



REGIONE PUGLIA



PROVINCIA di FOGGIA


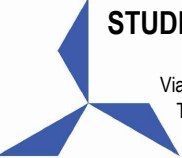







COMUNE di FOGGIA



COMUNE di MANFREDONIA



<p>Proponente</p>	 <p>OPDENERGY TAVOLIERE 1 S.R.L. Sede: Rotonda Giuseppe Antonio Torri, n. 9 - 40127 Bologna (BO) Pec: opdenenergy.tavoliere1@legalmail.it P.IVA: 12206080017</p>				
<p>Progettazione Generale Elettrica e Coordinamento</p>	 <p>STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA MEZZINA dott. ing. Antonio Via T. Solis 128 71016 San Severo (FG) Tel. 0882.228072 Fax 0882.243651 e-mail: info@studiomezzina.net</p>		<p>Studio Agronomico</p>	<p>Studio Tecnico Agrario Dott. Agr. Marcello Martino Viale Europa, 42 - 71122 Foggia Tel./Fax 0881.632008 Cell. 337.938268 E-Mail: marcello.martino@tiscali.it</p>	
<p>Studio Paesaggistico e Ambientale</p>	 <p>VEGA sas LANDSCAPE ECOLOGY & URBAN PLANNING <small>Via dell'Industria, 48 - 71121 Foggia - Tel. 0881.756251 - Fax 1784412324 mail: info@studiovega.org - website: www.studiovega.org</small></p> <p>Arch. Antonio Demaio Tel. 0881.756251 Fax 1784412324 E-Mail: sit.vega@gmail.com</p>	<p>Studio Geologico e Geotecnico</p>	<p>Dott. Nazario Di Lella Tel./Fax 0882.991704 cell. 328 3250902 E-Mail: geol.dilella@gmail.com</p>		
<p>Studio Acustico</p>	<p>STUDIO FALCONE Ingegneria</p> <p>Ing. Antonio Falcone Tel. 0884.534378 Fax. 0884.534378 E-Mail: antonio.falcone@studiofalcone.eu</p>	<p>Studio Strutturale</p>	 <p>Ing. Tommaso Monaco Tel. 0885.429850 Fax 0885.090485 E-Mail: ing.tommaso@studiotecnicomonaco.it</p>		
<p>Studio Archeologico</p>	 <p>Dott. Vincenzo Ficco Tel. 0881.750334 E-Mail: info@archeologicasrl.com</p>	<p>Studio Naturalistico</p>	<p>Dott. Forestale Luigi Lupo Corso Roma, 110 71121 Foggia E-Mail: luigilupo@libero.it</p>		
<p>Studio Acustico</p>	 <p>STUDIO PROGETTAZIONE ACUSTICA</p> <p>Arch. Marianna Denora Via Savona, 3 - 70022 Altamura (BA) Tel. Fax 080 3147468 Cell. 331 5600322 E-Mail: info@studioprogettazioneacustica.it</p>	<p>Studio Idraulico</p>	<p>Studio di Ingegneria Dott.sa Ing. Antonella Laura Giordano Viale degli Aviatori, 73 - 71121 Foggia (Fg) Tel./Fax 0881.070126 Cell. 346.6330966 E-Mail: lauragiordano.ing@gmail.com</p>		
<p>Opera</p>	<p>Progetto definitivo per la realizzazione dell'Impianto agro-fotovoltaico "TAVOLIERE 1" integrato con potenza di picco pari a 43,762MWp e potenza ai fini della connessione pari a 34MW sito nel comune di FOGGIA, alle località "C. Savano - C.se De Martino" nonché delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio dell'impianto nel Comune di Manfredonia (FG).</p>				
<p>Oggetto</p>	<p>Folder: UR76F98_Relazioni e documenti del progetto definitivo dell'impianto</p>	<p>Sez. A</p>		<p>Codice Elaborato: A01</p>	
<p>Nome Elaborato:</p>	<p>UR76F98_Relazione_Tecnico-Descrittiva.pdf</p>				
<p>Descrizione Elaborato:</p>	<p>Relazione tecnica del progetto definitivo e degli impianti</p>				
<p>00</p>	<p>Ottobre 2021</p>	<p>Emissione progetto definitivo</p>	<p>Ing. Merlino</p>	<p>Ing. Mezzina</p>	<p>OPDE TAVOLIERE 1 s.r.l.</p>
<p>Rev.</p>	<p>Data</p>	<p>Oggetto della revisione</p>	<p>Elaborazione</p>	<p>Verifica</p>	<p>Approvazione</p>
<p>Formato:</p>	<p>A4</p>	<p>Scala: /</p>	<p>Codice Pratica UR76F98</p>	<p>Codice Pratica TERNA</p>	<p>201900200</p>



PROPONENTE:

OPDENERGY TAVOLIERE 1 S.R.L.

Sede Legale: Rotonda Giuseppe Antonio Torri, n. 9 – 40127 Bologna (BO)

PEC: opdenenergy.tavoliere1@legalmail.it

C.F. e P.IVA 12206080017

PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO AGRO-FOTOVOLTAICO "TAVOLIERE 1" INTEGRATO CON POTENZA DI PICCO PARI A 43,762MWp E POTENZA AI FINI DELLA CONNESSIONE PARI A 34 MW, SITO NEL COMUNE DI FOGGIA, ALLE LOCALITÀ "C. SAVANO - C.SE DE MARTINO", NONCHÉ DELLE OPERE CONNESSE E DELLE INFRASTRUTTURE INDISPENSABILI ALLA COSTRUZIONE E ALL'ESERCIZIO DELL'IMPIANTO NEL COMUNE DI MANFREDONIA (FG).

RELAZIONE TECNICA

Codice Pratica AU: UR76F98

SOMMARIO

1.	CARATTERISTICHE GENERALI DELL'OPERA.....	4
1.1	Premessa	4
1.2	Inquadramento territoriale dell'area di progetto.....	6
2.	NORME E LEGGI.....	10
2.1	Leggi di riferimento.....	10
2.2	Norme e/o guide di riferimento	11
3.	CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	13
3.1	Consistenza dell'impianto fotovoltaico	13
3.2	Sottoimpianto NORD	14
3.3	Sottoimpianto SUD	18
3.4	RIEPILOGO GENERALE COSTITUZIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	20
3.5	Moduli fotovoltaici	22
3.6	Strutture di sostegno del generatore fotovoltaico	25
3.7	Collegamenti elettrici del campo fotovoltaico	28
3.8	CABINE ELETTRICHE di conversione cc/CA e trasformazione bt/MT.....	30
3.9	Cabine di raccolta e locali tecnici.....	36
4.	RETE ELETTRICA DI DISTRIBUZIONE.....	41
4.1	Linee di media tensione.....	41
4.2	Linee di bassa tensione.....	47
5.	CABINA PRIMARIA PRODUTTORE 30/150KV	49
5.1	Preventivo di connessione.....	49
5.2	Ubicazione della SSE Produttore.	49
5.3	Schema generale di sottostazione.....	50
5.4	Recinzione dell'area.....	52
5.5	Profilo piano altimetrico dell'area.	53
5.6	Dimensionamento di massima della cabina primaria produttore e scelte progettuali.	53
5.7	Struttura della Sottostazione Produttore.	53
5.8	Locali tecnici della Sottostazione produttore.	55
5.9	LAYOUT DELLO STALLO PER LA CONNESSIONE ALLA SE-RTN	58
6.	PROTEZIONI ELETTRICHE.....	60
7.	SISTEMA DI MISURA DELLA ENERGIA	61
7.1	Misura energia al punto di consegna.....	61
8.	IMPIANTI AUSILIARI DI CAMPO.....	62
8.1	Generalità	62
8.2	Impianto di illuminazione	62
8.3	Impianto di rivelazione intrusione.....	63



STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA
 MEZZINA dott. ing. Antonio
 Via T. Solis, 128 - 71016 San Severo (FG)
 P. IVA 02037220718
 📞 0882-228072 / 📠 0882-243651
 ✉️ info@studiomezzina.net



8.4	Impianto di video-sorveglianza.....	64
9.	IMPIANTO DI SUPERVISIONE E CONTROLLO	67
10.	IMPIANTO DI MESSA A TERRA	69
11.	PROTEZIONE SCARICHE ATMOSFERICHE.....	71
11.1	Riduzione del rischio fulminazione - accorgimenti costruttivi.....	71
11.2	Riduzione del rischio fulminazione - installazione SPD.....	72
12.	DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO E SUE FASI	73
12.1	Realizzazione intervento.....	73
12.2	CRONOPROGRAMMA DEI LAVORI DI ESECUZIONE	74
12.3	DISMISSIONE DELL'IMPIANTO	75
13.	ANALISI RICADUTE SOCIALI-OCCUPAZIONALI	76
13.1	L'impianto fotovoltaico ed il progetto agricolo	76

1. CARATTERISTICHE GENERALI DELL'OPERA

1.1 PREMESSA

La presente relazione è relativa alla progettazione definitiva del Parco Fotovoltaico, denominato "TAVOLIERE 1" che la società **OPDENERGY TAVOLIERE 1 S.R.L.** intende realizzare alle località "C. SAVANO – C.SE DE MARTINO", Comune di **FOGGIA** (FG), e delle opere connesse ed infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio dell'impianto, ricadenti nel Comune di Manfredonia, alla località "Posta Macchia Rotonda", con potenza teorica di picco del generatore fotovoltaico pari a circa **43,762 MWp, regolata in modo tale che, anche tenendo conto dei rendimenti e perdite di conversione, la potenza attiva disponibile (Pnd) non superi mai la potenza attiva di immissione, pari a 34,00MW nel punto di consegna.**

Le opere da realizzarsi sono finalizzate a consentire la produzione di energia elettrica da sorgente fotovoltaica, nel rispetto delle condizioni per la sicurezza delle apparecchiature e delle persone.

In Fig. 1 è rappresentato schematicamente il principio di funzionamento di un generatore fotovoltaico.

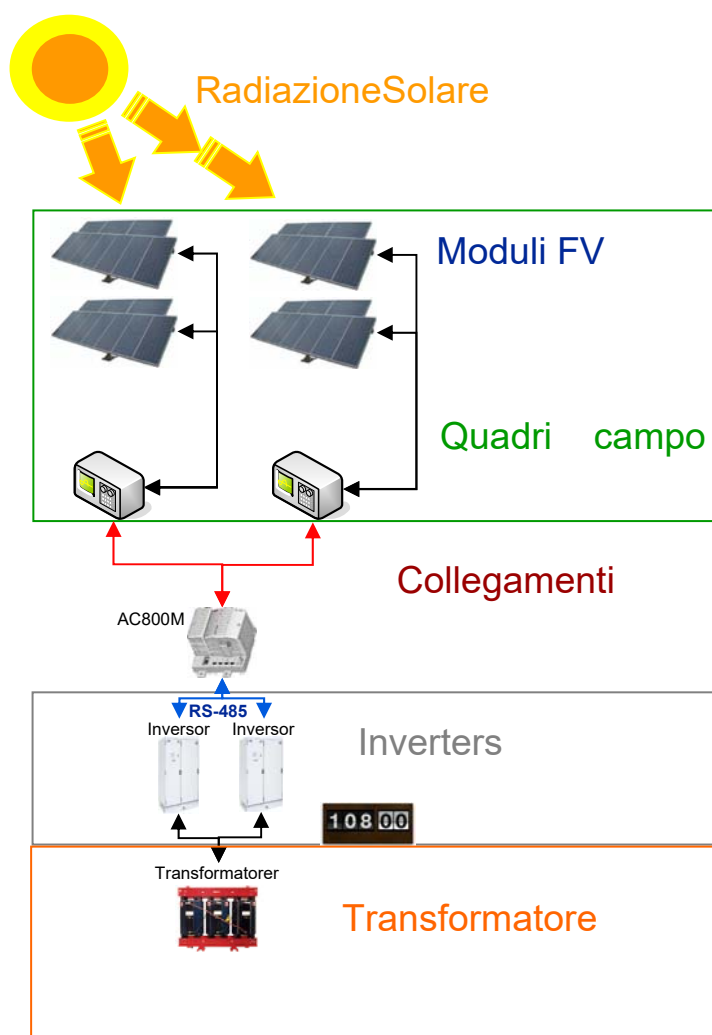


Fig. 1. Schema di principio del generatore fotovoltaico

La proponente TAVOLIERE 1 ha richiesto e ottenuto da TERNA S.p.A. il preventivo di connessione Codice Pratica n. 201900200 da 37MW pervenuto con lettera del 20.7.2020, e successiva rimodulazione della potenza del 24.11.2020, con medesimo codice pratica, a 34MW, la cui Soluzione Tecnica Minima Generale prevede la connessione “... in antenna a 150kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) della RTN 380/150kV di Manfredonia.” stabilendo altresì la necessità di condivisione dello Stallo in Stazione con altri realizzandi impianti di produzione.

L’impianto oggetto della presente relazione condividerà lo stallo produttore in SE Manfredonia con gli impianti riconducibili alle società MARSEGLIA AMARANTO ENERGIA E SVILUPPO S.r.l., (codice pratica 201900413), OPDENERGY Tavoliere 2 S.r.l., (codice pratica 201900197), HORIZONFIRM S.r.l. (codici pratica 201901116), e PARCO EOLICO SANTA CROCE DEL SANNIO HOUSE S.r.l., (codice pratica 06021664), mediante uno stallo di condivisione affiancato in sottostazione utente.

In particolare, i sei impianti costituiranno una connessione del tipo in condominio (o a grappolo) di alta tensione e condivideranno lo stallo cavo di alta tensione ed il cavo interrato AT di collegamento alla SE Manfredonia. Il condominio così costituito sarà connesso ad un unico stallo produttore in SET-RTN TERNA di Manfredonia, che costituirà l’impianto di rete per la connessione.

Il layout delle Sottostazioni e dell’area condominiale tra i produttori è stato definito mediante apposito accordo, secondo la rappresentazione planimetrica in appresso riportata:



Fig. 2. Inquadramento su ortofoto opere di Rete: in verde, l’elettrodorsale MT 30kV; in arancio, la viabilità di accesso; in Magenta, la SSE Produttore; in viola, l’elettrodorsale AT 150kV; riquadrata in rosso, la posizione dello Stallo 150kV assegnato.

1.2 INQUADRAMENTO TERRITORIALE DELL'AREA DI PROGETTO

L'area su cui verrà realizzato il progetto è sita nella regione Puglia, in Provincia di Foggia, nei territori comunali di Foggia e di Manfredonia. Le coordinate geografiche baricentriche del sito occupato dal generatore fotovoltaico sono:

Latitudine

41°29'11.41"N

Longitudine

15°39'48.15"E



Fig. 3. Inquadramento di ampio raggio su ortofoto dell'area di intervento, situata all'incirca a circa 10km ad Est di Foggia, a Nord, in celeste, la centrale fotovoltaica; in verde, il percorso dell'elettrodotto dorsale, che si sviluppa per circa 11km prevalentemente lungo rete viaria esistente; a SUD la Sottostazione Produttore, nei pressi della esistente Stazione elettrica di Trasformazione SET-TERNA 380/150kV.

Le aree necessarie alla realizzazione del Generatore Fotovoltaico sono nella disponibilità della Società Proponente grazie ad accordi già stabiliti con le Ditte Proprietarie dei Fondi, per mezzo di contratti preliminari di diritto di superficie. Anche ai fini della connessione alla RTN sono stati già stabiliti accordi di condivisione di stallo con altre società per la connessione alla RTN.

Per quanto riguarda tutte le altre opere necessarie alla connessione si attiverà la procedura di apposizione del vincolo preordinato all'esproprio, previa declaratoria di pubblica utilità da parte dell'Ufficio per le Espropriazioni.

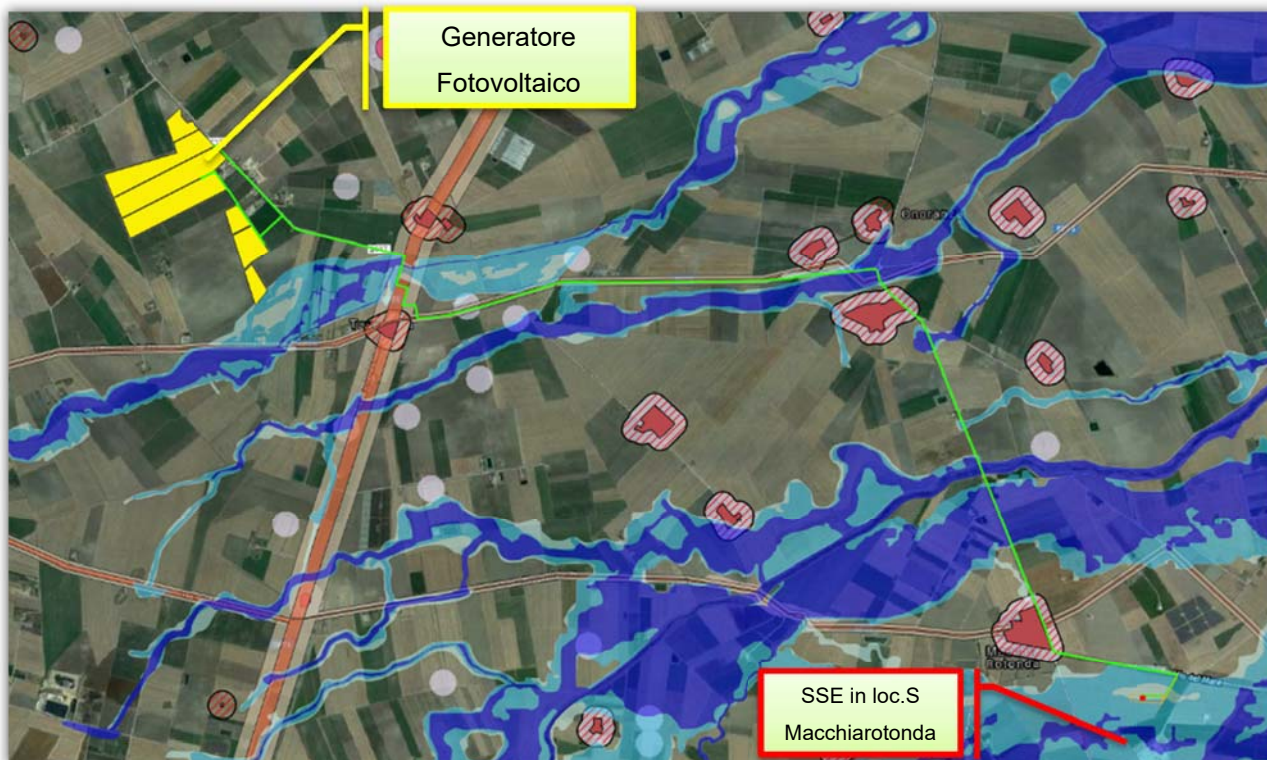


Fig. 4. Planimetria su ortofoto del Progetto, tra le località "C. Savano – C.se De Martino" e Posta Macchiarotonda. In evidenza la pianificazione sovraordinata interferente, limitata ad aree PAI e segnalazioni archeologiche.

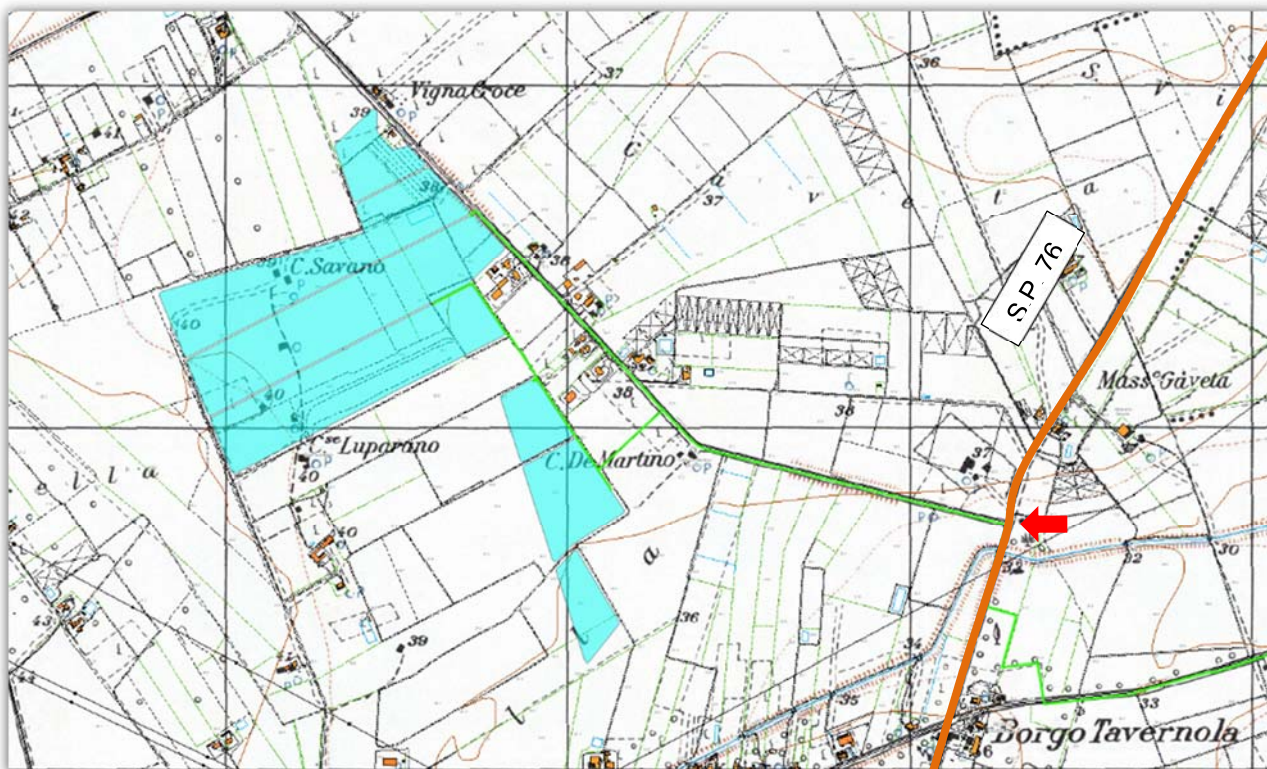


Fig. 5. Dettaglio planimetrico su CTR - area Parco Fotovoltaico, in località "C. Savano – C.se De Martino", nei pressi di Borgo Tavernola. La freccia rossa indica il punto in cui si imbocca la strada asfaltata comunale N.17 "Tortorella" che dalla S.P. 76 (in arancio) conduce al progettato Generatore; con tratto in verde si distingue il percorso progettato dell'elettrodoto dorsale.

