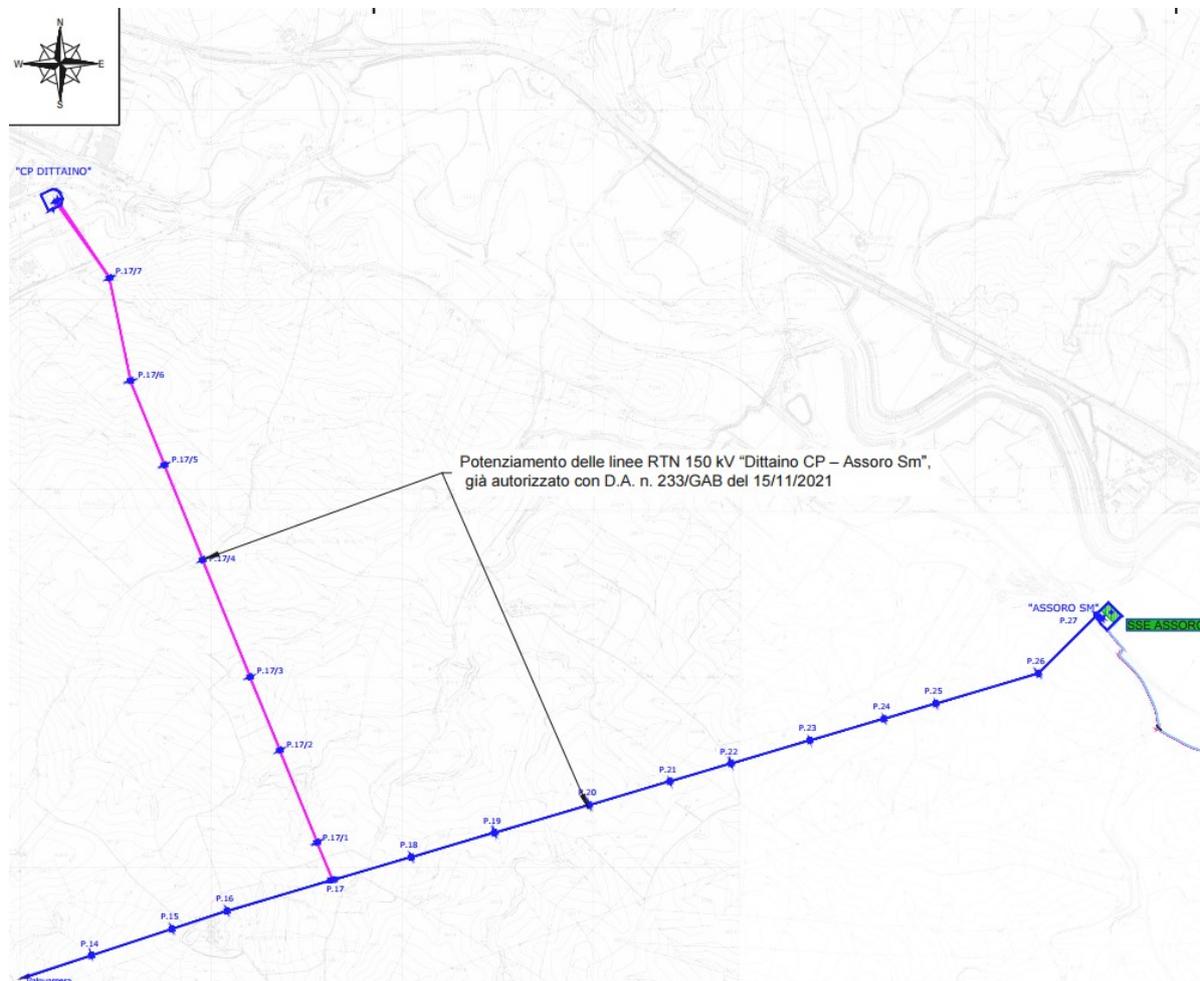


Fig.6 Inquadramento stazione utente e connessione alla RTN

### 7.3. . DESCRIZIONE STATO ATTUALE E OPERE DI ADEGUAMENTO

Allo stato attuale, la sottostazione elettrica esistente riceve le linee in media tensione a 21 kV provenienti dagli aerogeneratori del parco eolico esistente, presso l'edificio quadri MT, dove sono presenti gli scomparti di protezione, sezionamento e misura.

Successivamente, l'energia coltata viene innalzata al livello di tensione della rete RTN 150kV, tramite un due trasformatore 150/21 kV della potenza di cui uno da 32/40 MVA e un da 40/50 MVA.