Dati del sito:

- **Temperatura: variazioni** tra la minima e la massima di -5°C e $+40^{\circ}\text{C}$;
- **Vento:** la condizione estrema del vento (3 secondi, periodicità 50 anni) alla massima altezza di installazione dei moduli è stimata in 25 m/s ;
- **Frequenza di fulminazione:** il sito è caratterizzato da 0.5 impatti/ km^2 all'anno;
- **Grandine:** evento straordinario;
- **Neve:** evento straordinario.
- **Sismicità: zona 2**

Nella successiva **Fig. 6** sono riportati i gradienti di irraggiamento sul territorio nazionale con evidenziata l'area dell'intervento.



Fig. 6. Grado di irraggiamento annuale sul territorio nazionale

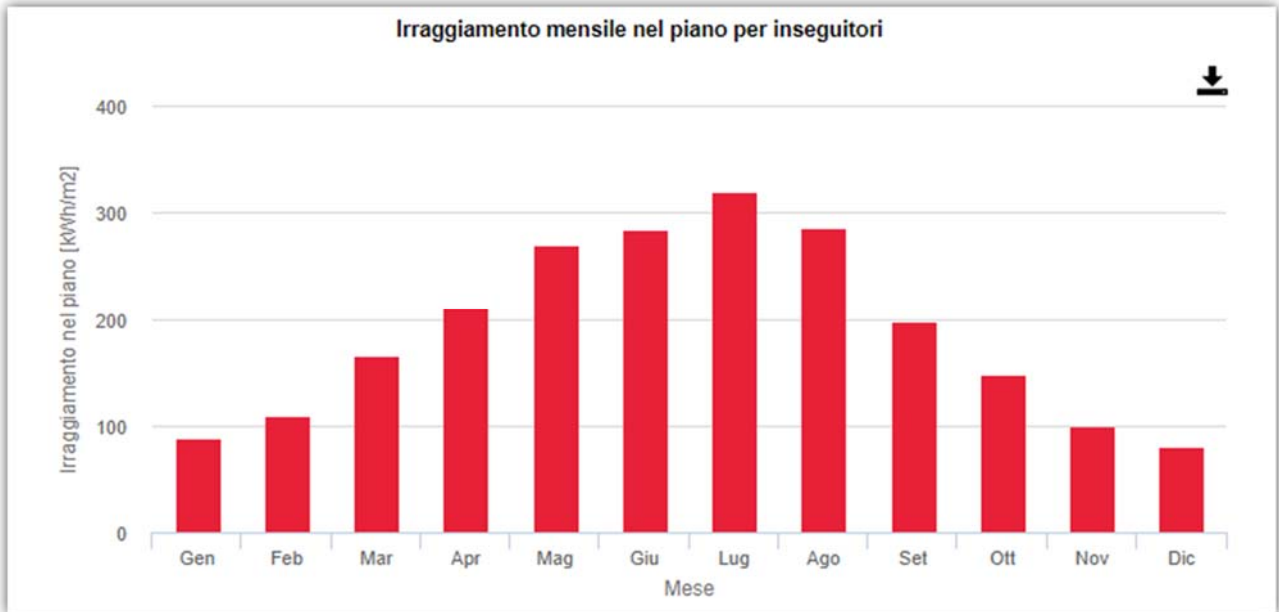


Fig. 7. Grado di irraggiamento complessivo sul piano dei moduli mensile in località Borgo Tavernola (fonte PVGIS)

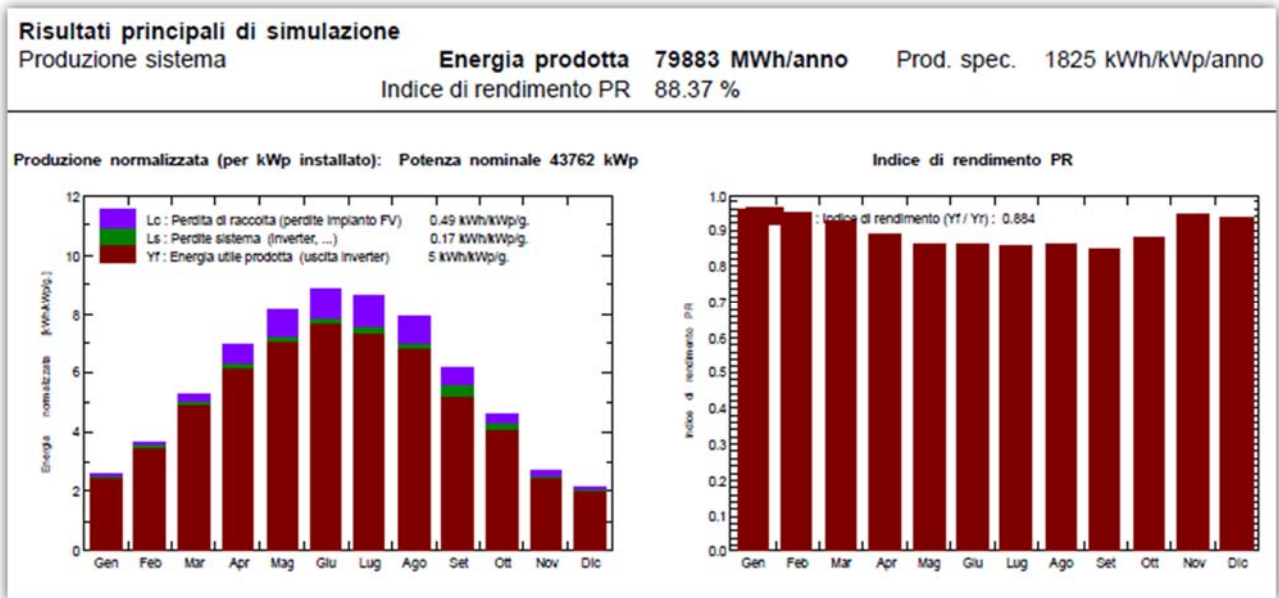


Fig. 8. Stima della producibilità dell'impianto (elaborazione PVSYST, dati meteo METEONORM 7.2)

2. NORME E LEGGI

2.1 LEGGI DI RIFERIMENTO

- LRif1. D.Lgs. 9 aprile 2008 n. 81 “Attuazione dell’art. 1 della legge 3 aprile 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro”;
- LRif2. D.Lgs. 3 agosto 2009, n. 106 “Disposizioni integrative e correttive del D. Lgs. 9 aprile 2008 n. 81 in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro”;
- LRif3. Legge n. 186/1968: “Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni ed impianti elettrici ed elettronici”;
- LRif4. D.M. 16-02-82: “Modificazioni del decreto ministeriale 27 settembre 1965, concernente la determinazione delle attività soggette alle visite di prevenzione”;
- LRif5. D.P.R. 380/1, capo V: “Norme per la sicurezza degli impianti”.
- LRif6. D.P.R. n° 462 del 22 ottobre 2001 “Regolamento di semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra di impianti elettrici pericolosi”;
- LRif7. “Testo Unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative”, approvato con D.L. 26/10/1995 n. 504 ed integrato con le modifiche apportate dal D. Lgs. 02/02/2007 n. 26
- LRIF8. Delibera AEEG n. 88/07 “Disposizioni in materia di misura dell’energia elettrica prodotta da impianti di generazione”
- LRif9. D.Lgs. 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.
- LRif10. D.Lgs. 3 aprile 2006, n. 152 “Norme in materia ambientale”.
- LRif11. D.Lgs. 30 maggio 2008, n. 115 “Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE.
- LRif12. Decreto Interministeriale 2017 – SEN2017
- LRif13. L.R. PUGLIA n.11 /2001, “Norme sulla valutazione dell’impatto ambientale”;
- LRif14. L.R. PUGLIA 21 ottobre 2008, n. 31, “Norme in materia di produzione di energia da fonti rinnovabili e per la riduzione di immissioni inquinanti e in materia ambientale”.



- LRif15. D.G.R. PUGLIA n. 176 del 16/02/2015 e ss.mm.ii. "Piano Paesaggistico Territoriale Regionale".
- LRif16. D.G.R. 1748 del 15/12/2000 "Piano Urbanistico Territoriale Tematico "Paesaggio" (PUTT/p)"
- LRif17. Delibera Autorità di Bacino della Puglia, n. 25 del 15.12.2004 "Adozione del Piano di Bacino della Puglia, Stralcio "assetto idrogeologico" e delle relative misure di salvaguardia.", e ss.mm.ii.;
- LRif18. D.G.R. 3029/2010," Approvazione della Disciplina del procedimento unico di autorizzazione alla realizzazione ed all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica"
- LRif19. L.R. 24/2010, "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia".
- LRif20. L.R. 25/2012, "R egolazione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.";
- LRif21. Regolamento regionale 29/2012, Modifiche urgenti, ai sensi dell'art. 44 comma 3 dello Statuto della Regione Puglia (L.R. 12 maggio 2004, n. 7), del Regolamento Regionale 30 dicembre 2012, n. 24 "Regolamento attuativo del Decreto del Ministero dello Sviluppo del 10 settembre 2010 Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia.";
- LRif22. D.G.R. 2122 del 23/10/2012, "Indirizzi per l'integrazione procedimentale e per la valutazione degli impatti cumulativi di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nella Valutazione di Impatto Ambientale.";
- LRif23. L.R. n.38 del 16/07/2018, Modifiche e integrazioni alla legge regionale 24 settembre 2012, n. 25 (Regolazione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili)".

2.2 NORME E/O GUIDE DI RIFERIMENTO

I documenti normativi e/o guide di riferimento, congiuntamente alle varianti e/o errata corrige eventualmente intervenute, sono da intendersi applicabili nella loro edizione in vigore al momento di emissione del presente documento.

L'applicazione di eventuali varianti e/o errata corrige che intervengano dopo l'emissione del presente documento ma prima della realizzazione delle opere potrà essere sottoposta all'attenzione del progettista da parte del soggetto responsabile della costruzione.



- NRif1. CEI 64-8: “Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua”;
- NRif2. CEI 82-25 “Guida alla realizzazione di sistemi di generazione di energia fotovoltaica collegati alle reti elettriche dei sistemi di Media e Bassa Tensione”.
- NRif3. CEI 11-25 (EN 60909-0): “Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata, Parte 0: Calcolo delle correnti”;
- NRif4. CEI 99-2 (EN 61936-1) “Impianti elettrici a tensione > 1 kV c.a.”;
- NRif5. CEI 99-3 (EN 50522) “Messa a terra degli impianti elettrici a tensione > 1 kV c.a.”
- NRif6. CEI 9-17 – 2006 “Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica Linee in cavo”;
- NRif7. CEI 99-5 “Guida per l’esecuzione degli impianti di terra delle utenze attive e passive connesse ai sistemi di distribuzione con tensione superiore a 1 kV in c.a.”;
- NRif8. CEI 64-14 “Guida alle verifiche degli impianti elettrici utilizzatori”;
- NRif9. CEI EN 50618 “Cavi elettrici per impianti fotovoltaici”
- NRif10. EI EN 60076-11 “Trasformatori di potenza – Parte 11: trasformatori di tipo a secco”
- NRif11. CEI EN 62305-1 “Protezione contro i fulmini. Parte 1: principi generali”;
- NRif12. CEI EN 62305-2 “Protezione contro i fulmini. Parte 2: valutazione del rischio dovuto al fulmine”;
- NRif13. CEI EN 62305-3 “Protezione contro i fulmini. Parte 3: danno materiale alle strutture e pericolo per le persone”;
- NRif14. CEI EN 62305-4 “Protezione contro i fulmini. Parte 4: impianti elettrici ed elettronici nelle strutture”;
- NRif15. CEI 99-4 “Guida per l’esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale”;
- NRif16. CEI 0-16 “Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica”;
- NRif17. ENEL “Guida per le connessioni alla rete elettrica di ENEL distribuzione”, ed. 5.0. Marzo 2015;

3. CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

3.1 CONSISTENZA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

In questo paragrafo riportiamo una descrizione generale e sintetica dell'impianto fotovoltaico allo scopo di inquadrare da subito le sue linee e le caratteristiche generali. Nel seguito di questa relazione si approfondiranno in dettaglio tutti gli aspetti tecnici dell'impianto fotovoltaico.

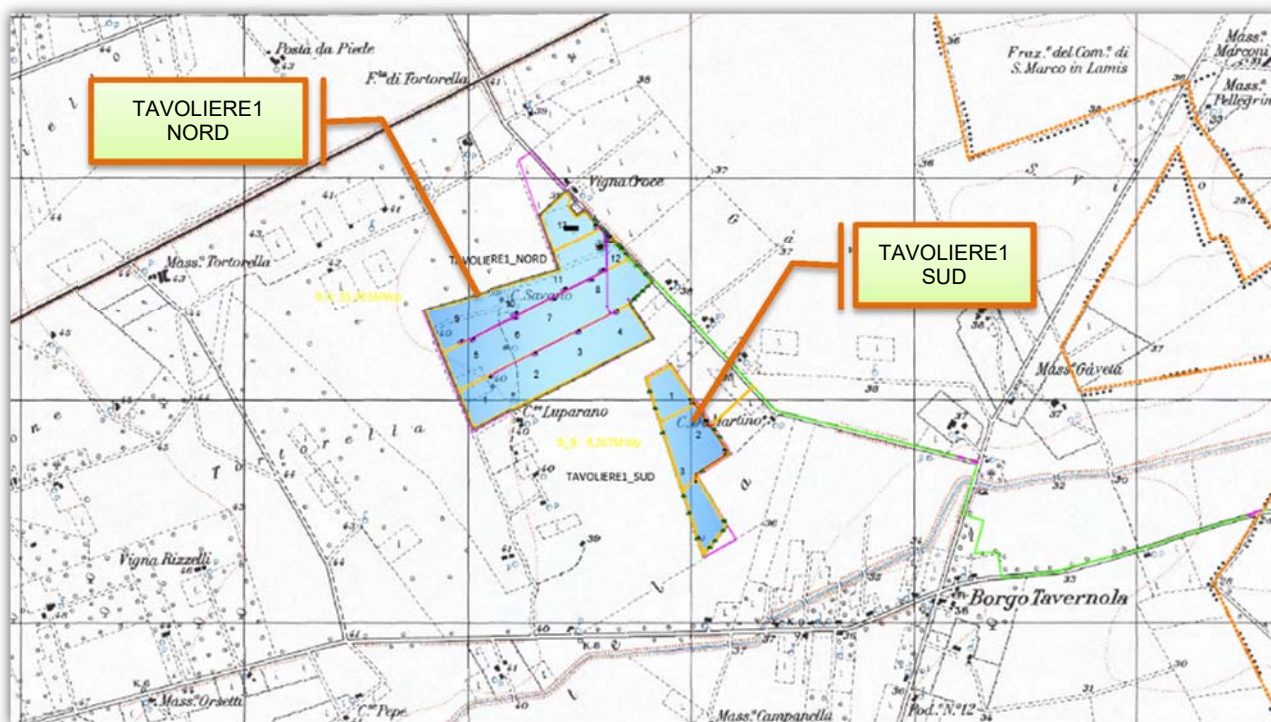


Fig. 9. Layout impianto con identificazione dei due Sotto Impianti Nord e SUD, e tratto iniziale dell'elettrodotto dorsale (in VERDE) su I.G.M.

La centrale fotovoltaica si svilupperà su un'area complessiva lorda di circa **67ha 42a 45ca**, corrispondenti alla superficie recintata dei fondi acquisiti.

La superficie effettivamente impegnata dal parco fotovoltaico, inclusa nel perimetro dei soli inseguitori ed interna alla viabilità di servizio, è invece di circa **55ha 84a 85ca** a cui corrisponde una densità di potenza pari a:

$$D = P / S = 43,762 / 558,485 = 0,78 \text{ MWp/Ha}$$

L'impianto Fotovoltaico sarà strutturato in 16 subcampi elettricamente indipendenti, raggruppati in due **Sottoimpianti** planimetricamente distinti:

1. Il sottoimpianto NORD (nel seguito **T1_N**), della potenza di circa **35,495 MWp**;
2. Il sottoimpianto SUD (nel seguito **T1_S**), della potenza di circa **8,267MWp**;

I vari subcampi dei due Sottoimpianti sono strutturati, mediante elettrodotti interrati in MT, in gruppi

(sottocampi) collegati in serie che fanno capo alla Cabina di Raccolta di ciascun Sottoimpianto (rispettivamente **CdR_T1N** e **CdR_T1S**). Nella Cabina di Raccolta SUD avviene il parallelo tra i due Sottoimpianti: la somma delle energie prodotte viene conferita in SSE tramite un apposito elettrodotto dorsale.

3.2 SOTTOIMPIANTO NORD

Il sottoimpianto fotovoltaico “**T1_N**”, della potenza di **35,495 MWp**, sarà a sua volta costituito da 13 subcampi fotovoltaici, come identificati nell’immagine seguente mediante un identificativo numerico interno ad un perimetro verde:

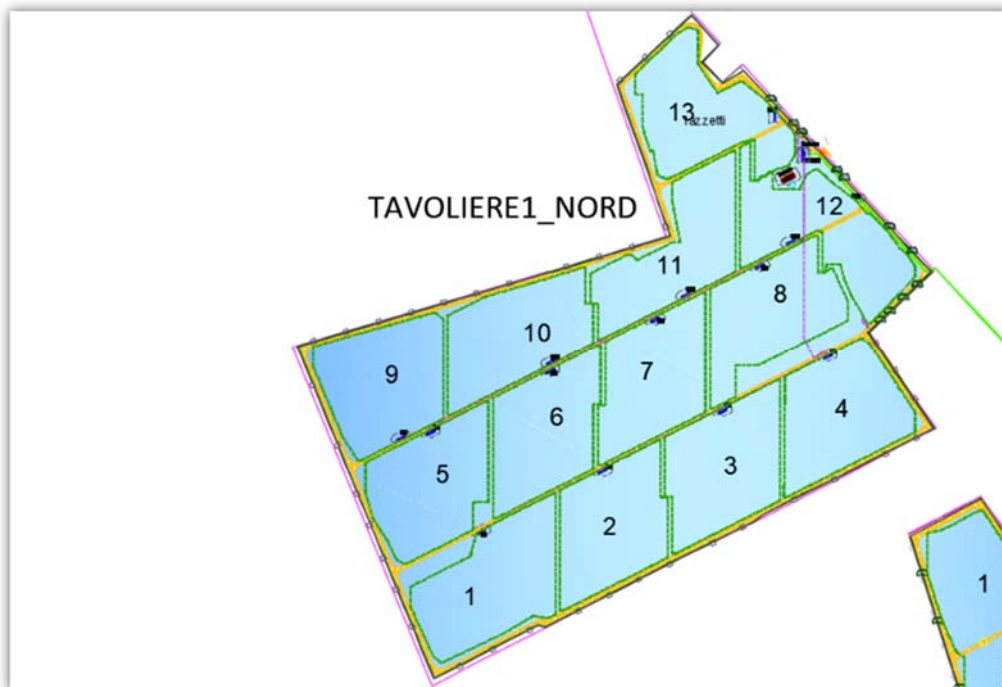


Fig. 10. Layout del Sottoimpianto “Tavoliere1_NORD” con identificazione dei vari subcampi (da 1 a 13).

In particolare 12 subcampi saranno raggruppati in 3 sottocampi fotovoltaici collegati in serie afferenti alla Cabina di Raccolta T1N:

- A. T1_A, costituito dalla serie dei subcampi T1_N{1, 2, 3, 4};
- B. T1_B, costituito dalla serie dei subcampi T1_N{5, 6, 7, 8};
- C. T1_C, costituito dalla serie dei subcampi T1_N{9, 10, 11, 12};

mentre il subcampo T1_N13 sarà collegato direttamente alla CdR_T1N.

La costituzione dei vari subcampi è quella indicata in tabella seguente:

Denominazione settore	aree lorda utile al netto mitigazione [Ha q ca]	Tipo tracker	N. pannelli per tracker	n. Tracker	n. pannelli	stringhe	Potenza di Picco [MW]	densità specifiche [MW/ha]
OPDE T1_N 35,495MWp	53 69 25	SOLTEC_28	28	74	2072		1,181	0,66
		SOLTEC_56	56	1.075	60200		34,314	
	45 07 35		subtot.	1149	62272	2224,00	35,495	0,79
T1_N1	03 73 80	SOLTEC_28	28	12	336		0,192	0,73
		SOLTEC_56	56	80	4480		2,554	
			subtot.	92	4816	172,00	2,745	
T1_N2	03 33 80	SOLTEC_28	28	2	56		0,032	0,82
		SOLTEC_56	56	85	4760		2,713	
			subtot.	87	4816	172,00	2,745	
T1_N3	03 57 40	SOLTEC_28	28	4	112		0,064	0,77
		SOLTEC_56	56	84	4704		2,681	
			subtot.	88	4816	172,00	2,745	
T1_N4	03 51 00	SOLTEC_28	28	4	112		0,064	0,78
		SOLTEC_56	56	84	4704		2,681	
			subtot.	88	4816	172,00	2,745	
T1_N5	03 45 40	SOLTEC_28	28	6	168		0,096	0,79
		SOLTEC_56	56	83	4648		2,649	
			subtot.	89	4816	172,00	2,745	
T1_N6	03 33 40	SOLTEC_28	28	2	56		0,032	0,82
		SOLTEC_56	56	85	4760		2,713	
			subtot.	87	4816	172,00	2,745	
T1_N7	03 33 40	SOLTEC_28	28	2	56		0,032	0,82
		SOLTEC_56	56	85	4760		2,713	
			subtot.	87	4816	172,00	2,745	
T1_N8	03 38 60	SOLTEC_28	28	4	112		0,064	0,81
		SOLTEC_56	56	84	4704		2,681	
			subtot.	88	4816	172,00	2,745	
T1_N9	03 58 80	SOLTEC_28	28	8	224		0,128	0,77
		SOLTEC_56	56	82	4592		2,617	
			subtot.	90	4816	172,00	2,745	
T1_N10	03 49 00	SOLTEC_28	28	8	224		0,128	0,79
		SOLTEC_56	56	82	4592		2,617	
			subtot.	90	4816	172,00	2,745	
T1_N11	03 34 80	SOLTEC_28	28	8	224		0,128	0,81
		SOLTEC_56	56	81	4536		2,586	
			subtot.	89	4760	170,00	2,713	
T1_N12	03 48 65	SOLTEC_28	28	9	252		0,144	0,76
		SOLTEC_56	56	79	4424		2,522	
			subtot.	88	4676	167,00	2,665	
T1_N13	03 47 30	SOLTEC_28	28	5	140		0,080	0,77
		SOLTEC_56	56	81	4536		2,586	
			subtot.	86	4676	167,00	2,665	

In appresso si riporta il dettaglio della costituzione di ciascun Sottocampo:

Sottocampo	Tipico inverter MT	Cabina MT	N. string monitor	Stringhe per string monitor	Moduli per stringa	Moduli per string monitor	stringhe tot	Potenza per string monitor	Coeff. Impiego ingresso DC	Moduli subtot	Moduli tot	Potenza di picco [kW]	Potenza Inverter [kVA]	Coeff. Impiego Inverter
T1_A	a	T1_N1	20	7	28	196	140	111,72	1,07	3920	4816	2745,12	2500	109,80%
			4	8	28	224	32	127,68	1,23	896				
	a	T1_N2	20	7	28	196	140	111,72	1,07	3920	4816	2745,12	2500	109,80%
			4	8	28	224	32	127,68	1,23	896				
	a	T1_N3	20	7	28	196	140	111,72	1,07	3920	4816	2745,12	2500	109,80%
			4	8	28	224	32	127,68	1,23	896				
	a	T1_N4	20	7	28	196	140	111,72	1,07	3920	4816	2745,12	2500	109,80%
			4	8	28	224	32	127,68	1,23	896				
Totale		4	96				688				19264	10980,48	10000	

Sottocampo	Tipico inverter MT	Cabina MT	N. string monitor	Stringhe per string monitor	Moduli per stringa	Moduli per string monitor	stringhe tot	Potenza per string monitor	Coeff. Impiego ingresso DC	Moduli subtot	Moduli tot	Potenza di picco [kW]	Potenza Inverter [kVA]	Coeff. Impiego Inverter
T1_B	a	T1_N5	20	7	28	196	140	111,72	1,07	3920	4816	2745,12	2500	109,80%
			4	8	28	224	32	127,68	1,23	896				
	a	T1_N6	20	7	28	196	140	111,72	1,07	3920	4816	2745,12	2500	109,80%
			4	8	28	224	32	127,68	1,23	896				
	a	T1_N7	20	7	28	196	140	111,72	1,07	3920	4816	2745,12	2500	109,80%
			4	8	28	224	32	127,68	1,23	896				
	a	T1_N8	20	7	28	196	140	111,72	1,07	3920	4816	2745,12	2500	109,80%
			4	8	28	224	32	127,68	1,23	896				
Totale		4	96				688				19264	10980,48	10000	

Sottocampo	Tipico inverter MT	Cabina MT	N. string monitor	Stringhe per string monitor	Moduli per stringa	Moduli per string monitor	stringhe tot	Potenza per string monitor	Coeff. Impiego ingresso DC	Moduli subtot	Moduli tot	Potenza di picco [kW]	Potenza Inverter [kVA]	Coeff. Impiego Inverter
T1_C	a	T1_N9	20	7	28	196	140	111,72	1,07	3920	4816	2745,12	2500	109,80%
			4	8	28	224	32	127,68	1,23	896				
	a	T1_N10	20	7	28	196	140	111,72	1,07	3920	4816	2745,12	2500	109,80%
			4	8	28	224	32	127,68	1,23	896				
	b	T1_N11	22	7	28	196	154	111,72	1,07	4312	4760	2713,20	2500	108,53%
			2	8	28	224	16	127,68	1,23	448				
	c	T1_N12	23	7	28	196	161	111,72	1,07	4508	4676	2665,32	2500	106,61%
			1	6	28	168	6	95,76	0,92	168				
Totale		4	96				681				19068	10868,76	10000	

Sottocampo	Tipico inverter MT	Cabina MT	N. string monitor	Stringhe per string monitor	Moduli per stringa	Moduli per string monitor	stringhe tot	Potenza per string monitor	Coeff. Impiego ingresso DC	Moduli subtot	Moduli tot	Potenza di picco [kW]	Potenza Inverter [kVA]	Coeff. Impiego Inverter
T1_D	c	T1_N13	23	7	28	196	161	111,72	1,07	4508	4676	2665,32	2500	106,61%
			1	6	28	168	6	95,76	0,92	168				

Ciascun sottocampo sarà costituito da cabine di fine serie (MASTER), dalle quali si dipartirà un elettrodotto interno che sarà collegato alle sbarre MT della **Cabina di Raccolta NORD (CdR_T1N)**. Dalla CdR_T1N partirà un elettrodotto dorsale interno verso la Cabina di Raccolta SUD.

3.2.1 Riepilogo costituzione sottoimpianto NORD.

In definitiva il sottoimpianto NORD sarà caratterizzato da:

- 1) 62.272 moduli fotovoltaici della potenza di 570Wp cadauno;
- 2) 312 quadri di stringa;

- 3) 2224 stringhe da 28 moduli cadauna;
- 4) 13 cabine di conversione DC/AC e trasformazione bT/MT 0,8/30kV;
- 5) 1 Cabina di Raccolta (CdR_T1N);
- 6) 1 Cabina Locale Servizi;
- 7) 1 Locale Magazzino;
- 8) 4 sottocampi di potenza, rispettivamente, **10,980MWp, 10,980MWp, 10,869MWp, 2,665MWp**.
- 9) 4 elettrodotti interni per la connessione alla CdR_T1N, di lunghezze pari, rispettivamente, a **360m** (da Master T1_A), **225m** (da Master T1_B), **160m** (da Master T1_C), **100m** ((da T1_N13);
- 10) 1 elettrodotto dorsale interno per la connessione alla cabina di Raccolta SUD, di lunghezza pari a **1220m**

Sottoimpianto	Sottocampo	N. Cabine	N. String Monitor	N. Stringhe	N. Moduli	Potenza di Picco [kWp]	Pot. Inverter [kVA]
NORD	T1_A	4	96	688	19.264	10.980	10.000
	T1_B	4	96	688	19.264	10.980	10.000
	T1_C	4	96	681	19.068	10.869	10.000
	T1_D	1	24	167	4.676	2.665	2.500
Tot. NORD		13	312	2.224	62.272	35.495	32.500

3.3 SOTTOIMPIANTO SUD

Il sottopianto fotovoltaico “T1_S”, della potenza di 8,267 MWp, sarà a sua volta costituito da 3 subcampi fotovoltaici, come identificati nell’immagine seguente mediante un identificativo numerico interno ad un perimetro verde:

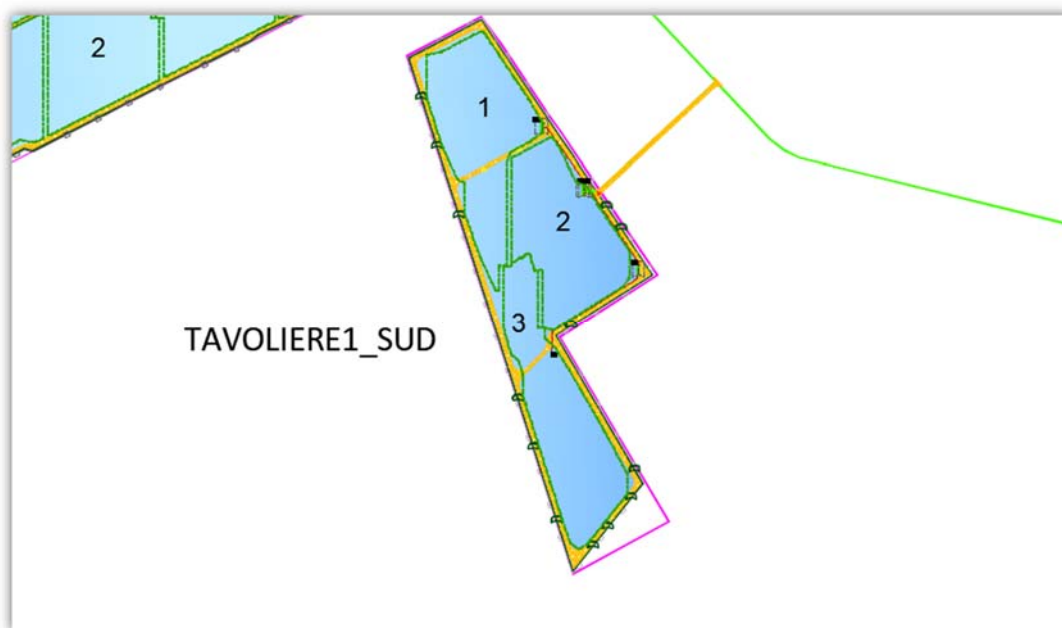


Fig. 11. Layout del Sottopiamento “Tavoliere1 SUD” con identificazione dei vari subcampi (da 1 a 3).

In particolare i 3 subcampi costituiranno un unico sottocampo fotovoltaico, afferente alla Cabina di Raccolta T1_S:

La costituzione dei vari subcampi è quella indicata in tabella seguente:

Denominazione settore	aree lorda utile al netto mitigazione [Ha a ca]	Tipo tracker	N. pannelli per tracker	n. Tracker	n. pannelli	stringhe	Potenza di Picco [MW]	densità specifiche [MW/ha]
OPDE T1_S	13 73 25	SOLTEC_28	28	26	728		0,415	0,60
8,267MWp		SOLTEC_56	56	246	13776		7,852	
	10 77 50		subtot.	272	14504	518,00	8,267	0,77
T1_S1	03 64 90	SOLTEC_28	28	12	336		0,192	0,75
		SOLTEC_56	56	80	4480		2,554	
		subtot.		92	4816	172,00	2,745	
T1_S2	03 45 35	SOLTEC_28	28	6	168		0,096	0,79
		SOLTEC_56	56	83	4648		2,649	
		subtot.		89	4816	172,00	2,745	
T1_S3	03 67 25	SOLTEC_28	28	8	224		0,128	0,76
		SOLTEC_56	56	83	4648		2,649	
		subtot.		91	4872	174,00	2,777	

In appresso si riporta la costituzione di dettaglio del Sottocampo:

Sottocampo	Tipico inverter MT	Cabina MT	N. string monitor	Stringhe per string monitor	Moduli per stringa	Moduli per string monitor	stringhe tot	Potenza per string monitor	Coeff. Impiego ingresso DC	Moduli subtot	Moduli tot	Potenza di picco [kW]	Potenza Inverter [kVA]	Coeff. Impiego Inverter
T1_E	a	T1_S1	20	7	28	196	140	111,72	1,07	3920	4816	2745,12	2500	109,80%
			4	8	28	224	32	127,68	1,23	896				
	a	T1_S2	20	7	28	196	140	111,72	1,07	3920	4816	2745,12	2500	109,80%
			4	8	28	224	32	127,68	1,23	896				
	d	T1_S3	18	7	28	196	126	111,72	1,07	3528	4872	2777,04	2500	111,08%
			6	8	28	224	48	127,68	1,23	1344				
Totale		3	72				518				14504	8267,28	7500	

Le due cabine T1_S3 e T1_S2 saranno collegate in serie: dalla cabina di fine serie (MASTER T1_S2) si dipartirà un elettrodotto interno che sarà collegato alle sbarre MT della **Cabina di Raccolta SUD**.

La cabina T1_S1 sarà collegata direttamente alle sbarre della cabina di Raccolta SUD.

In cabina SUD avverrà anche il parallelo con la Cabina di Raccolta NORD.

Dalla CdR_T1S partirà l'elettrodotto dorsale esterno per la connessione verso la SottoStazione Utente.

3.3.1 Riepilogo costituzione sottoimpianto SUD.

In definitiva il sottoimpianto SUD sarà caratterizzato da:

- 11) 14.504 moduli fotovoltaici della potenza di 570Wp cadauno;
- 12) 72 quadri di stringa;
- 13) 518 stringhe da 28 moduli cadauna;
- 14) 3 cabine di conversione DC/AC e trasformazione bT/MT 0,8/30kV;
- 15) 1 Cabina di Raccolta (CdR_T1S);
- 16) 1 Cabina Locale Servizi;
- 17) 1 sottocampo di potenza, **8,267MWp**.
- 18) 2 elettrodotti interni per la connessione alla CdR_T1S, di lunghezza pari a 160m (da Master T1_S2) e 125m (da T1_S1),

Sottoimpianto	Sottocampo	N. Cabine	N. String Monitor	N. Stringhe	N. Moduli	Potenza di Picco [kWp]	Pot. Inverter [kVA]
SUD	T1_E	3	72	518	14.504	8.267	7.500

3.4 RIEPILOGO GENERALE COSTITUZIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO.

Denominazione settore	area al netto mitigazione [Ha a ca]	Tipo tracker	N. pannelli per tracker	n. Tracker	n. pannelli	stringhe	Potenza di Picco [MW]	densità specifiche [MW/ha]
OPDE T1_A		SOLTEC_28	28	22	616		0,35	
		SOLTEC_56	56	333	18648		10,63	
	14 18 00		subtot.	355	19264	688,00	10,980	0,77
OPDE T1_B		SOLTEC_28	28	14	392		0,22	
		SOLTEC_56	56	337	18872		10,76	
	13 50 80		subtot.	351	19264	688,00	10,980	0,81
OPDE T1_C		SOLTEC_28	28	33	924		0,53	
		SOLTEC_56	56	324	18144		10,34	
	13 91 25		subtot.	357	19068	681,00	10,869	0,78
OPDE T1_D		SOLTEC_28	28	5	140		0,08	
		SOLTEC_56	56	81	4536		2,59	
	03 47 30		subtot.	86	4676	167,00	2,665	0,77
OPDE T1_E		SOLTEC_28	28	26	728		0,41	
		SOLTEC_56	56	246	13776		7,85	
	10 77 50		subtot.	272	14504	518,00	8,267	0,77
TOTALI		SOLTEC_28	28	100	76.776	2.742,00	43,762	
	55 84 85		SOLTEC_56	56	1.321			0,78

IMPIANTO	N. Cabine	N. String Monitor	N. Stringhe	N. Moduli	Potenza nominale di picco generatore [MWp]	Pot. nominale Inverter [MVA]	Potenza regolata in immissione [MW]	Pot. Inv. / Pot. Immissione
Tot. "TAVOLIERE 1"	16	384	2.742	76.776	43,762	40,00	34	117,65%

In definitiva l'impianto fotovoltaico, costituito dall'insieme dei due Sottosistemi NORD e SUD, sarà caratterizzato da:

- 1) 76.776 moduli fotovoltaici della potenza di 570Wp cadauno;
- 2) 384 quadri di stringa;
- 3) 2.742 stringhe da 28 moduli cadauna;
- 4) 16 cabine di conversione DC/AC e trasformazione bT/MT 0,8/30kV, con somma delle potenze nominali degli inverter pari a 40,00 MVA, e somma delle potenze disponibili pari a 34MW;
- 5) 2 Cabine di Raccolta;
- 6) 2 Cabine Locali tecnici bT;
- 7) 1 Locale Magazzino;
- 8) 5 sottocampi di potenza, rispettivamente, 10,980MWp, 10,980Wp, 10,869MWp, 2,665MWp, 8,267MWp per una potenza di picco complessiva del generatore fotovoltaico pari a 43,762MWp: l'impianto sarà regolato in modo tale che la potenza nel punto di immissione NON SIA MAI SUPERIORE A 34MW.



- 9) **n. 6 elettrodotti** interni per la connessione dei sottocampi alle CdR_T1N e CdR_T1S;
- 10) **1 elettrodotto** dorsale interno per la connessione tra la Cabina di Raccolta NORD e la Cabina di raccolta SUD, di lunghezza pari a circa **1220m**.
- 11) **1 elettrodotto** dorsale esterno per la connessione alla SSE, di lunghezza pari a circa **10.950m**.
- 12) **1 Sottostazione** Elettrica di Trasformazione AT/MT;
- 13) **1 sistema comune** ad altri produttori per la condivisione dello stallo di connessione;
- 14) **1 elettrodotto** interrato **AT**.
- 15) **1 nuovo stallo AT** in area Terna, per la connessione alla RTN.

3.5 MODULI FOTOVOLTAICI

Per questa fase di progettazione definitiva del generatore fotovoltaico ci si è basati sull'impiego di un pannello fotovoltaico in silicio monocristallino scelto fra le macchine tecnologicamente più avanzate presenti sul mercato, dotato di una potenza nominale pari a **570Wp**, costruito da **JinkoSolar**, appartenente alla **Serie TIGER PRO**, modello **TR-BIFACIAL**, le cui caratteristiche tecniche sono qui di seguito riepilogate:



Fig. 12. Estratto dal datasheet del pannello fotovoltaico di progetto



Il pannello è basato su celle solari monocristalline “Tiling Ribbon” del tipo **half cell** con tecnologia **MultiBusBar**, caratterizzato dall’efficienza di 21.30%, oltre ad avere una perdita di efficienza molto bassa, quantificata dal costruttore in circa il 15% dopo 25 anni.

PROPRIETA' ELETTRICHE (STC)		
Modulo		JKM570M-7RL4-V
Potenza massima (Pmax)	[W]	570
Tensione MPP (Vmpp)	[V]	44.60
Corrente MPP (Impp)	[A]	12.780
Tensione a vuoto (Voc)	[V]	53.10
Corrente corto circuito (Isc)	[A]	13.60
Rendimento dei moduli	[%]	21.30
Temperatura di esercizio	[°C]	-40 ~ +85
Massima tensione di sistema	[V]	1500 (IEC)
Massima corrente inversa	[A]	25
Tolleranza della potenza (%)	[%]	0+3
Fattore di bifaccialità (%)	[%]	70 ±5

PROPRIETA' MECCANICHE	
Celle	156 (2 x 78)
Tipo delle celle	Monocristallino half-cut
Barre collettrici delle celle	MBB
Dimensioni (L x P x H)	2385×1122×35mm
Massimo carico	Neve: 5.400Pa
	Vento: 2400 Pa
Peso	30.3 kg
Tipo di connettore	/
Scatola di giunzione	IP68 con 3 diodi di bypass
Cavo di connessione (L)	2 x4mmq, 290 mm o personalizzata
Copertura frontale	Vetro anti riflesso 3.2mm temperato alta trasmissione
Telaio	Alluminio anodizzato

CERTIFICAZIONI E GARANZIA	
Certificazioni	EC61215/IEC61730
	ISO9001:2015, ISO14001:2015, ISO45001:2018
Garanzia sul prodotto	12 anni
Garanzia sulla resa di Pmax (tolleranza ±5 %)	25 anni garanzia -2% primo anno + lineare -0.55%

COEFFICIENTI DI TEMPERATURA		
NOCT	[°C]	45 ± 2
Pmpp	[%/°C]	-0,35
Voc	[%/°C]	-0,28
Isc	[%/°C]	0,048

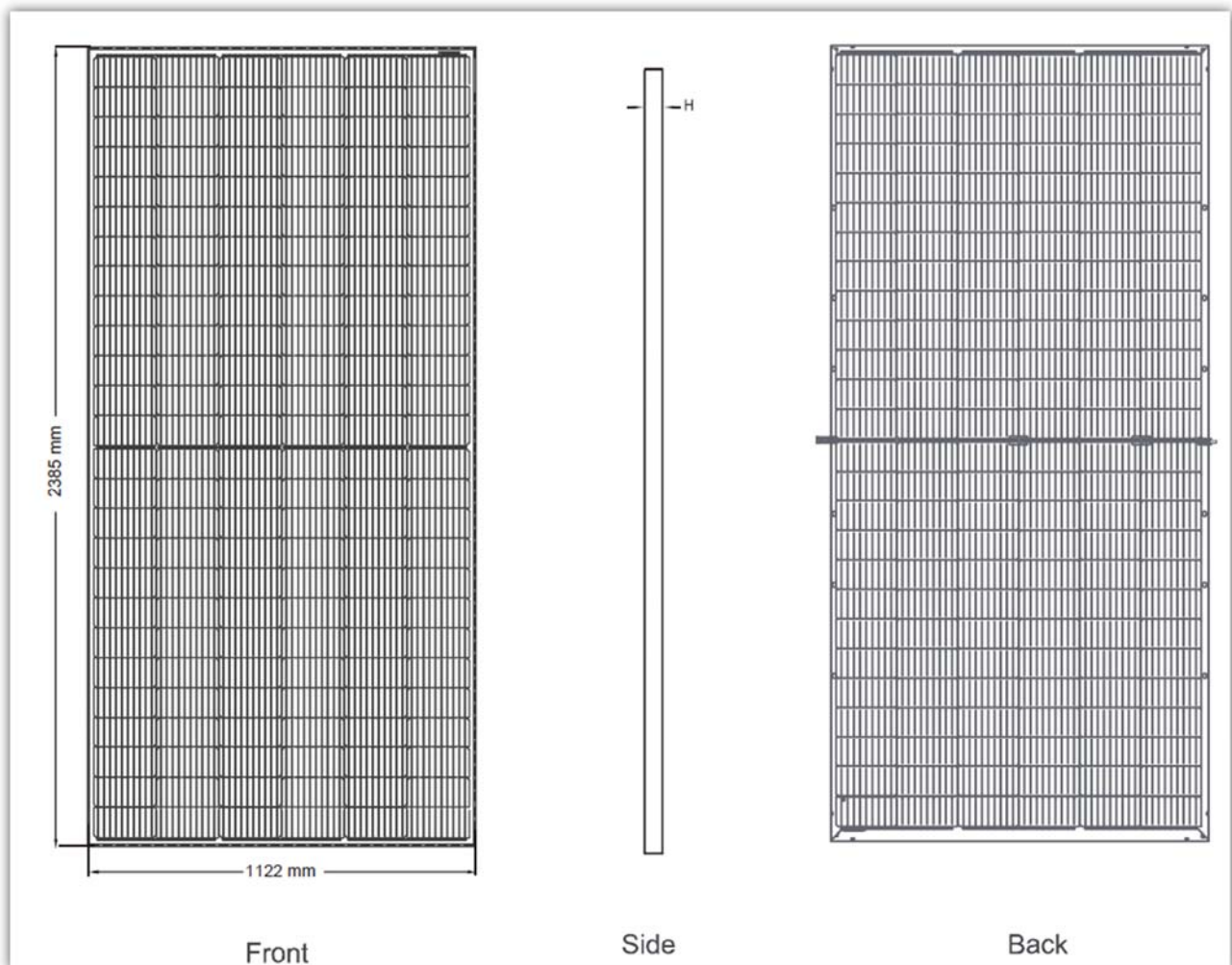


Fig. 13. Dimensioni del pannello: estratto dal datasheet del pannello fotovoltaico di progetto.