Dal ogni trasformatore si diparte lo stallo AT, costituito da organi di misura, protezione e sezionamento in AT isolati in aria, fino a giungere al punto di connessione con l'adiacente cabina primaria Enel, attraverso un sistema di sbarre aeree

Considerato il differente livello di tensione della sezione MT fra la sezione esistente (21kV) e la sezione in progetto con l'intervento di repowering (30kV), nonché l'incremento della potenza complessiva proveniente dagli aerogeneratori grazie all'intervento di repowering, si rende necessario un intervento di manutenzione straordinaria della SSEU esistente, per adeguarla alle nuove caratteristiche elettriche del parco eolico.

L'adeguamento consisterà nelle seguenti operazioni:

- Sostituzione della sezione MT 21 kV nuova sezione MT 30 kV presso l'edificio esistente;
- manutenzione sezione AT, con intervento di dismissione delle opere elettromeccaniche presenti e con installazione di un nuovo sistema AT di distribuzione, sezionamento e protezione, consistente in due distinti stalli (stallo Parco A, stalli Parco B), uniti in parallelo fra loro verso il punto di connessione alla SSE Enel con un sistema di sbarre aeree.

Saranno pertanto oggetto di dismissione le seguenti componenti:

- Quadri MT 21kV
- Trasformatori MT21 kV/150 kV AT e la sua vasca.
- Apparecchiature AT (trasformatore MT/AT, scaricatori, TA, TV, interruttori, sezionatori)

Verrà mantenuto l'edificio esistente presso la sottostazione, presso il quale sono ubicati i quadri MT e i quadri ausiliari.

#### **7.4. DESCRIZIONE DELLE OPERE ELETTROMECCANICHE**

Nella sua nuova configurazione, la sottostazione elettrica di utente manterrà il collegamento alla limitrofa stazione Enel attraverso il sistema di sbarre aeree esistente.

La stazione elettrica di utente esistente sarà sempre del tipo isolata in aria, e risulterà così composta:

<i><b>STALLO DI CONNESSIONE:</b></i>	
-	n. 1 Sezionatore Tripolare A.T. con L.T.
-	n. 1 Interruttore Tripolare tipo 3AP1FG
-	n. 3 Trasformatore di Corrente AT
-	n. 3 Trasformatore di Corrente AT U.E. DY37/6 (misure fiscali)
-	n. 3 Trasformatore di Corrente induttivo U.E. DY47/2 (misure fiscali)
-	n. 3 Trasformatore di Corrente induttivo a 3 Secondari
-	n. 1 sistema di distribuzione in sbarre
<i><b>STALLI PARCO A E B:</b></i>	
-	n. 1 Sezionatore Tripolare A.T. senza L.T.
-	n. 1 Interruttore Tripolare tipo SB 6m
-	n. 3 Trasformatore di Corrente AT
-	n. 3 Trasformatore di Corrente induttivo ad 1 Secondario
-	n. 3 Scaricatori di Sovratensione AT
-	. 1 trasformatore AT/MT 150/30 kV della potenza di 70/85 MVA

L'impianto sarà completato dalla sezione MT/BT, composta da:

- quadro MT per produttore 30kV (uno per ciascuna sezione),
- quadro MT generale 30kV (uno per ciascuna sezione), completi di:
  - Scomparti di sezionamento linee di campo
  - Scomparti misure
  - Scomparti protezione generale
  - Scomparti trafo ausiliari
  - Scomparti protezione di riserva
  - Trasformatori MT/BT servizi ausiliari 30/0,4 kV
  - Quadri servizi ausiliari
  - Quadri misuratori fiscali
  - Sistema di monitoraggio e controllo

All'interno dell'area recintata della sottostazione elettrica sarà ubicata un edificio di comando suddiviso in vari locali che a seconda dell'utilizzo ospiteranno i quadri MT, gli impianti BT e di controllo, gli apparecchi di misura, locali di servizio, ecc....