In fase realizzativa **il pannello potrà essere sostituito da altri analoghi modelli, anche di potenza unitaria superiore, di dimensioni differenti e/o differente tecnologia di conversione, mono o bifacciali,** anche di altri costruttori (ad es. Sunpower, Longi Solar, Canadian Solar, TRINAsolar ed altri) in relazione allo stato dell'arte della tecnologia al momento della realizzazione del Parco, lasciando invariata o minimizzando l'impronta al suolo a parità di potenza complessivamente installata.

3.6 STRUTTURE DI SOSTEGNO DEL GENERATORE FOTOVOLTAICO

I moduli fotovoltaici saranno installati su strutture ad inseguimento solare di tipo “monoassiale”.

Gli inseguitori solari monoassiali inseguono le radiazioni luminose ruotando intorno a un unico asse e, in base all’orientamento dell’asse, possono essere distinti in:

- *Inseguitore Monoassiale di tilt o “bloccaggio”*; la rotazione avviene intorno all’asse est-ovest, coprendo l’angolo di tilt. Di norma la variazione dell’angolo viene eseguita manualmente due volte l’anno.
- *Inseguitore Monoassiale di “rollio”*; insegue il sole nella sua volta celeste durante le ore centrali della giornata, invertendo il movimento nelle ore dell’alba e del tramonto per evitare gli ombreggiamenti.
- *Inseguitore Monoassiale di “azimut”*; la rotazione avviene intorno all’asse verticale collocato perpendicolarmente al suolo.

L’impianto progettato si avvale di inseguitori monoassiali di rollio **ad asse orizzontale** (la rotazione avviene attorno ad un asse parallelo al suolo, orientato NORD-SUD, con inseguimento EST-OVEST).

La scelta progettuale, in questa fase di progettazione definitiva, è caduta sull’inseguitore monoassiale **SF7** prodotto dalla **Soltec** che consente l’installazione dei moduli fotovoltaici posizionati con il lato maggiore perpendicolare all’asse, consentendo l’installazione in doppia fila ed un guadagno di densità di potenza installata a parità di suolo impegnato.



Fig. 14. layout di impianto ad inseguitori monoassiali di rollio, con pannelli montati perpendicolarmente all’asse di rotazione.

CONFIGURAZIONE PROGETTUALE

Interdistanza (I)	[m]	12,15m
Lunghezza blocco inseguimento (L)	[m]	16,25 (strutture da 28 moduli) e 32,10 (strutture da 56 moduli)
Altezza dal terreno (D_{min})	[m]	Min 1,00
Altezza dal terreno (D_{max})	[m]	Max. 5,06m

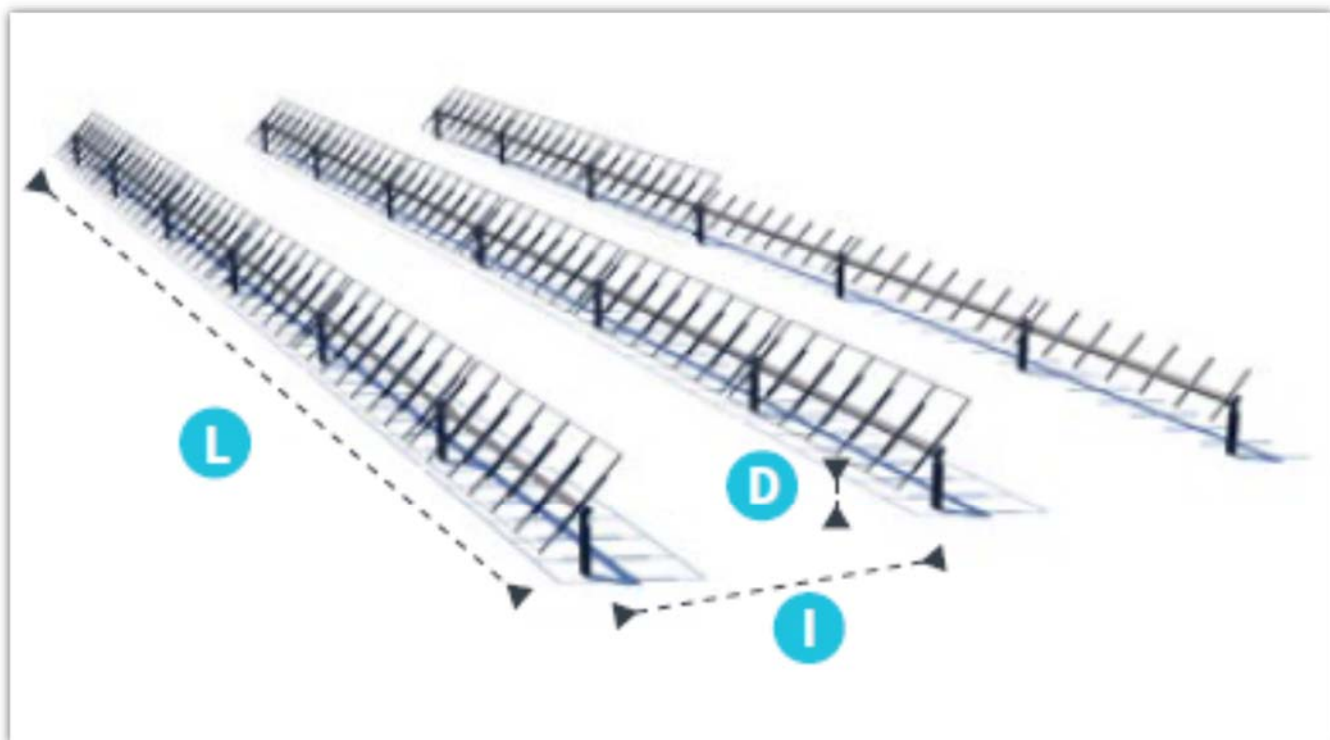


Fig. 15. Schema di principio disposizione Tracker

Questo inseguitore è in grado di movimentare i pannelli solari tramite un sistema GPS in grado di determinare la posizione ottimale dei pannelli non solo rispetto al Sole ma anche tenendo conto degli ombreggiamenti reciproci tra le file di inseguitori, a cui pone rimedio con il meccanismo del “backtracking”, retrocedendo l’inclinazione dei moduli oltre determinati angoli solari in modo da evitare gli ombreggiamenti reciproci e parziali.

Le file di inseguitori (TRACKER) saranno collocate ad una interdistanza mutua asse-asse pari a **12,15m**. Tale distanza è stata determinata in relazione alla natura agro-fotovoltaica proposta per l’impianto, che prevede la coesistenza con un progetto agricolo, e permette la coltivazione agraria nei corridoi liberi, anche eventualmente di piantagioni a carattere intensivo. L’interdistanza scelta costituisce l’optimum tra le esigenze di massimizzare la producibilità specifica (all’aumentare della distanza si riducono gli ombreggiamenti reciproci) e l’esigenza di massimizzare la potenza di picco installata.

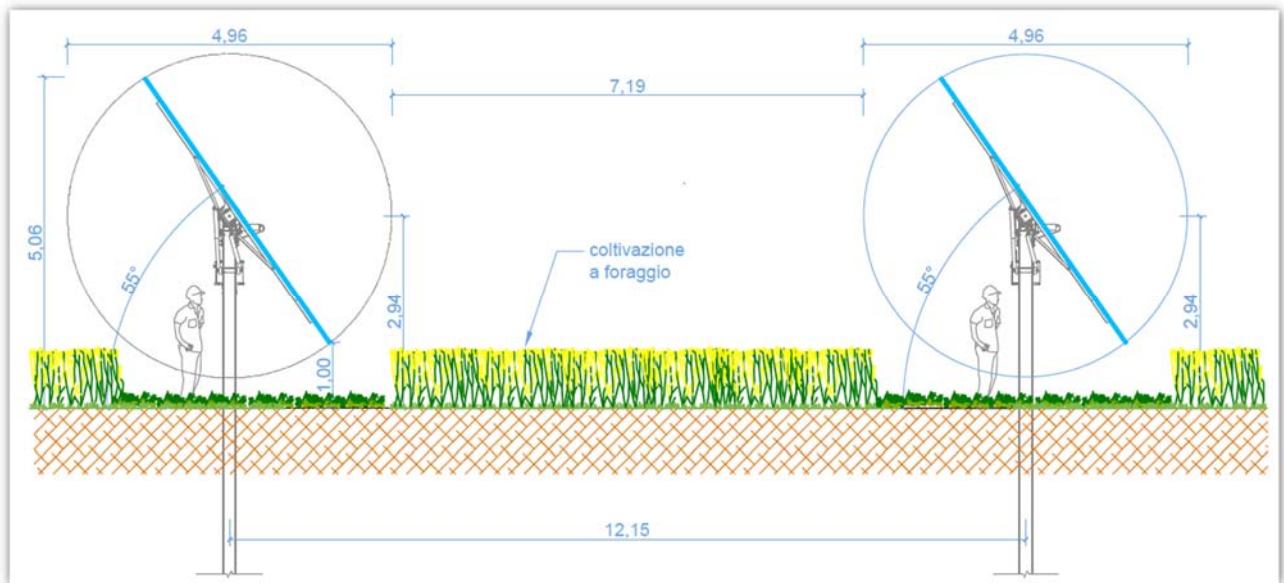


Fig. 16. Vista in sezione laterale del tracker-tipo, con altezze minime e massime raggiunte dai moduli nelle posizioni di estrema rotazione, e la presenza di aree coltivate a foraggio

In fase realizzativa l'inseguitore potrà essere sostituito da altri analoghi modelli, anche di altri costruttori concorrenti (ad es. TRJ, Zimmermann, ed altri) in relazione allo stato dell'arte della tecnologia al momento della realizzazione del Parco.

Le strutture saranno fissate al terreno mediante pali a battimento, o mediante fondazioni a vite, posizionati ad una distanza compresa tra circa 4m e circa 6m, secondo il tipo di inseguitore. Tale tipologia di fissaggio è compatibile con la natura del terreno, essendo quest'ultimo di tipo vegetale-naturale. Per il dimensionamento delle strutture si rimanda alla preposta relazione di Calcoli Preliminari Strutture.

La dimensione del palo, nonché la sua profondità esatta di interrimento, saranno calcolati in fase di progettazione esecutiva considerando le caratteristiche geologiche e geotecniche del terreno, nonché i carichi a cui le schiere di moduli fotovoltaici saranno sottoposti (principalmente: peso proprio e spinta del vento sui moduli): in base ai calcoli preliminari la profondità di interrimento è pari a circa 2,5m.

Tali pali avranno in testa il meccanismo per il fissaggio della struttura rotante di sostegno dei moduli FTV. L'intera struttura sarà realizzata in acciaio zincato o corten; alcuni componenti secondari potranno essere in alluminio o polimerici.

3.7 COLLEGAMENTI ELETTRICI DEL CAMPO FOTOVOLTAICO

Il collegamento elettrico tra i singoli moduli è del tipo “in serie”, in maniera tale da formare una stringa di 28 moduli: tale collegamento avverrà mediante i cavi in dotazione ai singoli moduli, ed impiego di cavi “solari”, ubicati sul retro della struttura portante e caratterizzati da tensione nominale $U_0 = 1.0\text{kV DC}$, dimensionati secondo necessità.

La tensione massima di stringa è stata calcolata conservativamente a -5° , anche se i dati meteo storici del sito indicano un valore minimo di -3°C ; il valore teorico calcolato è di

- **Voc a -5°C : 1614 V** per stringhe con 28 moduli da 570 Wp.



Fig. 17. Particolare serie moduli fotovoltaici

Tuttavia tale valore, superiore alla tensione massima accettabile in ingresso dall’inverter, viene raggiunto raramente in condizioni operative di funzionamento, rendendo pertanto accettabile la formazione di stringa scelta.

Per il campo fotovoltaico saranno installati **384** raccoglitori di stringa, ciascuno avente almeno 8 ingressi DISPONIBILI, i quali svolgeranno la funzione di raccogliere e mettere in parallelo un certo numero di stringhe nonché sezionare e proteggere le stesse da sovracorrenti e sovratensioni per mezzo di sezionatore, fusibili di adeguata portata e scaricatori di sovratensione.

Ciascun raccoglitore di stringa accoglierà, in realtà, da 6 ad 8 stringhe, secondo il subcampo di cui fa parte, come da tabelle già riportate ai precedenti par. 3.2 e 3.3.

Le linee elettriche in uscita dai raccoglitori di stringa afferiranno agli ingressi DC dell’inverter centralizzato del relativo subcampo: in particolare è previsto un raccoglitore di stringa per ciascuno degli ingressi disponibili nell’inverter centralizzato di progetto.

I raccoglitori di stringhe sono costituiti da apparecchiature e morsettiere montate direttamente in scatole in materiale plastico con protezione almeno pari ad IP65. Tali scatole saranno fissate direttamente alle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici e pertanto non richiederanno manufatti per l’alloggiamento. Questo componente è realizzato dalla casa costruttrice e da questa fornito già completo, assemblato, collaudato e certificato in fabbrica. Pertanto questa apparecchiatura costituisce un componente a se stante e ben definito dell’impianto fotovoltaico.

La figura successiva mostra un particolare di un tipico raccoglitore di stringa e il loro montaggio nella parte posteriore della struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici. Per i dettagli, i particolari costruttivi e il posizionamento dei raccoglitori di stringhe all'interno dell'area dell'impianto fotovoltaico, vedasi le relative tavole grafiche di progetto.



Fig. 18. Particolari di un raccoglitore di stringa e sua collocazione sulle strutture fotovoltaiche

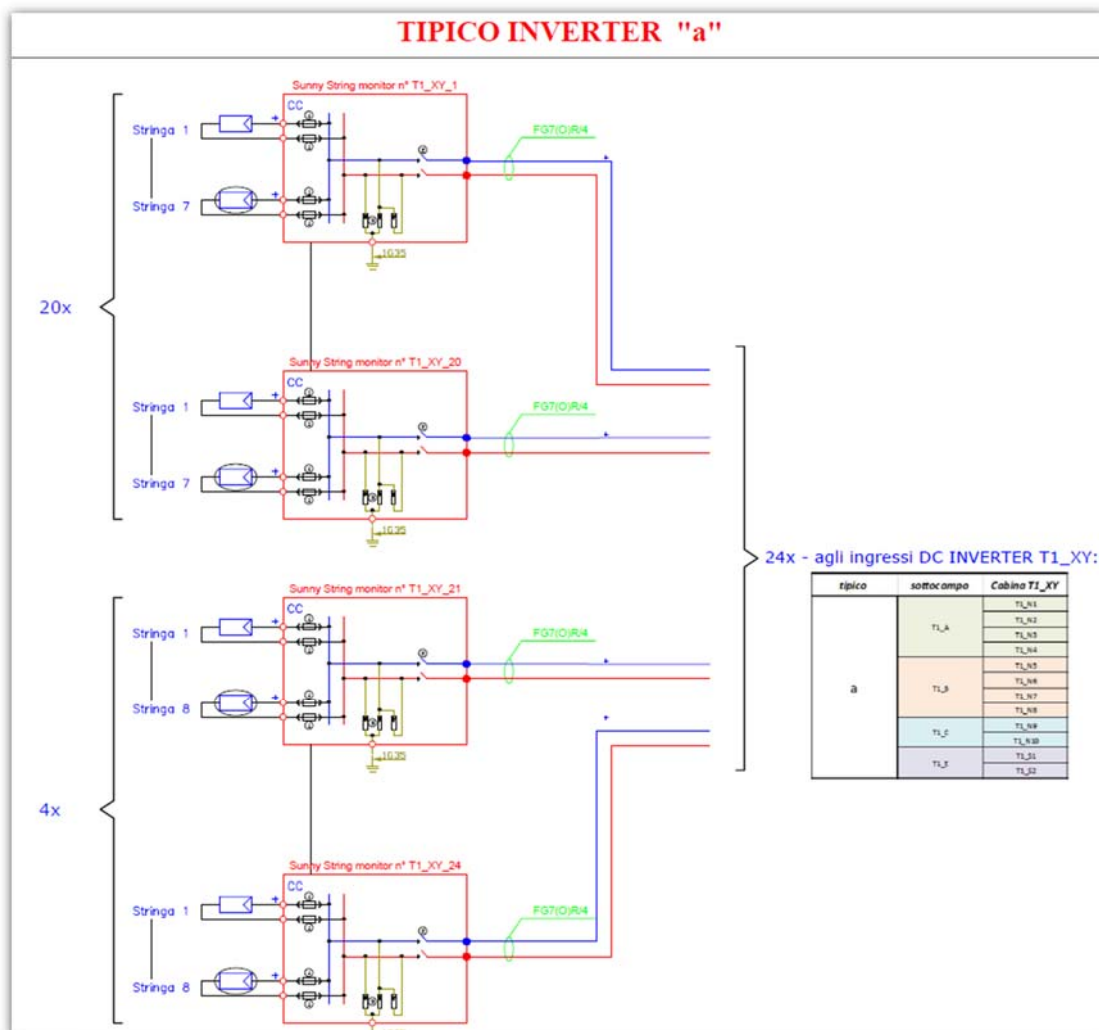


Fig. 19. Schema elettrico-tipo del collegamento tra quadri di stringa ed inverter centralizzato.



3.8 CABINE ELETTRICHE DI CONVERSIONE CC/CA E TRASFORMAZIONE BT/MT.

3.8.1 Caratteristiche generali

Le cabine elettriche di conversione CC/AC e trasformazione bt/MT hanno la funzione di accogliere i componenti necessari a convertire l'energia elettrica in corrente continua prodotta dall'impianto fotovoltaico in energia elettrica alternata, la quale poi sarà trasformata in media tensione dal trasformatore elettrico presente in ogni cabina. Tali cabine saranno composte dai seguenti locali e/o vani:

- un locale "conversione", dove sarà installata la macchina inverter per la conversione dell'energia elettrica da continua DC ad alternata AC e un quadro di bassa tensione (QAUX) derivabile direttamente dalla macchine inverter;
- un locale trasformatore, dove sarà installato un trasformatore in resina bT/MT, in esecuzione speciale essendo dotato di due gruppi di morsetti bT collegati in parallelo direttamente all'interno della macchina. In tal modo ad ogni gruppo di morsetti bT sarà collegato un inverter, evitando di conseguenza la necessità di installare quadri di distribuzione intermedi tra convertitori e trasformatore e un quadro di bassa tensione (AUX) derivabile dal secondario del trasformatore tramite un altro trasformatore 240/400 V, essendo la tensione secondaria del trasformatore di cabina pari a 240V;
- un locale quadri MT, dove saranno installati i moduli Interruttore di Manovra Sezionatore sottocarico (I.M.S) per la configurazione in serie delle cabine elettriche, ed un modulo Interruttore SF6 con sezionatore e partenza cavo posto a protezione e sezionamento del trasformatore stesso.

Il locale di conversione ha lo scopo di convertire la tensione continua prodotta direttamente dai moduli fotovoltaici in tensione alternata di valore e frequenza compatibili con la tensione e frequenza della rete di distribuzione del Distributore Locale alla quale l'impianto FTV dovrà essere allacciato rigidamente e continuamente in parallelo.

Per l'impianto fotovoltaico "Tavoliere 1" è stata prevista l'installazione in totale di n. 20 Cabine, delle quali 16 saranno cabine elettriche di conversione CC/AC e trasformazione bt/MT, due saranno cabine di raccolta, due saranno cabine locali di servizio.

Le cabine saranno di dimensioni idonee ad accogliere i componenti necessari alla conversione, trasformazione e sezionamento dell'energia prodotta dall'impianto, oltre ad i necessari locali tecnici adibiti a sale di controllo dell'impianto e apparecchiature elettriche ed elettroniche di gestione.

La soluzione progettuale studiata, in questa fase autorizzativa, per l'impianto "Tavoliere 1", consiste nell'utilizzo di gruppi di conversione/trasformazione di costruzione **GAMESA**, con Inverter centralizzati, trasformatore bT/MT, scomparti di arrivo e partenza linea MT. Il costruttore, modello e potenza delle apparecchiature effettivamente utilizzate potranno variare in fase realizzativa, secondo lo stato della tecnica e/o necessità di Rete (ad esempio adeguamento a variazioni dell'attuale allegato A68 del codice di Rete), riservandosi anche di passare alla configurazione progettuale ad inverter di stringa.

3.8.2 Inverter

Gli inverter per la conversione dell'energia da corrente continua a corrente alternata 50Hz sono apparecchiature centralizzate di costruzione **GAMESA**, modello **Gamesa Electric PV 2XXX** con funzionalità in grado di sostenere la tensione di rete e contribuire alla regolazione dei relativi parametri, con particolare riferimento all'allegato A68 del codice di Rete di Terna.

Le apparecchiature impiegate, a valle di un accurato dimensionamento dei sottocampi teso alla massima standardizzazione, sono di unica taglia: 2500kVA (a 50°C).

Secondo quanto già dettagliato ai par. 3.2 e 3.3 in forma tabellare, sarà presente un inverter per ciascun subcampo, alimentato dai paralleli di stringa effettuati nelle String Monitor, installati in campo sulle strutture di sostegno dei tracker come già descritto in precedenza.



Fig. 20. Inverter centralizzato della serie Gamesa PV 2XXX.

Le caratteristiche elettriche principali degli inverter ipotizzati in questa fase di progettazione definitiva sono riassunte nel seguente estratto dall'opuscolo tecnico:


	
GAMESA E - 2.5MVA -SB-I 1500V	
DC INPUT	
Recommended PV-Power	3250 kWp
Max. DC Current (50°C)	2823 A
Max. DC Current (40°C)	2880 A
Max. DC Current (25°C)	2936 A
Max. DC short-circuit Current	3600 A
DC Voltage range	900 - 1500 V
DC Voltage Range MPPT	900 - 1300 V
Number of DC ports	Up to 24
Energy production from	0,5% Pn approx.
AC OUTPUT	
Number of phases	3
Nominal AC Power (50°C)	2500 kVA
Nominal AC Power (40°C)	2550 kVA
Nominal AC Power (25°C)	2600 kVA
Nominal AC Voltage	Up to 34.5 kV with external transformer
Voltage allowance range	-10% / +10%
Frequency Range	47,5...53/57...63 Hz
Power Factor	Any
THD of AC current	<3%@Sn
Maximum AC current	2300 A
EFFICIENCY	
Max. Efficiency	99,0%
Euro-efficiency	98,8%
Stand-by power consumption	< 200 W
OTHER FEATURES	
MPPT	1
LVRT/HVRT	Yes
Permissible ambient temperature	-20°C/+50°C (+60°C) (1)
Relative humidity	95% (without condensation)
Max. Altitude without derating	2000 m
Dimensions (width x height x depth)	2800 x 2230 x 975 mm
Weight	2150 kg
Protection	IP 20
Cooling	Liquid + Forced air
(1) With derating from +50 to +60°C	
MAIN STANDARDS	
IEC 61000-6-2	EN 55011
IEC 62109-1	IEC 62109-2
IEC 62116	IEC 61683

Fig. 21. Estratto opuscolo tecnico Gamesa PV 2XXX.