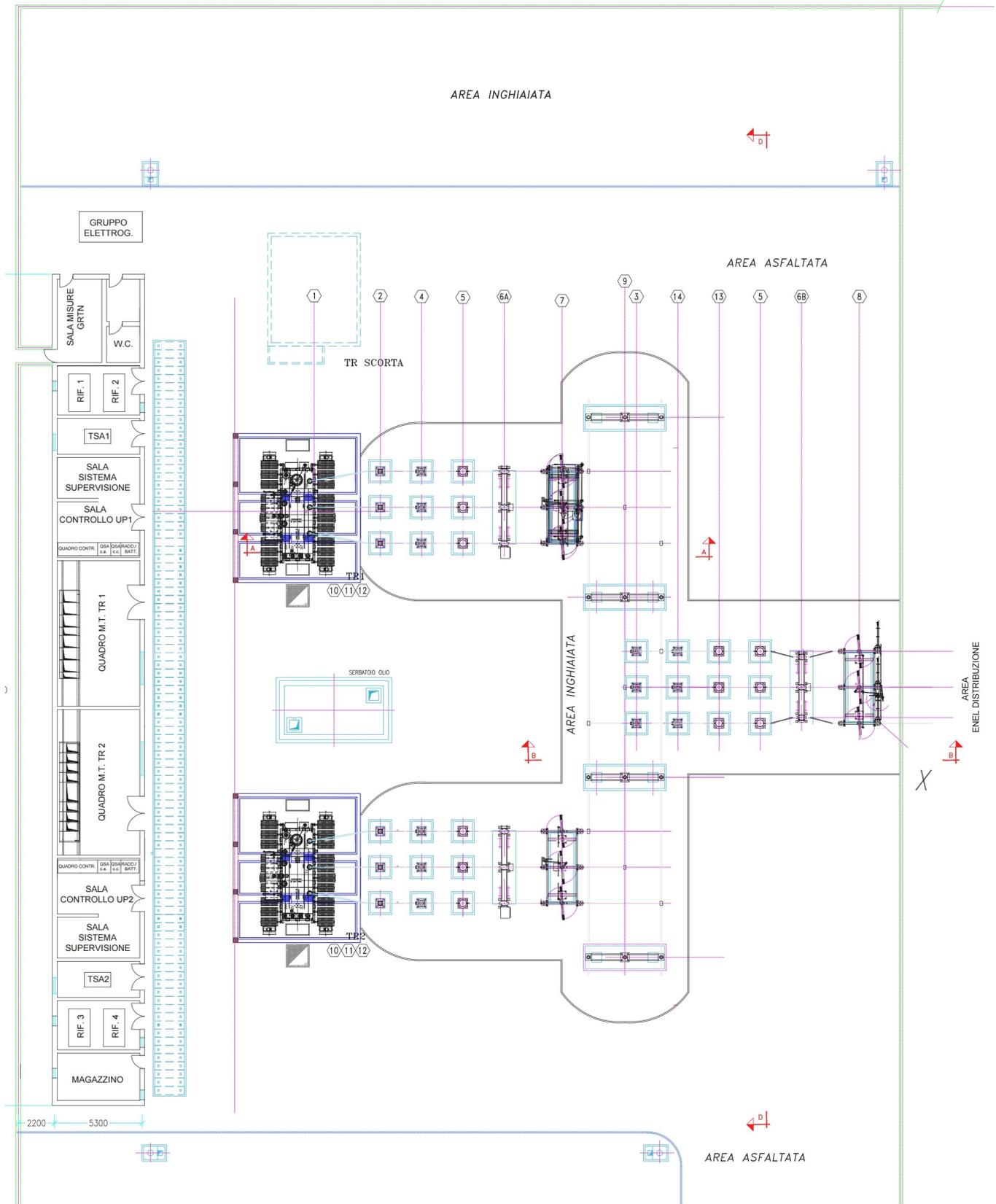


Fig. 7 – Planimetria apparecchiature elettromeccaniche

## 7.5. SERVIZI AUSILIARI

I servizi ausiliari presenti presso la SSEU saranno alimentati tramite trasformatori MT/BT con livello di tensione 30/0,4 kV, installati presso gli edifici di sottostazione.

Al fine di garantire la massima continuità di servizio e il riarmo delle apparecchiature, è prevista l'installazione presso la SST di un generatore ausiliario.

Da tali trasformatori/generatori verrà alimentato il quadro QSA, al quale saranno collegate tutte le utenze in c.a. in bassa tensione, quali:

- Ausiliari sezione MT.
- Ausiliari sezione AT.
- Illuminazione aree esterne.
- Circuiti prese e circuiti illuminazione edificio SST.
- Motori e pompe.
- Raddrizzatore BT.
- Sistema di monitoraggio.
- Altre utenze minori.

Dal quadro QSA verrà derivata l'alimentazione dei circuiti di protezione e comando, alimentati a 110 Vcc mediante un banco di batterie, alimentate dal raddrizzatore.

## 7.6. RETE DI TERRA

Presso la sottostazione verrà realizzato un sistema di terra dimensionato secondo le norme CEI EN 50522 (CEI 99-3) e CEI EN 61936-1 (CEI 99-2), nonché alle prescrizioni Terna, considerando una corrente di corto circuito monofase pari a 31,5 kA e un tempo di eliminazione del guasto a terra pari a 0,5 s.

L'impianto di terra consisterà in una maglia di terra in corda di rame nudo della sezione di 63 mm<sup>2</sup>, interrato alla profondità di circa 70 cm dal piano di calpestio, che seguirà l'intero perimetro della SST, con maglie interne di lato massimo pari a 4,5 m.

Il sistema di terra sarà integrato dalla presenza di dispersori verticali lungo il perimetro della SST, in prossimità dei trasformatori AT/MT.

Il sistema di terra verrà collegato con l'impianto di terra presso l'edificio SST, attraverso collegamenti sconnettibili in pozzetti ispezionabili.

Il collegamento fra la rete di terra e le apparecchiature di AT saranno effettuati in corda di rame nudo da 125 mm<sup>2</sup>.

Le connessioni fra i conduttori in rame avverranno mediante morsetti a compressione in rame, mentre



- 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;

**b) Interruttori:**

- Tensione nominale: 170 kV
- Corrente nominale 2500 A
- Max tensione di prova:
  - Tra fase e terra
    - tensione nominale di tenuta a frequenza di esercizio: 325 kV;
    - tensione nominale di tenuta ad impulso atmosf.: 750 kV;
  - Sulla distanza di sezionamento
    - tensione nominale di tenuta a frequenza di esercizio: 375 kV;
    - tensione nominale di tenuta ad impulso atmosf.: 860 kV;
- Corrente nominale di breve durata 40 kA
- Corrente nominale di picco 100 kA
- Temperatura ambiente -30°C +55 °C
- Caratteristiche interruttore
  - Interruttore singolo tipo LTB-D
  - Potere di interruzione nominale in cc 40 kA
  - Potere di stabilimento nominale di picco in cc 100 kA
  - Interruzione di correnti induttive su linea a vuoto 63 A
  - Interruzione di correnti capacitive su cavi a vuoto 160 A
  - Comando a molla

**c) Interruttori sezionatore di terra**

- Tensione nominale: 170 kV
- Corrente nominale 2500 A
- Max tensione di prova:
  - Tra fase e terra
    - tensione nominale di tenuta a frequenza di esercizio: 325 kV;

- tensione nominale di tenuta ad impulso atmosf.: 750 kV;
- Sulla distanza di sezionamento
  - tensione nominale di tenuta a frequenza di esercizio: 375 kV;
  - tensione nominale di tenuta ad impulso atmosf.: 860 kV;
- Corrente nominale di breve durata 40 kA
- Corrente nominale di picco 100 kA
- Temperatura ambiente -30°C +55 °C
- Caratteristiche sezionatore di terra
  - Comando tripolare a motore
  - Tensione ausiliari 110 Vcc
  - Tempo di manovra da linea a terra 5,5s

**d) Trasformatori di corrente**

- Tipo ad anello
- Classe di misura 0,2/0,5/1,0
- Corrente massima permanente 1,2 In

**e) Isolatori passanti**

- Tipo composito
- Tensione nominale 170 kV
- Distanza in aria 1304mm/1633mm
- Linea di fuga 4670mm/5462mm
- 

**f) Trasformatori di tensione capacitivi**

- Rapporto di trasformazione nominale 150.000:  $\sqrt{3}$  / 100:  $\sqrt{3}$  V
- Rapporto di tensione nominale con tempo di funzionamento di 30 s: 1,5

**g) Trasformatori di tensione induttivi**

- Tensione nominale primaria 150.000:  $\sqrt{3}$  V
- Tensione nominale primaria 100:  $\sqrt{3}$  V
- Rapporto di tensione nominale con tempo di funzionamento di 30 s: 1,5

**h) Sistema di sbarre**

- Corrente nominale 2000 A

## 8. CAMPI ELETTROMAGNETICI E FASCE DI RISPETTO

Per la valutazione dei campi elettromagnetici generati dalla presenza della sottostazione elettrica e dagli elettrodotti interrati di collegamento in MT, nonché per la determinazione delle fasce di rispetto (DPA) da apporre, si rimanda allo specifico elaborato REN-PD-R06.