In base alle caratteristiche elettriche dei pannelli fotovoltaici e degli inverter, sono state determinate le formazioni di stringa, costituite da 28 moduli in serie raggruppate in parallelo nei quadri di Stringa.

Ciascun inverter sarà dotato di sistema MPPT, ossia di dispositivo elettronico per l'inseguimento della massima potenza del modulo FTV al variare delle condizioni di irraggiamento solare.

Gli inverter avranno le seguenti principali caratteristiche di dettaglio:

- Commutazione forzata con tecnica PWM (pulse-width modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente, assimilabile a "sistema non idoneo a sostenere la tensione e frequenza



nel campo normale", in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 11-20;

- Dotato di funzione MPPT (inseguimento della massima potenza);
- Integrato con sistema di protezione, sincronizzazione ed interfaccia di protezione con la rete;
- Equipaggiato con display per visualizzazione allarmi, dati elettrici e totalizzatore bidirezionale di energia prodotta;
- Equipaggiato con data logger per la memorizzazione dei dati;
- Ingresso cc da generatore fotovoltaico gestibile con poli non connessi a terra, ovvero con sistema IT;
- Protezioni per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 11-20 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale. Reset automatico delle protezioni per predisposizione ad avviamento automatico;
- Grado di protezione adeguato all'ubicazione in prossimità del campo fotovoltaico (IP65);
- Dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto;
- Certificato secondo documento Enel DK 5950 e C.E.I. 1120
- Rispondenza alle norme generali su EMC e limitazione delle emissioni RF: conformità norme CEI 110-1, CEI 110-6, CEI 110-8
- Conformità marchio CE.

3.8.3 Trasformatore bt/MT

Il trasformatore **bt/MT**, situato in ciascuna Cabina di Conversione/trasformazione, ha la funzione di trasformare la tensione convertita da ogni inverter da bassa a media.

Il trasformatore adottato sarà del tipo dry type cast-coil **MT/bt - 30/0,6-0,80kVA**, ed è stato previsto nella taglia unica da **3150kVA**, grazie all'estrema uniformità dei vari subcampi, oltre che per ragioni di semplicità manutentiva, interventiva e gestionale del magazzino ricambi.

Per tutti i componenti sin qui elencati ci si riserva di effettuare la scelta finale in fase esecutiva del progetto, sulla base dello stato dell'arte della tecnica al momento della realizzazione dell'impianto, scegliendo anche altri modelli e/o altri costruttori (ad es. Huawei, Siemens, ABB, Schneider ed altri).

Per le caratteristiche del trafo scelto in questa fase progettuale, si rimanda all'elaborato Grafico D09.

3.8.4 CABINE: caratteristiche costruttive

Le cabine saranno manufatti di tipo prefabbricato, tutti della medesima taglia e caratteristiche costruttive generali.

All'interno di ogni cabina Master e SLAVE, come detto, sarà presente:

- un locale "conversione";
- un locale trasformatore;
- un locale quadri, dove saranno installati:
 1. quadri MT, con due moduli Interruttore di Manovra Sezionatore sottocarico (I.M.S) per la configurazione in serie delle cabine elettriche, un modulo Interruttore SF6 con sezionatore e partenza cavo posto a protezione e sezionamento del trasformatore stesso.
 2. Quadri bT, costituiti da quadro elettrico servizio ausiliari per l'alimentazione dei servizi ausiliari e per tutte le utenze delle cabine, per l'alimentazione del gruppo di continuità monofase da 6kVA, posto a protezione dei circuiti ausiliari di sicurezza di cabina, quadro contatore di produzione; quadro contatore servizi ausiliari

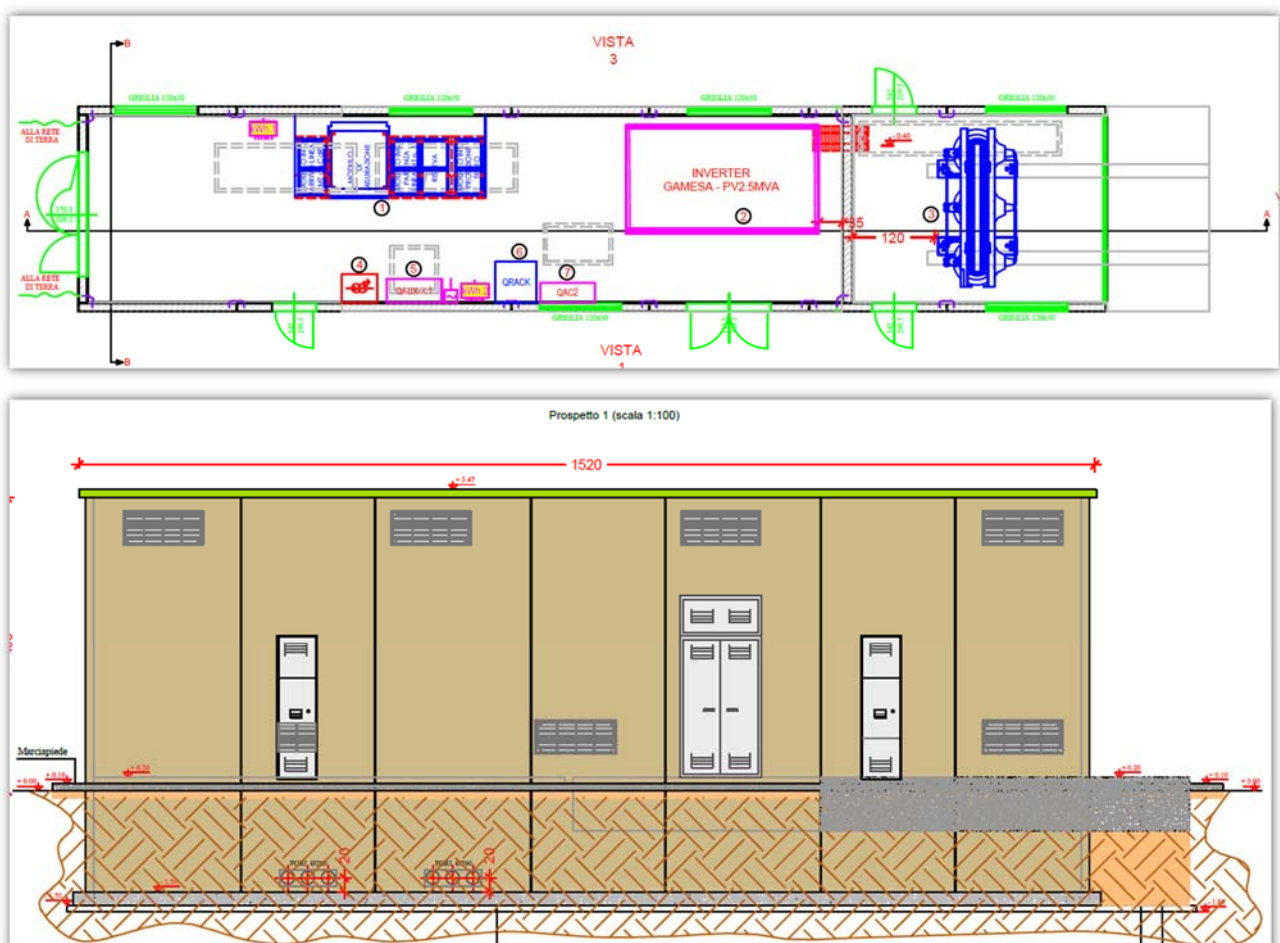


Fig. 22. Pianta e prospetto della cabina MASTER e SLAVE (dimensioni principali 15,00 x 3,00 x 4,50h)



Dal punto di vista costruttivo, i locali saranno realizzati con struttura portante a pannelli prefabbricati, trattati internamente ed esternamente con intonaco murale plastico formulato con resine speciali e pigmenti di quarzo ad elevato potere coprente ed elevata resistenza agli agenti esterni anche per ambienti marini, montani ed industriali con atmosfera altamente inquinata.

I pannelli prefabbricati saranno poggiati su una platea in c.a. semi interrata a sua volta poggiata su una superficie in magrone livellante in calcestruzzo magro, Su apposite mensole degli elementi verticali, al di sotto del vano Quadri MT, poggerà il solaio costituente il pavimento, anch'esso prefabbricato, di spessore 12 cm calcolato per sopportare un carico uniformemente distribuito non inferiore a 400 kg/m².

In tal modo resterà realizzata una vasca sottostante il pavimento, idonea ad accogliere il passaggio dei cavi elettrici MT e bT.

Il tetto sarà impermeabilizzato con guaina bituminosa a caldo di spessore atto a garantire un coefficiente medio di trasmissione termica di 3.1 W/Cm².

Il manufatto sarà completo di porte, griglie e finestre.

Il manufatto avrà dimensioni in pianta complessive pari a **15,00m x 3.00m e altezza di 4,50m** (altezza riferita al piano di campagna).

Nelle cabine di trasformazione dovrà essere sempre presente il corredo antinfortunistico completo composto almeno dai seguenti accessori:

1. pedana isolante a 26 kV oppure tappeto isolante a 36 kV posto a terra davanti al quadro MT;
2. guanti isolanti a 36 kV e relativo porta guanti;
3. schema dell'impianto di cabina del lato MT e bT;
4. cartello indicativo della tensione (sulla porta ed internamente alla cabina);
5. cartello monitore di avviso di pericolo con simbolo del teschio (all'interno della cabina);
6. cartello monitore indicante il divieto di ingresso alle persone non autorizzate (sulla porta di accesso);
7. cartello di soccorso per colpiti da corrente elettrica;
8. cartello monitore con indicazione di lavori in corso (da tenere a disposizione per eventuali lavori).

3.9 CABINE DI RACCOLTA E LOCALI TECNICI

I 4 sottocampi NORD ed il sottocampo SUD si collegheranno alle rispettive “**CABINE DI RACCOLTA**” (CdR Nord e SUD), deputate a cabina di sezionamento, misura e raccolta dell’energia prodotta.

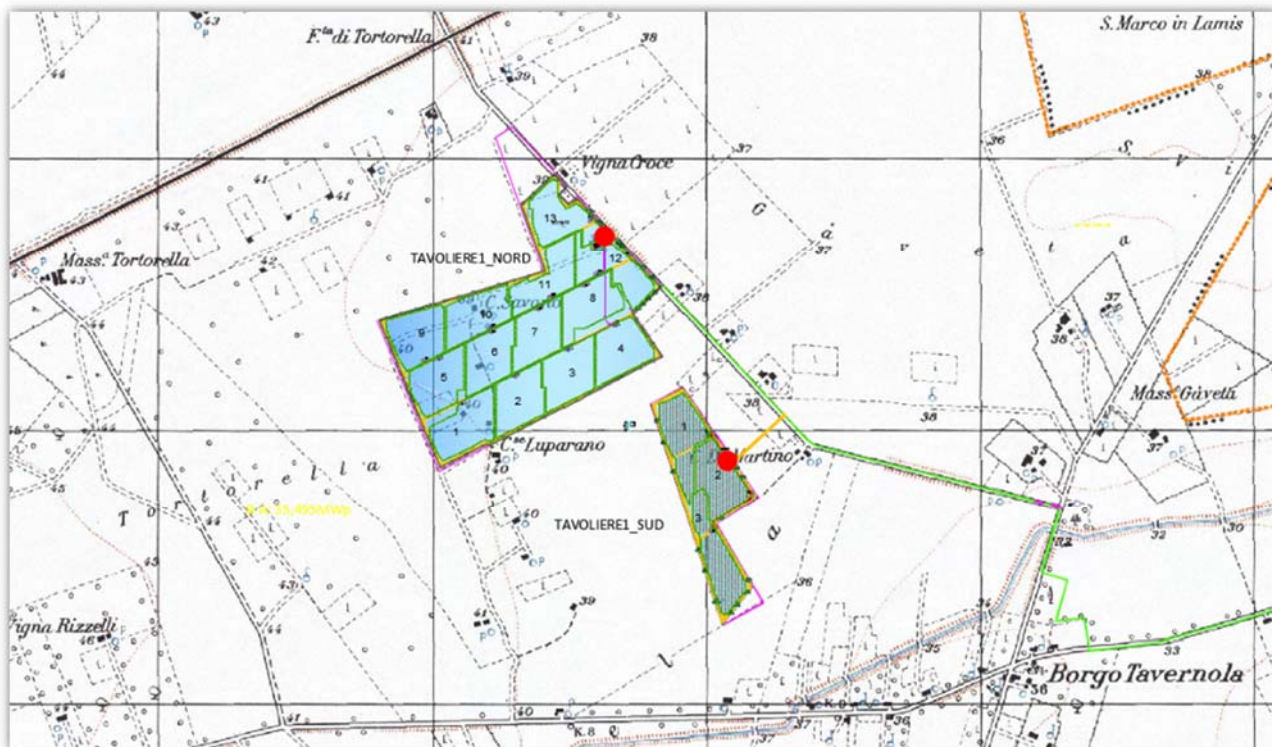


Fig. 23. Posizione delle Cabine di raccolta NORD e SUD, contrassegnate con cerchio rosso

All’interno di ciascuna cabina di raccolta avverrà il collegamento in parallelo dei rispettivi sottocampi mediante altrettanti scomparti di “partenza linea”, sui cui si attesteranno i cavi provenienti dalle Cabine Master di ciascuno dei Sottocampi.

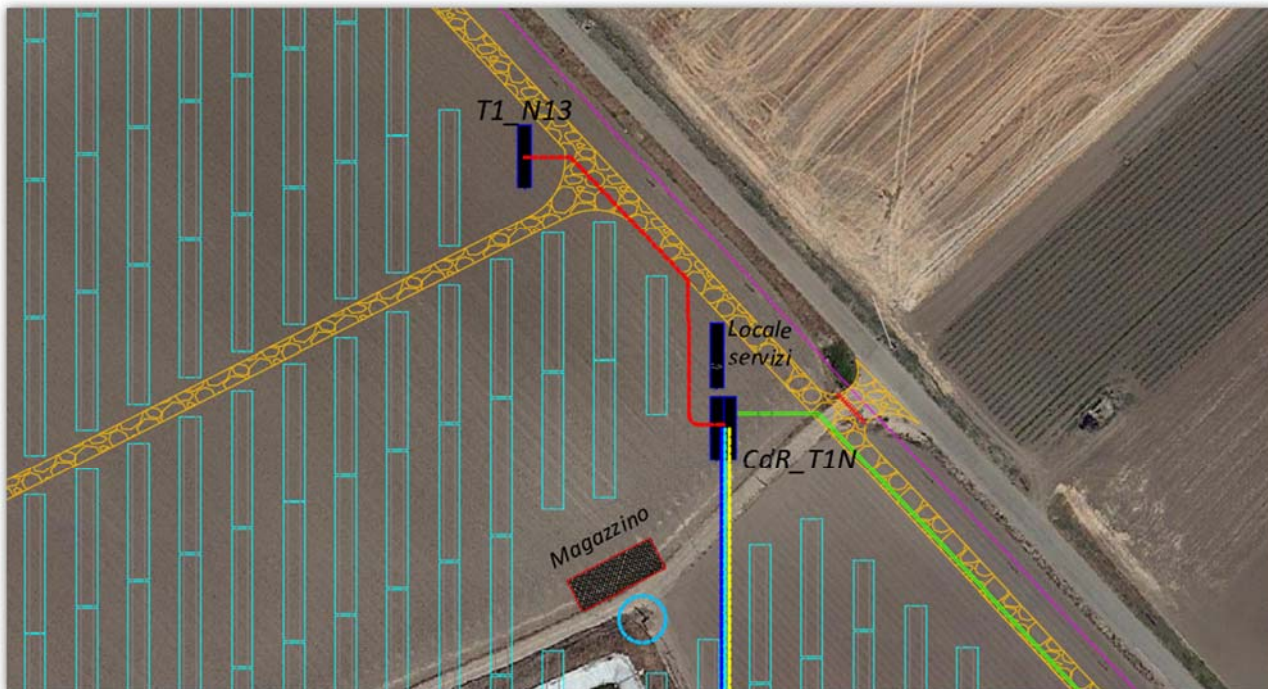


Fig. 24. Dettaglio della CdR NORD: in rosso la linea proveniente dalla T1_N13; in blu, ciano e giallo le linee dei sottocampi T1_C, T1_B, ed T1_A, rispettivamente; in verde la linea dorsale verso la CdR SUD.

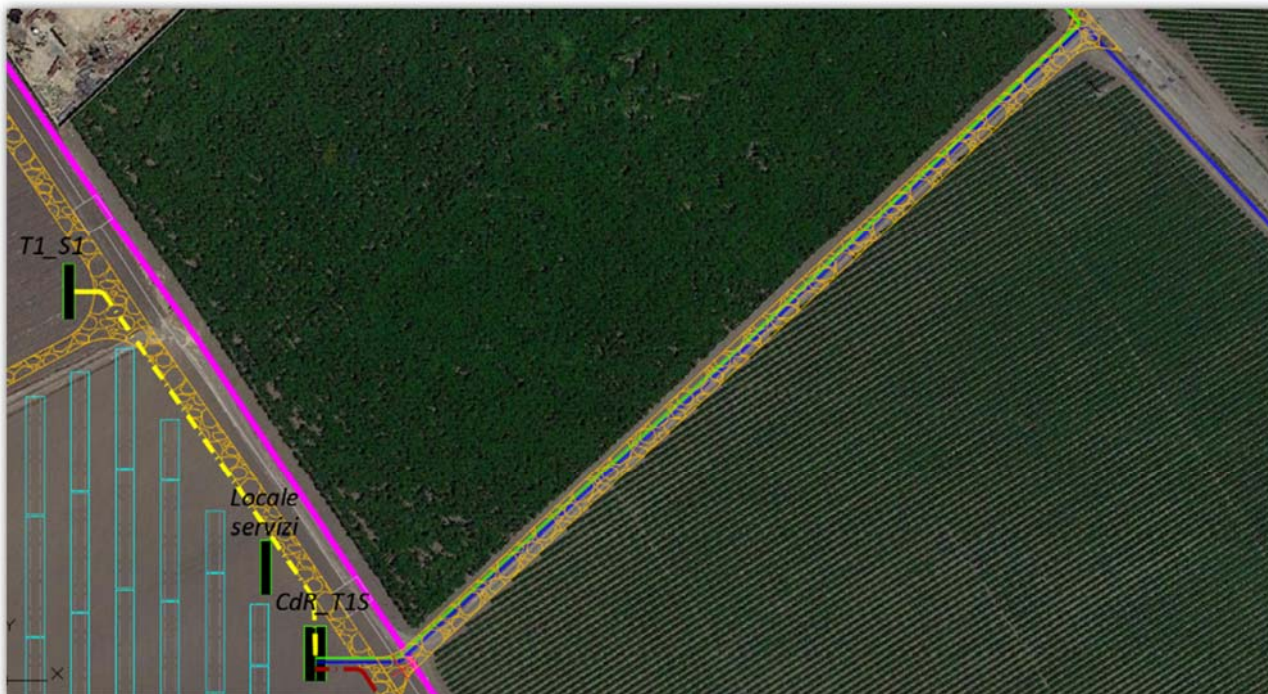


Fig. 25. Dettaglio della posizione della CdR SUD: in giallo, la linea proveniente dal subcampo T1_S1; in rosso la linea proveniente dalla cabina T2_S2; in verde la dorsale proveniente dalla CdR NORD; in blu le linee dorsali in partenza verso la Sottostazione Produttore

Nella cabina SUD si avranno, oltre a quelli di ingresso, 4 scomparti da ciascuno dei quali si dipartirà una delle 4 terne costituenti l'elettrodotto dorsale, che convoglierà l'energia prodotta fino ai locali tecnici presenti nella futura Sottostazione Produttore;

Le cabine di raccolta saranno costituite da due manufatti del medesimo tipo, affiancati sul retro, in modo da costituire un unico edificio. Il primo dei due manufatti è destinato ad ospitare la batteria di scomparti necessari alla protezione e sezionamento delle linee di collegamento ai subcampi, e di collegamento tra Cabine di raccolta e Sottostazione Produttore: tale vano verrà denominato Locale Quadri MT.

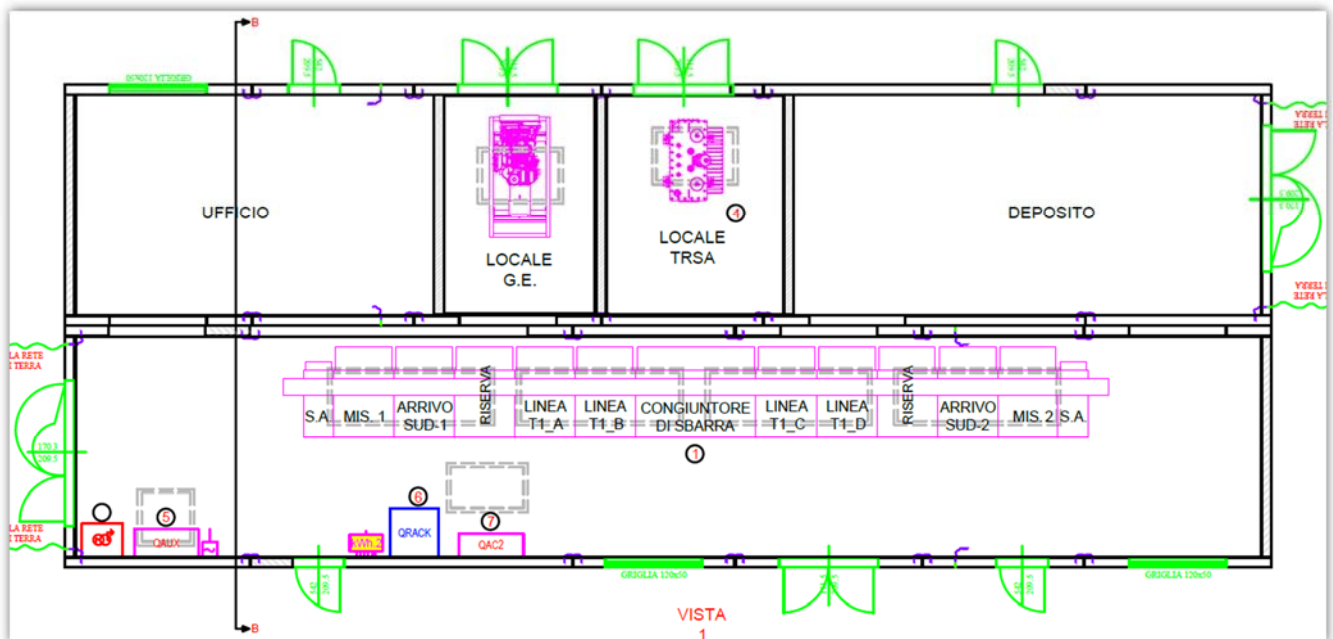


Fig. 26. Tipico PIANTA delle Cabine di Raccolta: in alto il locale bT, con i gruppi di continuità ed il TRSA, oltre ad un vano uso ufficio ed un vano deposito; in basso il locale destinato a soli Quadri MT (dimensioni complessive 15,00 x 6,20 x 4,50h).

Nell'impianto saranno installati anche due ulteriori fabbricati, denominato "Locale Servizi" delle medesime dimensioni, destinati ad accogliere i soli locali e room controllo: un locale quadri BT, un vano ufficio uso SCADA, i servizi igienici.

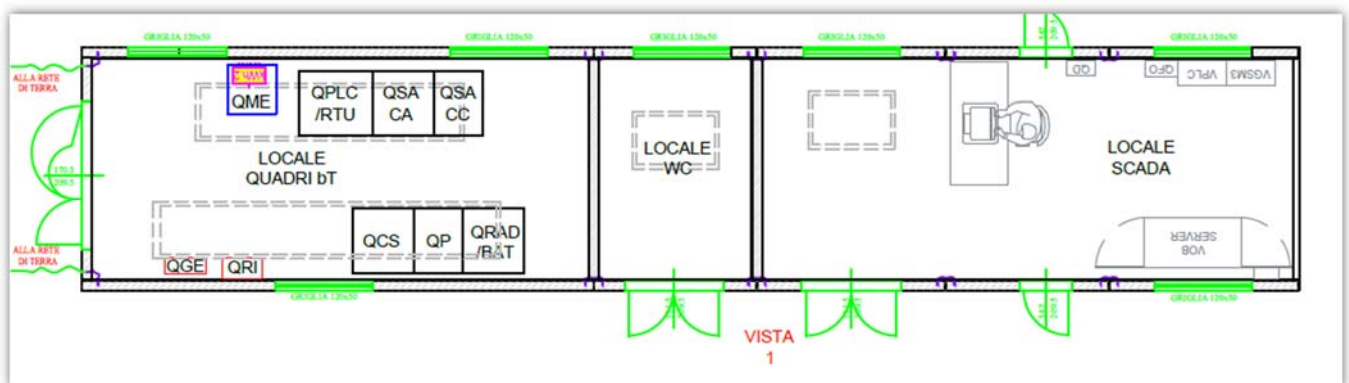


Fig. 27. Tipico PIANTA locali bT (dimensioni principali 15,00 x 3,00 x 4,50h)



Dal punto di vista costruttivo i due manufatti saranno realizzati con la medesima tecnica delle cabine di campo Master/Slave, con vani e pozzetti interrati per il passaggio dei cavi MT. Le coperture dei pozzetti, sia facenti parte delle fondazioni che ad esse esterni, potranno essere in ghisa o calcestruzzo.

Il pavimento sarà predisposto con aperture e passerelle apribili per permettere il passaggio dei cavi MT e bT, nonché l'ispezione e l'agevole installazione degli stessi.

Tutti i pannelli e tutte le porte saranno ignifughe e autoestinguenti. Le lastre di parete sono unite tra loro in modo tale da creare e garantire la monoliticità della struttura, impedendo possibili infiltrazioni d'acqua. Le porte e le griglie saranno in lamiera, ignifughe ed autoestinguenti.

Il fabbricato "Locali Tecnici bT" ospita, nell'apposita sala Quadri bT, le batterie ed quadri bT in c.a. e c.c. per le alimentazione dei servizi ausiliari ed il controllo delle protezioni.

I cunicoli per cavetteria sono realizzati in calcestruzzo armato gettato in opera oppure prefabbricati; le coperture saranno metalliche o in PRFV, comunque carrabili per un carico ammissibile di 2000 kg.

Le tubazioni per cavi MT o BT saranno in PVC serie pesante, o equivalenti, e poste in opera con un idoneo rinfiacco di calcestruzzo. Eventuali percorsi per collegamenti in fibra ottica saranno realizzati secondo le "Prescrizioni tecniche per la posa di canalizzazioni e dei cavi in fibra ottica".

Lungo le tubazioni ed in corrispondenza delle deviazioni di percorso, saranno inseriti pozzetti ispezionabili di opportune dimensioni; i pozzetti, realizzati in calcestruzzo armato prefabbricato o gettato in opera, saranno dotati di idonea copertura metallica o in PRFV.

Negli edifici "Locale Servizi", uno posizionato nel settore Nord, l'altro nel settore SUD sono individuati i seguenti apparati:

1. Quadro Contatori (QME);
2. Scomparto locale quadri bT;
3. Locale Gruppo Elettrogeno;
4. Locale TRSA;
5. Locale ufficio SCADA.

Nell'edificio "Cabina di raccolta NORD – Locale MT sono individuati i seguenti scomparti:

- a. Scomparto Servizi Ausiliari.
- b. Scomparto misure 1;
- c. Scomparto Arrivo Dorsale Nord-1;
- d. Scomparto Linea Sottocampo NA;
- e. Scomparto Linea Sottocampo NB;
- f. Congiuntore di sbarra;
- g. Scomparto Linea Sottocampo NC;
- h. Scomparto Linea Sottocampo ND;
- i. Scomparto Arrivo Dorsale Nord-2;
- j. Scomparto misure 2;

k. Scomparto Servizi Ausiliari.

Nell'edificio "Cabina di raccolta SUD – Locale MT sono individuati i seguenti scomparti:

- a. Scomparto Servizi Ausiliari.
- b. Scomparto misure 1;
- c. Scomparto Arrivo Dorsale-1;
- d. Scomparto Arrivo Dorsale-2;
- e. Scomparto Dorsale Nord-1;
- f. Scomparto Linea Sottocampo S2-3;
- g. Congiuntore di sbarra;
- h. Scomparto Linea Sottocampo S1;
- i. Scomparto Dorsale Nord-2;
- j. Scomparto Arrivo Linea Dorsale-3;
- k. Scomparto Arrivo Linea Dorsale-4;
- l. Scomparto misure 2;
- m. Scomparto Servizi Ausiliari.

Infine, nel Sottoimpianto NORD, sarà realizzato un locale da adibire ad uso magazzino, per lo stivaggio di materiali di ricambio e di mezzi per la manutenzione dell'impianto:



Fig. 28. Prospetto anteriore (in alto) e laterale (in basso) del locale magazzino (dimensioni principali 22,00 x 8,00 x 4,50h)

4. RETE ELETTRICA DI DISTRIBUZIONE

4.1 LINEE DI MEDIA TENSIONE

Il sistema di distribuzione MT di collegamento per ciascun subcampo ha una configurazione del tipo in serie: in particolare è prevista una cabina denominata MASTER con la triplice funzione di punto di connessione all'arrivo del cavo dalla Cabina di Raccolta, di centro di trasformazione e di punto di fine serie. Nei centri di trasformazione l'energia elettrica prodotta può essere elevata ad un valore di tensione maggiore di quello nominale al fine di consentirne la trasmissione rispettando le esigenze di contenimento delle perdite, e di equilibrare le tensioni dei vari subcampi.

Tutte le linee elettriche MT interne al campo fotovoltaico seguiranno il più possibile il tracciato delle strade di nuova realizzazione o, laddove necessario, seguiranno le corsie libere tra le file di tracker.

I cavi MT utilizzati saranno della tipologia ARE4H5E 18/30kV in accordo alla norma IEC 60502/CEI 20-13: conduttore unipolare, in corda rigida compatta a fili di alluminio, in accordo alla norma CEI 20-29, classe 2, con strato semiconduttore in mescola estrusa termoindurente, isolante XLPE, semiconduttore estruso saldato, nastro semiconduttivo antiumidità, schermo a nastro di alluminio laminato, guaina esterna in MDPE, colore rosso.

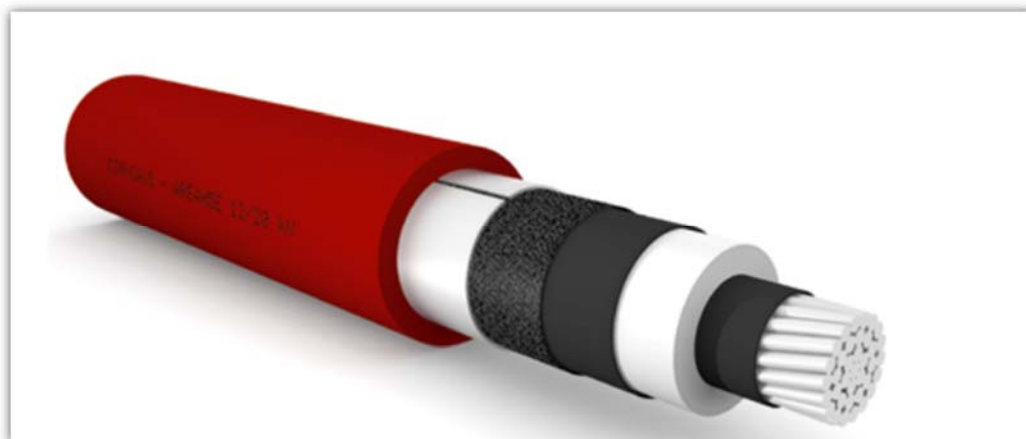


Fig. 29. Particolare degli strati costitutivi di un cavo MT ARE4H5E

Per la distribuzione in media tensione sono impiegate le seguenti formazioni di cavo:

SOTTOIMPIANTO NORD:

- **Sottocampo T1_A** - il sottocampo A raggrupperà 4 cabine, di cui 3 di tipo SLAVE ed 1 di tipo Master, nella quale avverrà la fine serie. Verrà pertanto realizzato un'entra-esce da ciascuna cabina per consentire la configurazione serie.
 - Per la realizzazione dell'elettrodotto tra le cabine slave e la master verrà utilizzata una terna di

cavi unipolari ARE4H5E con grado di isolamento 18/30kV, in formazione a trifoglio, di sezione nominale UNIFICATA a 185mm², in modo da razionalizzare le fasi di costruzione e manutenzione, come da elaborato preposto, di cui si riporta qui uno stralcio:

SOTTOCAMPO	Subcampo	CARATTERISTICHE LINEE							CARATTERISTICHE SUBCAMPI		
		Tipo TRATTA	Denominazione TRATTA	LUNGHEZZA GEOMETRI CA	LUNGHEZZA A ELETTRICA	SEZIONE	NUMERO MAX CIRCUITI RAGGRUPP	NUMERO TERNE	Pot. Nominale Subcampo kWp	Pot. Reale massima Subcampo kWp	Potenza reale max nel tratto [kWp]
				[m]	[m]						
T1_A	T1_N1	serie	T1 N1-T1 N2	230	240	185	2	1	2745	2525,4	2525,4
	T1_N2	serie	T1 N2-T1 N3	230	240	185	2	1	2745	2525,4	5050,8
	T1_N3	serie	T1 N3-T1 N4	205	215	185	2	1	2745	2525,4	7576,2
	T1_N4	serie	T1 N4-CdR T1N	360	370	185	2	1	2745	2525,4	10101,6
	CdR_T1N								10980		10101,6

- Dalla cabina Master-T1_N4 si dipartirà l'elettrodotto dorsale interno "A" (tratta T1_N4-CdR_T1N) che andrà ad attestarsi sulle sbarre MT di parallelo in Cabina di Raccolta NORD.

– **Sottocampo T1_B** - il sottocampo B raggrupperà 4 cabine, di cui 3 di tipo SLAVE ed 1 di tipo Master, nella quale avverrà la fine serie. Verrà pertanto realizzato un'entra-esce da ciascuna cabina per consentire la configurazione serie.

- Per la realizzazione dell'elettrodotto tra le cabine slave e la master verrà utilizzata una terna di cavi unipolari ARE4H5E con grado di isolamento 18/30kV, in formazione a trifoglio, di sezione nominale UNIFICATA a 185mm²:

SOTTOCAMPO	Subcampo	CARATTERISTICHE LINEE							CARATTERISTICHE SUBCAMPI		
		Tipo TRATTA	Denominazione TRATTA	LUNGHEZZA GEOMETRI CA	LUNGHEZZA A ELETTRICA	SEZIONE	NUMERO MAX CIRCUITI RAGGRUPP	NUMERO TERNE	Pot. Nominale Subcampo kWp	Pot. Reale massima Subcampo kWp	Potenza reale max nel tratto [kWp]
				[m]	[m]						
T1_B	T1_N5	serie	T1 N5-T1 N6	210	230	185	2	1	2745	2525,4	2525,4
	T1_N6	serie	T1 N6-T1 N7	200	210	185	2	1	2745	2525,4	5050,8
	T1_N7	serie	T1 N7-T1 N8	200	210	185	2	1	2745	2525,4	7576,2
	T1_N8	serie	T1 N8-CdR T1N	225	235	185	2	1	2745	2525,4	10101,6
	CdR_T1N								10980		10101,6

- Dalla cabina Master-T1_N8 si dipartirà l'elettrodotto dorsale interno "B" (tratta T1_N8-CdR_T1N) che andrà ad attestarsi sulle sbarre MT di parallelo in Cabina di Raccolta NORD.

– **Sottocampo T1_C** - il sottocampo C raggrupperà anch'esso 4 cabine, di cui 3 di tipo SLAVE ed 1 di tipo Master, nella quale avverrà la fine serie. Verrà pertanto realizzato un'entra-esce da ciascuna cabina per consentire la configurazione serie.

- Per la realizzazione dell'elettrodotto tra le cabine slave e la master verrà utilizzata una terna di cavi unipolari ARE4H5E con grado di isolamento 18/30kV, in formazione a trifoglio, di sezione

nominale UNIFICATA a 185mm²:

SOTTOCAMPO	Subcampo	CARATTERISTICHE LINEE							CARATTERISTICHE SUBCAMPI		
		Tipo TRATTA	Denominazione TRATTA	LUNGHEZZA GEOMETRICA [m]	LUNGHEZZA ELETTRICA [m]	SEZIONE [mm ²]	NUMERO MAX CIRCUITI RAGGRUPP	NUMERO TERNE	Pot. Nominale Subcampo kWp	Pot. Reale massima Subcampo kWp	Potenza reale max nel tratto [kWp]
T1_C	T1_N9	serie	T1_N9-T1_N10	280	230	185	2	1	2745	2525,4	2525,4
	T1_N10	serie	T1_N10-T1_N11	255	265	185	2	1	2745	2525,4	5050,8
	T1_N11	serie	T1_N11-T1_N12	330	340	185	2	1	2713	2496,0	7546,8
	T1_N12	serie	T1_N12-CdR_T1N	160	170	185	2	1	2665	2451,8	9998,6
	CdR_T1N								10868		9998,6

- Dalla cabina Master-T1_N12 si dipartirà l'elettrodotto dorsale interno "B" (tratta T1_N8-CdR_T1N) che andrà ad attestarsi sulle sbarre MT di parallelo in Cabina di Raccolta NORD.

- **Sottocampo T1_D** - il sottocampo C sarà costituito in realtà da un unico subcampo, direttamente collegato alla Cabina di Raccolta.

SOTTOCAMPO	Subcampo	CARATTERISTICHE LINEE							CARATTERISTICHE SUBCAMPI		
		Tipo TRATTA	Denominazione TRATTA	LUNGHEZZA GEOMETRICA [m]	LUNGHEZZA ELETTRICA [m]	SEZIONE [mm ²]	NUMERO MAX CIRCUITI RAGGRUPP	NUMERO TERNE	Pot. Nominale Subcampo kWp	Pot. Reale massima Subcampo kWp	Potenza reale max nel tratto [kWp]
T1_D	T1_N13	serie	T1_N13-CdR_T1N	100	230	185	2	1	2665	2451,8	2451,8
	CdR_T1N								2665		2451,8

- Dalla cabina Master-T1_N12 si dipartirà l'elettrodotto dorsale interno "B" (tratta T1_N8-CdR_T1N), costituito da una terna di cavi unipolari ARE4H5E con grado di isolamento 18/30kV, in formazione a trifoglio, di sezione nominale pari 185mm², che andrà ad attestarsi sulle sbarre MT di parallelo in Cabina di Raccolta NORD.

- **Dorsale NORD-SUD:**

- Per la realizzazione dell'elettrodotto tra la Cabina di Raccolta Nord e la Cabina di Raccolta SUD verrà utilizzato un cavo ARE4H5E con grado di isolamento 18/30kV, di sezione nominale pari a 500mmq in formazione 2x (3x1x500 mm²); ciascuna delle 2 terne sarà attestata su uno scomparto di protezione linea dedicato, con le denominazioni **Arrivo DorsaleNord-1, DorsaleNord-2**.

SOTTOCAMPO	Subcampo	CARATTERISTICHE LINEE							CARATTERISTICHE SUBCAMPI		
		Tipo TRATTA	Denominazione TRATTA	LUNGHEZZA GEOMETRICA [m]	LUNGHEZZA ELETTRICA [m]	SEZIONE [mm ²]	NUMERO MAX CIRCUITI RAGGRUPP	NUMERO TERNE	Pot. Nominale Subcampo kWp	Pot. Reale massima Subcampo kWp	Potenza reale max nel tratto [kWp]
Linea CdR_T1N-CdR			CdR_BA-CdR_BB	1220	1244,4	500	2	2	35493,0		32.654

SOTTOIMPIANTO SUD:

- **Sottocampo T1_E** - il sottocampo E raggrupperà 3 cabine, di cui 2 collegate in serie e la terza direttamente attestata alle sbarre MT della cabina di Raccolta.
 - o Per la realizzazione degli elettrodotti tra le cabine slave e la master, e la Cabina di Raccolta verranno utilizzate terne di cavi unipolari ARE4H5E con grado di isolamento 18/30kV, in formazione a trifoglio, di sezione nominale variabile come da tabella qui allegata:

SOTTOCAMPO	Subcampo	CARATTERISTICHE LINEE							CARATTERISTICHE SUBCAMPI		
		Tipo TRATTA	Denominazione TRATTA	LUNGHEZZA GEOMETRICA CA	LUNGHEZZA A ELETTRICA	SEZIONE	NUMERO MAX CIRCUITI RAGGRUPP	NUMERO TERNE	Pot. Nominale Subcampo kWp	Pot. Reale massima Subcampo kWp	Potenza reale max nel tratto [kWp]
				[m]	[m]	[mm ²]					
T1_E	T1_S3	serie	T1_S3-T1_S2	205	230	185	2	1	2777	2554,8	2554,8
	T1_S2	serie	T1_S2-CdR T1S	160	170	185	2	1	2745	2525,4	5080,2
	T1_S1	serie	T1_S1-CdR T1S	125	135	185	2	1			
	CdR_T1S										

Elettrodotto Dorsale:

- o Per la realizzazione dell'elettrodotto tra la Cabina di Raccolta SUD e la Cabina di Media Tensione in SottoStazione Produttore verrà utilizzato un cavo ARE4H5E con grado di isolamento 18/30kV, di sezione nominale pari a 630mm² in formazione 4x (3x1x630 mm²); ciascuna delle 4 terne sarà attestata su uno scomparto di protezione linea dedicato. Il dimensionamento è stato effettuato in modo tale da contenere la caduta di tensione massima attorno all'1%, con conseguente perdita di potenza, in condizioni di funzionamento su base annua, attorno allo 0,6%:

SOTTOCAMPO	Subcampo	CARATTERISTICHE LINEE						CARATTERISTICHE SUBCAMPI				FERISTICHE DE
		Denominazione TRATTA	LUNGHEZZA GEOMETRICA	LUNGHEZZA A ELETTRICA	SEZIONE	NUMERO MAX CIRCUITI RAGGRUPPAT	NUMERO TERNE	Pot. Nominale Subcampo kWp	Potenza reale max nel tratto [kWp]	CORRENTE LINEA	PORTATA	
			[m]	[m]	[mm ²]					I _L	I _Z	
		[m]	[m]	[mm ²]					[A]	[A]	[%]	
Linea CdR T1S-sse	CdR T1S-SSE	10940	11158,8	630	4	4	43760,0	40.259	202,01	416,30	1,12%	

I dimensionamenti delle linee interne sono stati effettuati conservativamente tenendo conto della potenza nominale di picco di ciascun subcampo, in modo che anche in caso di guasto di uno o più dei subcampi, l'impianto potrà lavorare inseguendo continuamente la massima potenza di immissione, **pari a 34MW**; in condizioni operative, grazie al surdimensionamento dell'impianto, le linee saranno caricate con potenze inferiori al 78% della potenza di picco, ovvero al rapporto tra potenza di immissione e potenza di picco:

$$34/43.760=0,78$$

Tale dimensionamento garantirà, inoltre, che in futuro la società possa eventualmente chiedere l'incremento della potenza di immissione fino alla massima potenza dell'impianto.

Il dimensionamento della dorsale è stato effettuato in modo tale che, anche in caso di guasto di due delle quattro terne, le restanti 2 siano in grado di sopportare l'intera potenza massima nominale:

SOTTOCAMPO	CARATTERISTICHE LINEE							CARATTERISTICHE SUBCAMPI		TERISTICHE DE			
	Subcampo	Denominazione TRATTA	LUNGHEZZA GEOMETRICA [m]	LUNGHEZZA ELETTRICA [m]	SEZIONE [mm ²]	NUMERO MAX CIRCUITI RAGGRUPPATI	NUMERO TERNE	Pot. Nominale Subcampo kWp	Potenza reale max nel tratto [kWp]	CORRENTE LINEA	PORTATA		
										I_L	I_z		$\Delta U\%$
										[A]	[A]		[%]
Linea CdR T1S-sse	CdR T1S-SSE	10940	11158,8	630	4	2	43760,0	40.259	404,01	416,30	2,23%		

I terminali cavo M.T. saranno del tipo plug-in mentre i giunti saranno del tipo autorestringente o termorestringente per posa direttamente interrata. Nella figura sottostante si mostra un giunto termorestringente omologato ENEL.



Fig. 30. – Schema di esecuzione di un giunto MT

In corrispondenza dei giunti saranno collegati a terra gli schermi dei cavi MT.

All'interno del parco, i cavi saranno posati direttamente interrati, principalmente lateralmente alla viabilità nuova e da realizzare, in uno scavo avente profondità dal piano stradale compresa tra 1 e 1,2m circa, con larghezza variabile a seconda della formazione.

Il cavo verrà adagiato su un letto di sabbia di spessore pari a 0,10m e sarà ricoperto da un ulteriore strato di sabbia di spessore minimo pari a 0,30m, tale cassonetto ospiterà anche la fibra ottica direttamente

posata in terreno; sul cavo sarà posato un tegolino in plastica per la protezione meccanica.

Infine, ad una distanza di circa 0,20m dal cavo di fibra, verrà posato il nastro segnalatore. Successivamente lo scavo verrà ripristinato secondo le condizioni iniziali.

I cavi in fibra ottica saranno direttamente posati in terreno e giuntati (lunghezza dipendente dalla pezzatura commerciale) mediante idonee giunzioni ottiche entro scatola di contenimento e protezione del tipo con chiusura a cerniera complete di schede, vassoietti portagiunti e giunzioni di fibra. Per la realizzazione delle giunzioni dei conduttori in fibra saranno realizzati pozzetti rompitratta in cls con chiusino posati all'interno delle nicchie. Il cavo sarà a 12 e/o 24 fibre monomodali 9/125 µm.


CAVO IN FIBRA OTTICA MONOTUBETTO PER ESTERNO

CAVO IN FIBRA OTTICA MONOTUBETTO PER ESTERNO CON PROTEZIONE ANTIRODITORE SUPER-RINFORZATA, MAX. 24 FIBRE

APPLICAZIONI
 Per uso esterno in impianti di cablaggio strutturato (dorsale di campus),
 Per uso esterno in reti di telecomunicazione; TV via cavo.
 Facile da installare in cavedi, tunnel, trincee o tubazioni, anche adatto **all'interro diretto**.

Una semplice struttura del cavo completamente dielettrica con una protezione antiroditore maggiorata. Durata prevista maggiore di 30 anni.

GUIDA ALLA INSTALLAZIONE E ALLA MANIPOLAZIONE
 Quando si stendono e si installano i cavi in fibra ottica è vitale non eccedere i valori specifici della forza di tiro, del raggio di curvatura e della temperatura. I metodi di installazione devono essere in accordo con gli standard comuni.
 Per facilitare l'inserimento in tubature per mezzo di aria compressa o cavo pilota possono essere usati lubrificanti certificati (esempio paraffina). È sconsigliato l'uso di sapone o di lubrificanti comuni.
 Se un cavo ha bisogno di essere fissato, devono essere evitate riduzioni > 3 mm.
 Il gel all'interno del tubetto può essere rimosso usando tessuto impregnato di trementina.
 È consigliabile proteggere le teste del cavo durante lo stoccaggio.



CARATTERISTICHE COSTRUTTIVE

Specifiche del cavo (Costruzione in accordo con la norma IEC 60794)

1. Rivestimento primario della fibra ottica: $\varnothing 250 \pm 15 \mu\text{m}$
2. Tubetto centrale tamponato in gel (privo di silicone) contenente fino a 24 fibre
 Codice colore delle fibre:
 1-12: rosso-naturale-giallo-blu-verde-viola-marrone-nero-arancio-turchese-rosa-bianco
 13-24: rosso-naturale-giallo-blu-verde-viola-marrone-grigio-arancio-turchese-rosa-bianco
anellate in nero
3. Fibra di vetro come elemento di tiro e protezione antiroditore incrementata fino a **52800 TEX**
4. Guaina esterna in polietilene nero resistente ai raggi UV
 Identificazione COM-CAVI MULTIMEDIA - tipo di cavo-numero x tipo di fibre+ data-marcatura metrica- P/N

Dati meccanici - Protezione antiroditore extra rinforzata

- n° fibre	max.	24
- \varnothing tubetto centrale	mm	4,2
- \varnothing nominale/max.	mm	10,2/10,5
- Peso	kg/km	106,2
- Energia di fiamma	kJ/m	2200

Fig. 31. scheda tecnica cavo in fibra ottica

Di seguito si riportano alcune tipologie delle sezioni di scavo del progetto che riguardano sia i cavi interni che esterni al parco fotovoltaico:

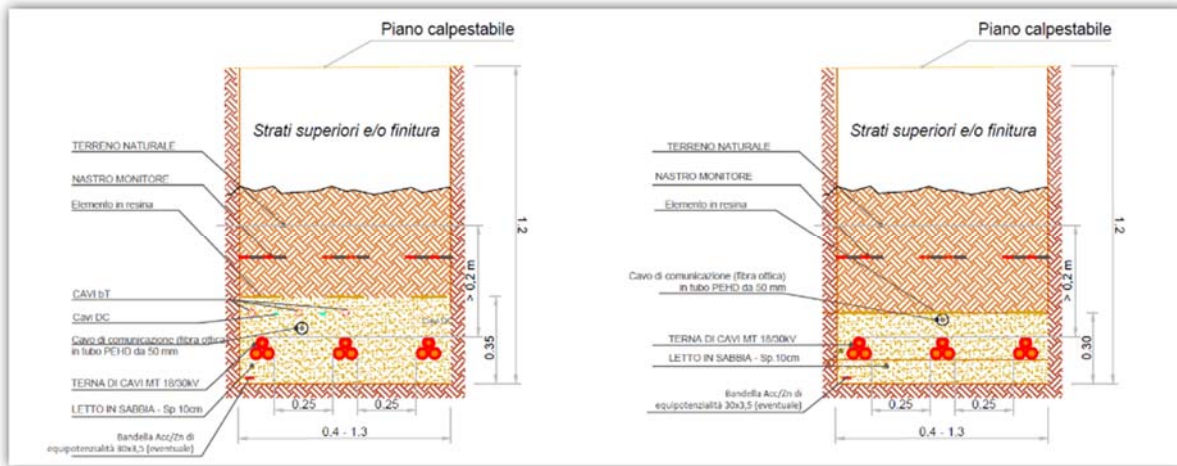


Fig. 32. – Particolare: tipico scavo MT per 1-4 terne MT; a sinistra, con presenza di cavi bT.

L'elettrodotto dorsale sarà posato in affiancamento a quello di analoga iniziativa della medesima compagine societaria, come da sezione tipo qui in appresso proposta:

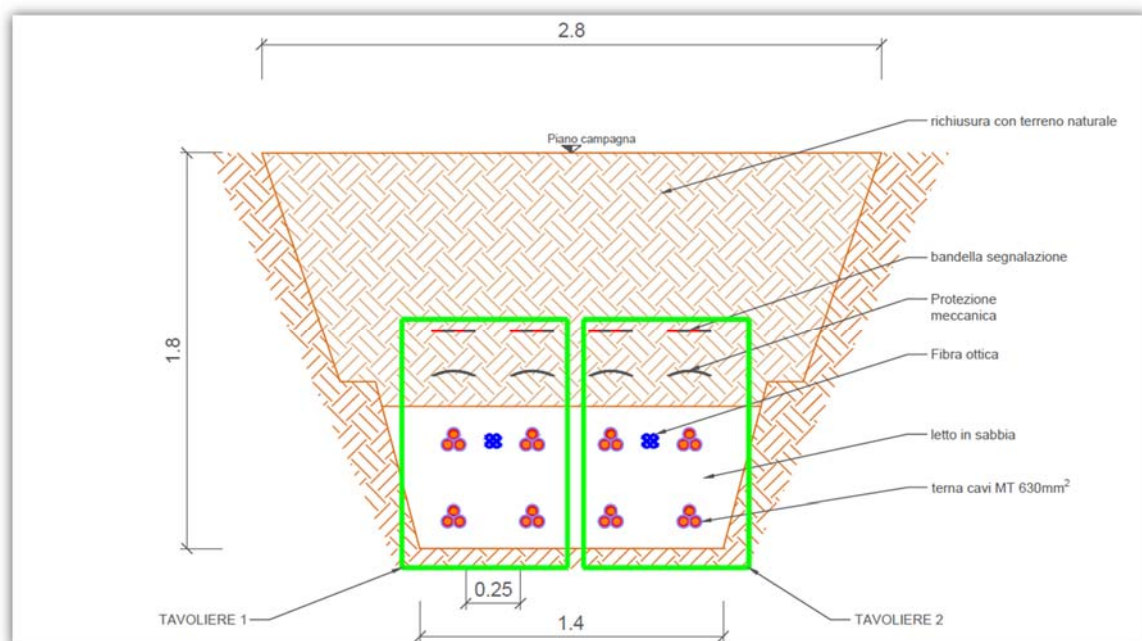


Fig. 33. Particolare: tipico scavo MT per 8 terne MT, posate su due piani sovrapposti al fine di ridurre l'ingombro complessivo.

4.2 LINEE DI BASSA TENSIONE

Tutte le condutture elettriche interrato saranno realizzate con cavi tipo ARG16OR16 0,6/1kV direttamente posati in trincea, su strato di allettamento in sabbia. Tali elettrodotti saranno posati ad una profondità di circa 1m rispetto al piano di campagna. Per la posa degli elettrodotti sarà quindi realizzato uno scavo di

profondità 110cm e larghezza variabile secondo la formazione delle linee provenienti dagli inverter di stringa. Eseguito lo scavo, prima della posa dei cavidotti sarà realizzato un letto di sabbia dello spessore di circa 10cm; inoltre dopo la posa dei cavi essi saranno ricoperti con uno strato superiore di sabbia di spessore pari a 20cm. La parte rimanente dello scavo sarà riempito con terreno risultante dallo scavo, ovvero completando la richiusura con un pacchetto di tipo stradale carrabile in misto stabilizzato, secondo necessità. Il terreno di risulta, privo di scorie, sarà distribuito in loco, ovvero trasportato a discarica autorizzata qualora contaminato da scorie di lavorazione.

Lungo il percorso degli elettrodotti saranno realizzati dei pozzetti elettrici con funzione di rompitratta e/o derivazione rispettivamente per i tratti lineari più lunghi e per i punti di cambiamento di direzione. I pozzetti saranno con corpo in cls prefabbricato e chiusino superiore di chiusura in cls. Il fondo del pozzetto dovrà essere di tipo drenante per consentire il facile deflusso delle acque che in esso si raccolgono. Tutti i collegamenti dei cavi dovranno essere realizzati in apposite scatole o pozzetti di derivazione e/o rompitratta; non sono ammessi collegamenti direttamente all'interno delle tubazioni e cavidotti. Nelle scatole di derivazione i collegamenti saranno eseguiti mediante appositi morsetti a cappello IPXD di sezione adeguata al numero e sezione dei conduttori da collegare. Nei pozzetti interrati invece i collegamenti di cavi saranno eseguiti esclusivamente mediante giunti a resina colata di dimensioni e numero di vie adeguate al numero e formazione dei cavi da giuntare. Tutti i cavi si attesteranno ai morsetti delle apparecchiature mediante appositi terminali a capocorda a crimpare. Si rimanda alle tavole grafiche di progetto per lo schema di dettaglio della posa di detti cavi, di cui si riportano qui di seguito alcune miniature.

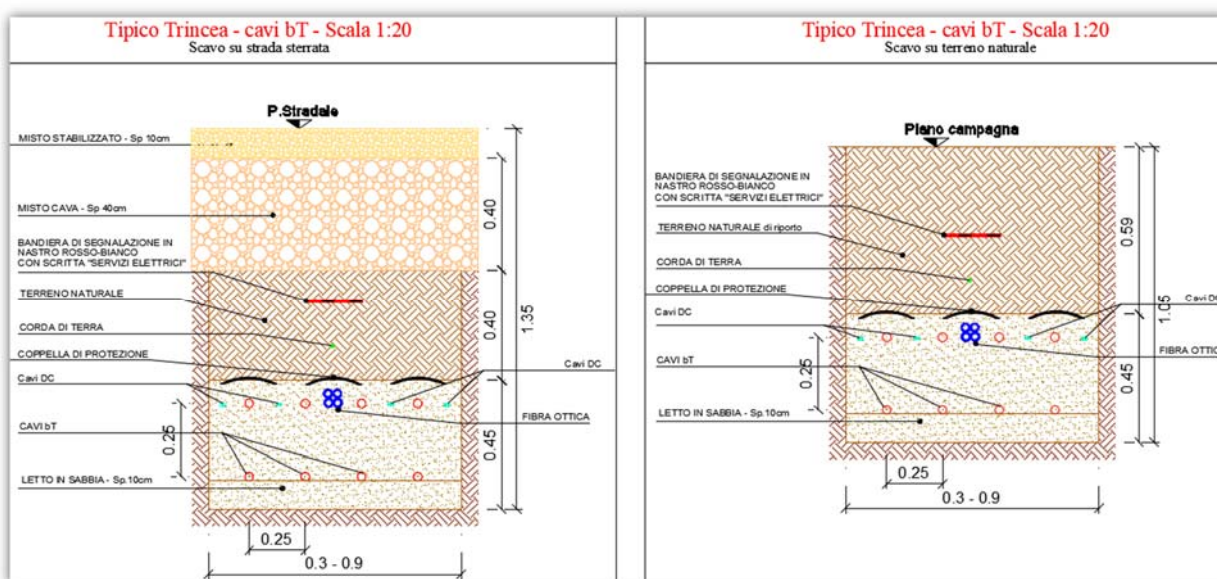


Fig. 34. Particolare tipici trincee per cavidotti bT, in formazione variabile, rispettivamente su strada sterrata e su terreno naturale.



5. **CABINA PRIMARIA PRODUTTORE 30/150KV**

5.1 **PREVENTIVO DI CONNESSIONE**

Ai fini della connessione alla RTN dell'impianto fotovoltaico di che trattasi, la società proponente OPDENERGY TAVOLIERE 1 S.R.L. ha richiesto e ottenuto da TERNA S.p.A. il preventivo di connessione Codice Pratica n. 201900200 da 37MW pervenuto con lettera del 20/07/2020, e successiva rimodulazione della potenza del 24.11.2020, con stesso codice pratica, a 34MW.

Il preventivo di connessione prevede che l'impianto fotovoltaico sia collegato alla RTN su uno stallo della Stazione Elettrica (SE) 380/15kV RTN denominata "MANFREDONIA" già in esercizio e sita nel Comune di Manfredonia (FG), alla località "Macchiarotonda", tramite un collegamento, del tipo in antenna a 150kV, da realizzarsi sul doppio sistema di sbarre già esistente.

Inoltre il preventivo di connessione indicava la necessità che l'impianto di che trattasi dovesse condividere lo stallo nella SE-RTN di Manfredonia con altri produttori, come indicati nella preposta relazione della Connessione alla RTN.

Per questa necessità di condivisione dello stallo assegnato da TERNA ai fini della connessione alla RTN dei rispettivi impianti fotovoltaici la scrivente Società, unitamente alle altre interessate, ha raggiunto un accordo di condivisione che prevede che le rispettive sottostazioni si connettano ad un sistema di sbarre comuni a 150 kV a sua volta collegato allo stallo interno alla SE-RTN di Manfredonia. Quest'ultimo collegamento è stato previsto in cavo AT 87/150 kV, attestato da un lato su un nuovo stallo interno alla SE-RTN di Manfredonia e dall'altro ad uno stallo di ingresso/protezione che si attesta al predetto sistema di sbarre comuni.

5.2 **UBICAZIONE DELLA SSE PRODUTTORE.**

Le coordinate geografiche baricentriche del sito di installazione della nuova stazione elettrica di trasformazione sono:

Latitudine	Longitudine
41°26'56.40"N	15°45'28.45"E

La struttura ricade in agro di Manfredonia (FG), alla località "Macchiarotonda", su Foglio 129, particella 486.

Il posizionamento dell'Area Produttori è stato progettato tenendo conto della pianificazione sovraordinata vigente in zona: l'area individuata interessa solo una zona a bassa pericolosità idraulica, non ostativa alla realizzazione delle opere.

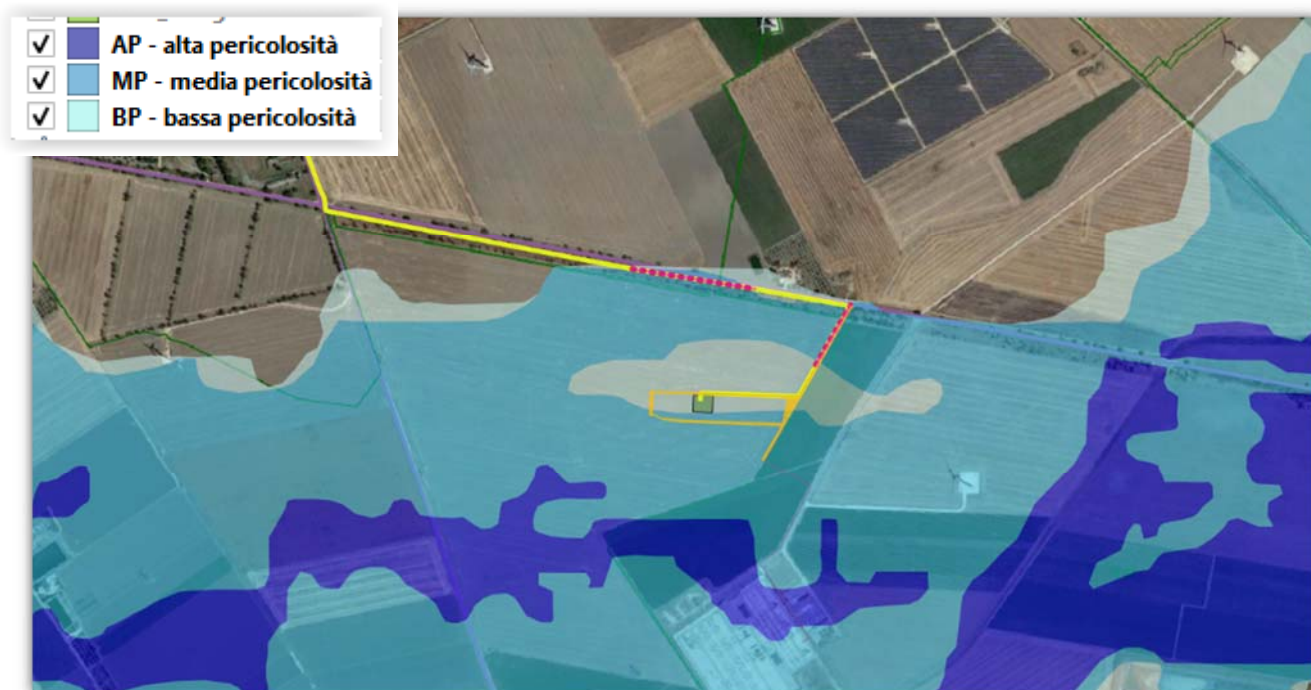


Fig. 35. Inquadramento su ortofoto con aree allagabili PAI presenti nella macroarea della Sottostazione Produttore.

5.3 SCHEMA GENERALE DI SOTTOSTAZIONE.

Lo stallo è collegato ad un sistema di sbarre AT, al quale afferiscono anche gli altri Produttori che condividono la Connessione alla RTN.

Negli elaborati grafici del Progetto sono riportati lo schema planimetrico, i particolari e lo schema elettrico unifilare della stessa sottostazione.

Sia le caratteristiche della RTN nel punto di connessione, sia lo schema di sottostazione e sia le caratteristiche dei componenti della sottostazione potranno, ovviamente, cambiare nel passaggio, in fase esecutiva, dalla Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) alla Soluzione Tecnica Minima di Dettaglio (STMD) secondo quelli che saranno gli accordi con TERNA S.p.A. all'atto della costruzione della sottostazione stessa. In tale evenienza si adeguerà lo schema di sottostazione alle specifiche e puntuali esigenze dettate dal funzionamento e dalla sicurezza della RTN. In ogni caso potranno variare lo schema elettrico e la disposizione delle apparecchiature in sottostazione, ma non verranno modificate le dimensioni generali in pianta del perimetro della SSE di proprietà della proponente, e le dimensioni in pianta dei locali tecnici della suddetta sottostazione.

Le dimensioni complessive dell'aggregato di Sottostazioni Produttori facenti capo alla condivisione di Stallo sono quelle indicate compiutamente nei preposti elaborati e qui riportati per agilità di comprensione:

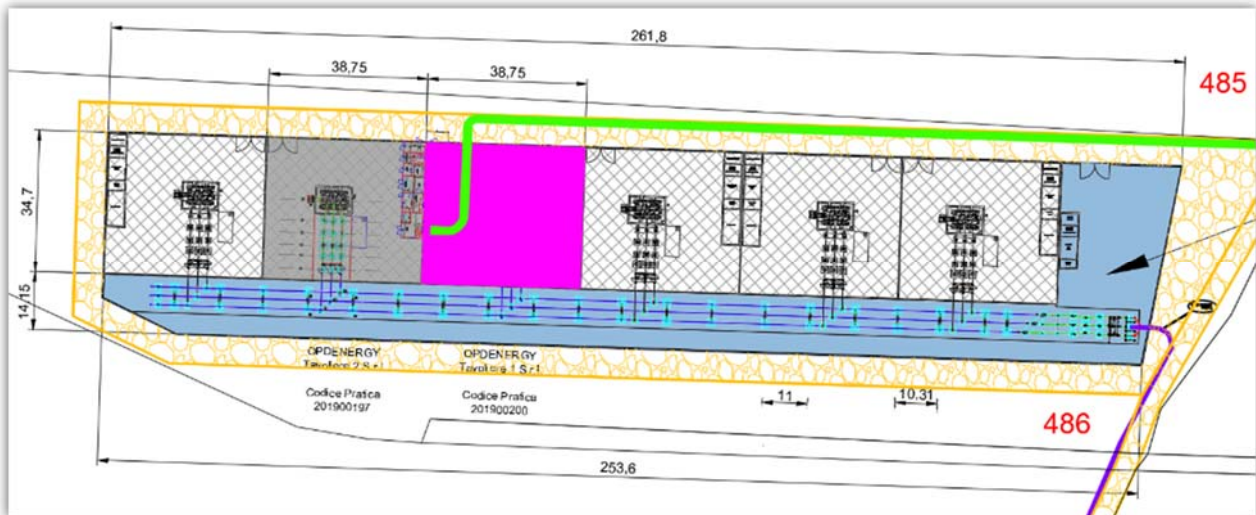


Fig. 36. Stralcio planimetrico con evidenza del grappolo di Sottostazioni Produttori per la condivisione dello Stallo AT in area Terna: in ocra, la viabilità di accesso e perimetrale; in azzurro, l'area comune per la condivisione dello Stallo; in grigio, le sottostazioni; con tratto viola, il cavo AT 87/150kV; in magenta, la SSE dell'impianto oggetto della presente relazione

Nell'area comune delle Sottostazioni Produttori si possono individuare le seguenti sezioni d'impianto:

1. sistema di sbarre in AT 150 kV, per la condivisione di Stallo;
2. stallo di ingresso a 150kV;

di cui si riporta, di seguito, stralcio planimetrico e sezione elettromeccanica.

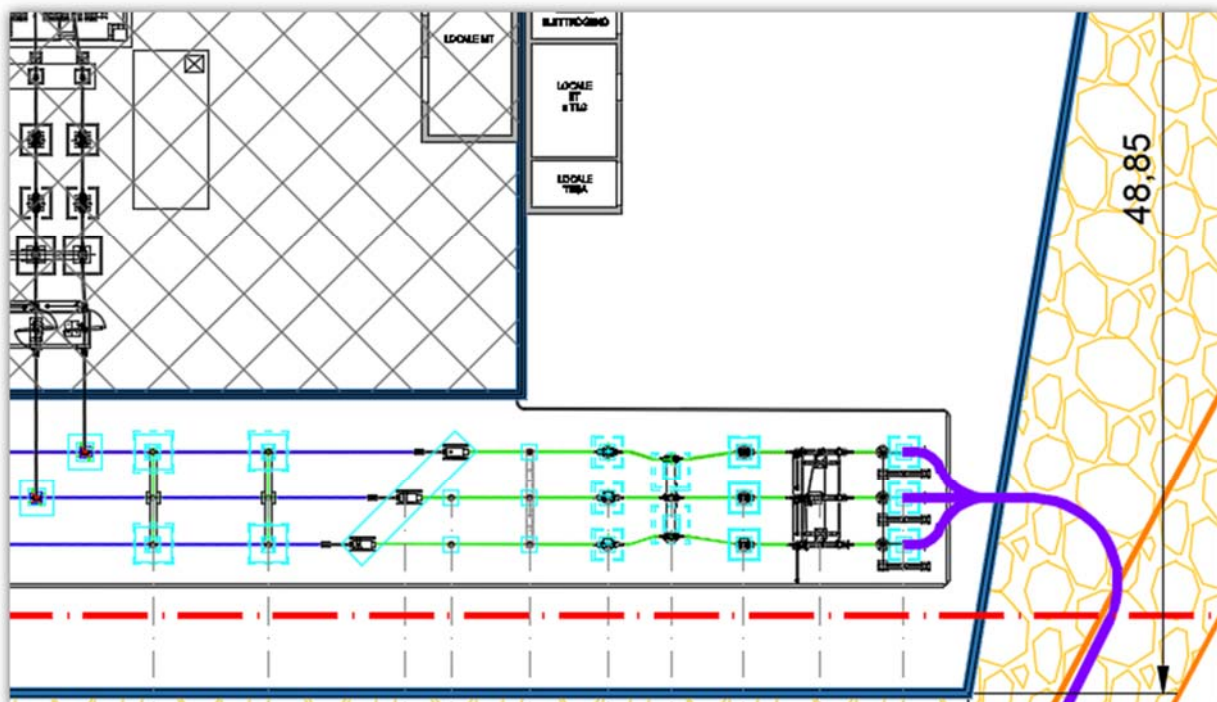


Fig. 37. Planimetria elettromeccanica dello Stallo di Arrivo nell'Area Comune.

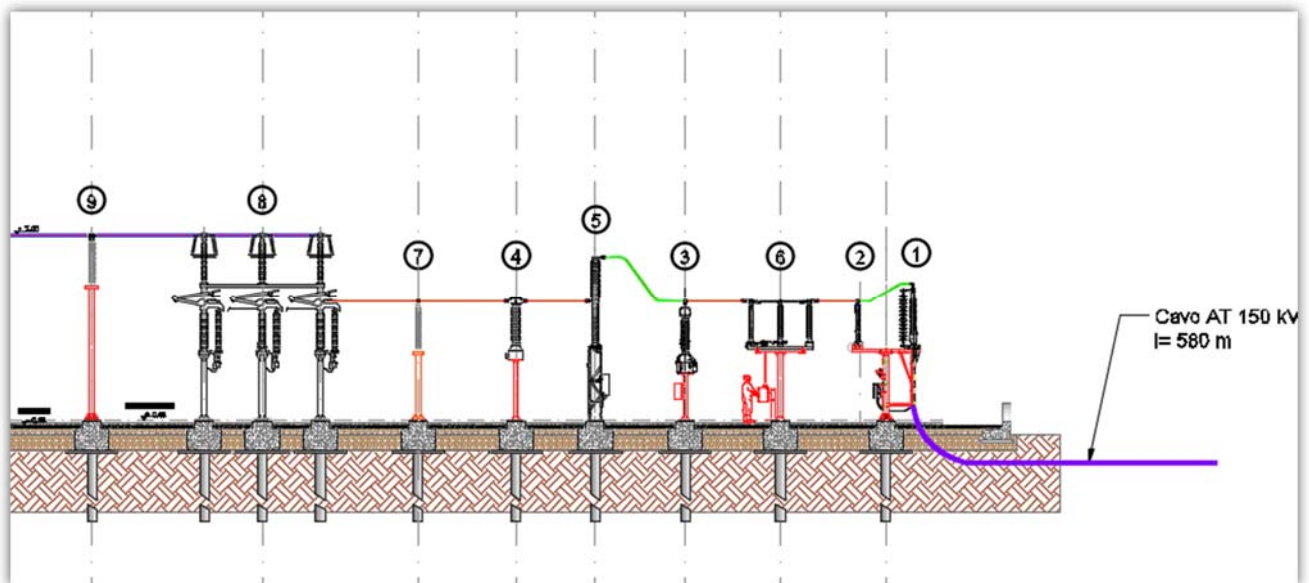


Fig. 38. Sezione elettromeccanica dello Stallo di Arrivo nell'area comune.

Lo stallo di ingresso del sistema di sbarre AT interno al condominio delle SSE Produttori si collegherà al sistema di sbarre 150kV interno alla sottostazione mediante cavo interrato: la soluzione in traliccio non è percorribile data la posizione dello Stallo intercluso tra quelli di altre stazioni produttori limitrofe all'area TERNA.

Qualora esigenze di connessione alla RTN lo richiedano in funzione dell'assicurazione di funzionamento e sicurezza della RTN stessa, la sottostazione Primaria Produttore verrà adeguata ad eventuali specifiche tecniche richieste.

Per i dettagli si rimanda alle tavole del progetto definitivo, di cui all'elenco elaborati in **Tab. 1**.

5.4 RECINZIONE DELL'AREA.

La struttura ricade in agro di Manfredonia , in località "Macchiarotonda, su Foglio 129, particella 486.

L'area della Sottostazione Produttore è completamente recintata mediante:

- i. trave di fondazione di larghezza e profondità da definirsi sulla base della caratteristiche portanti del terreno;
- ii. muro di calcestruzzo armato posto in opera sulla fondazione per un'altezza fuori terra pari ad 1,20m rispetto al piano di calpestio interno;
- iii. saette prefabbricate in cls armato infisse nel muro di cui sopra fino ad una altezza totale di 2,50m.



Lungo il lato che fronteggia la strada di accesso è presente un cancello di ingresso di larghezza di 8m fiancheggiato da un accesso pedonale.

La massicciata del piazzale sarà realizzata in misto di cava o di fiume (tout-venant) priva di sostanze organiche, di pezzatura varia e continua con elementi fino ad un diametro massimo di 12 cm. Sarà posata a strati non superiori a 30 cm, costipata meccanicamente con rullo vibratore adatto e sagomata secondo le pendenze di progetto per un miglior scarico delle acque nei pozzetti a griglia.

Sovrastante alla massicciata sarà posata la pavimentazione bituminosa in tout-venant bitumato a caldo per uno spessore di circa 6 cm e rullato con rullo vibratore.

Superiormente sarà posato il tappeto d'usura in conglomerato bituminoso, tipo bitulite, confezionato a caldo, steso per uno spessore di circa 4 cm con rullo vibrante.

5.5 PROFILO PLANO ALTIMETRICO DELL'AREA.

La cabina primaria del produttore è situata su un'area pianeggiante con andamento planoaltimetrico regolare. Si rimanda alle tavole grafiche di progetto per l'individuazione di:

1. orografia dell'area;
2. profili altimetrici della cabina.

5.6 DIMENSIONAMENTO DI MASSIMA DELLA CABINA PRIMARIA PRODUTTORE E SCELTE PROGETTUALI.

La cabina primaria del produttore è stata concepita con un solo stallo di trasformazione, dotato di un trasformatore da 33/40 MVA.

Lo stallo è collegato ad un sistema di sbarre AT, al quale afferiscono anche gli altri Produttori che condividono la Connessione alla RTN.

5.7 STRUTTURA DELLA SOTTOSTAZIONE PRODUTTORE.

Nell'area della Sottostazione produttore si possono individuare le seguenti sezioni d'impianto:

1. stallo di trasformazione 30/150kV da 33/40 MVA;
2. locali tecnici bT/MT;

Nella relativa tavola grafica di progetto è riportato in dettaglio il lay-out della cabina primaria dal quale è facile individuare le sezioni di impianto sopra richiamate.

Si riportano in appresso due miniature relative alla planimetria elettromeccanica della SSE oggetto della presente relazione, con la relativa sezione elettromeccanica fino al punto di interconnessione con il sistema di sbarre principali, situate alla quota di 7,00m dal piano di inghisaggio, costituite da conduttori rigidi

$\phi 100\text{mm}$, necessarie a realizzare il parallelo tra gli impianti di produzione per la condivisione dello Stallo AT.

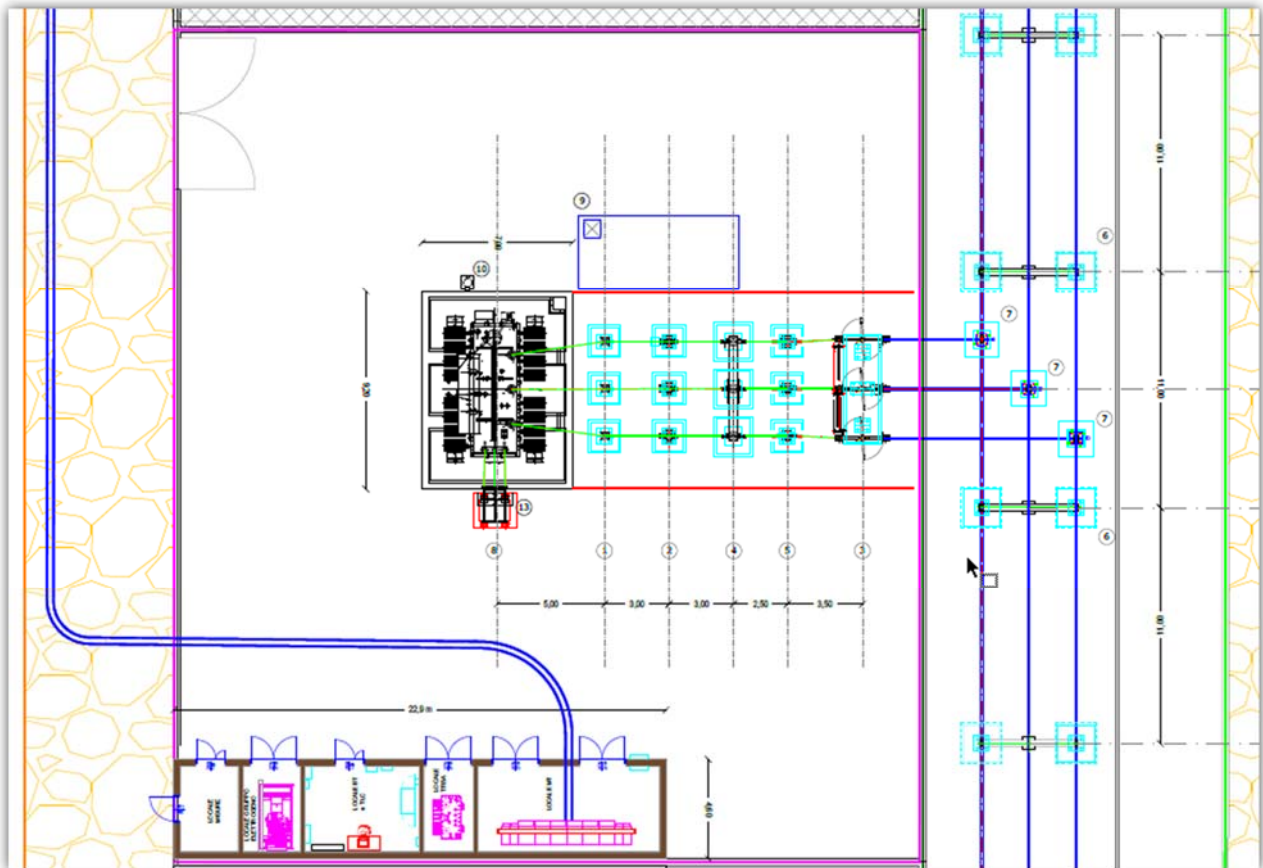


Fig. 39. Planimetria elettromeccanica della SSE, con stralcio delle sbarre principali per la condivisione di Stallo.

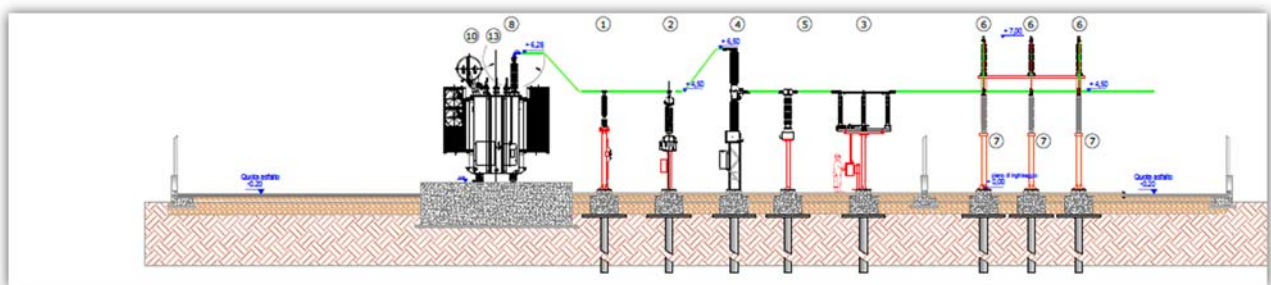


Fig. 40. Sezione elettromeccanica del montante di trasformazione MT/AT

Va specificato che il trasformatore presente nella sottostazione produttore avrà il neutro del centro stella accessibile ed isolato alla piena tensione.

Non ci si dilunga nella descrizione delle varie sezioni della cabina primaria in quanto negli elaborati di progetto sono riportati in tutti i loro dettagli il *layout*, la planimetria, le sezioni, il profilo altimetrico

dell'area, la pianta delle fondazioni, la pianta dei cavidotti, i particolari costruttivi esecutivi delle fondazioni delle diverse apparecchiature e tutto quanto necessario al pieno completamento dell'opera.

5.8 LOCALI TECNICI DELLA SOTTOSTAZIONE PRODUTTORE.

All'interno dell'area recintata della cabina primaria del produttore sarà realizzato un fabbricato da adibirsi a locali tecnici, necessario ad ospitare le apparecchiature MT e BT e quelle di telecontrollo dell'impianto. Il manufatto avrà dimensioni in pianta complessive pari a **22,90m x 4.60m** e **altezza di 3,80m** (altezza massima riferita al piano di campagna).

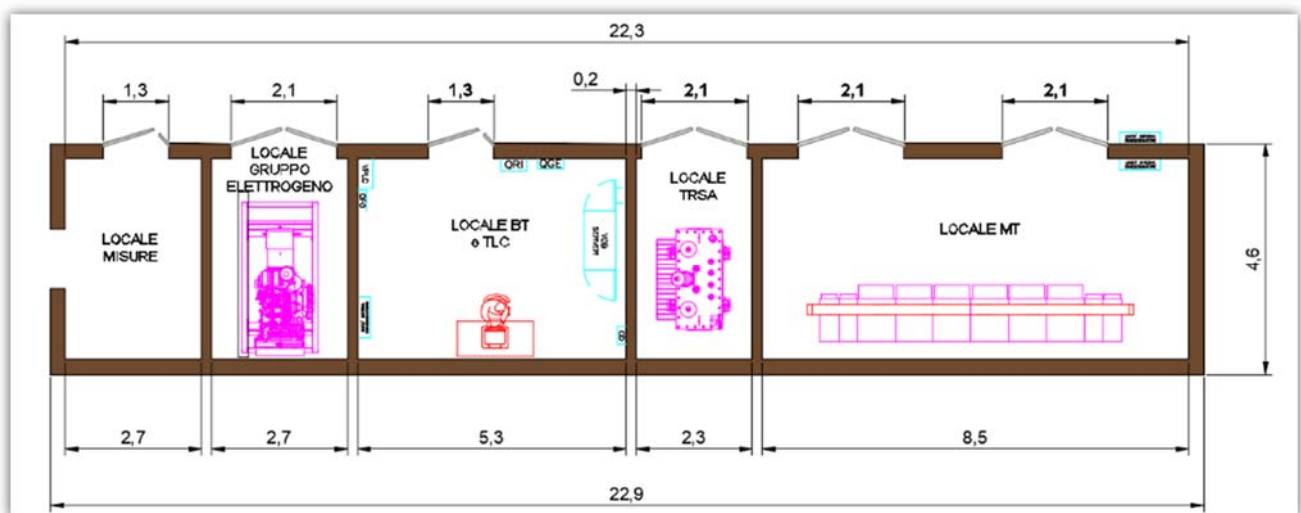


Fig. 41. Pianta dei locali tecnici.

Dal punto di vista costruttivo, i locali saranno realizzati con struttura portante a pannelli prefabbricati, trattati internamente ed esternamente con intonaco murale plastico formulato con resine speciali e pigmenti di quarzo ad elevato potere coprente ed elevata resistenza agli agenti esterni anche per ambienti marini, montani ed industriali con atmosfera altamente inquinata.

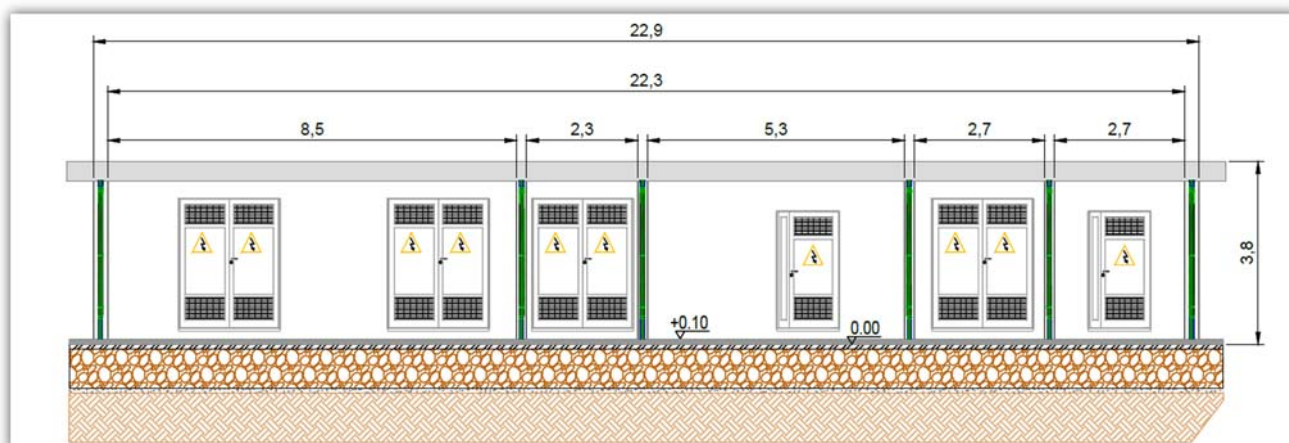


Fig. 42. Prospetto principale dei locali tecnici della SSE.

I pannelli prefabbricati saranno poggiati su una platea in c.a. semi interrata a sua volta poggiata su una superficie in magrone livellante in calcestruzzo magro. Su apposite mensole degli elementi verticali, al di sotto del vano Quadri MT, poggerà il solaio costituente il pavimento, anch'esso prefabbricato, di spessore 12 cm calcolato per sopportare un carico uniformemente distribuito non inferiore a 400 kg/m^2 .

In tal modo resterà realizzata una vasca sottostante il pavimento, idonea ad accogliere il passaggio dei cavi elettrici MT e BT.

Il tetto sarà impermeabilizzato con guaina bituminosa a caldo di spessore atto a garantire un coefficiente medio di trasmissione termica di 3.1 W/Cm^2 .

Le lastre di parete saranno unite tra loro in modo tale da creare e garantire la monoliticità della struttura, impedendo possibili infiltrazioni d'acqua. Le porte e le griglie saranno in vetroresina e/o lamiera, ignifughe ed autoestinguenti. Le dimensioni delle porte consentono l'ingresso e l'uscita delle apparecchiature montate all'interno dei locali senza che si debba procedere allo smontaggio delle stesse.

Il pavimento è predisposto con aperture e passerelle apribili per permettere il passaggio dei cavi MT e BT, nonché l'ispezione e l'agevole installazione degli stessi.

In tale edificio saranno individuati i seguenti locali tecnici:

1. locale quadri MT;
2. Locale TRSA (trasformatore servizi ausiliari);
3. locale quadri BT e Telecomunicazioni;
4. locale gruppo elettrogeno.
5. Locale misure, accessibile anche dall'esterno della recinzione.

Il locale quadri MT ospita al suo interno l'arrivo MT del trasformatore AT/MT, la cella di partenza in MT della dorsale dell'Impianto Fotovoltaico, le apparecchiature di comando e protezione.



Nel locale quadri bT in c.a. e c.c. ci sono le alimentazioni dei servizi ausiliari, il metering e gli apparati di telecontrollo.

Nel locale Quadri MT saranno individuati i seguenti apparati principali per la connessione:

- a. Scomparto misure;
- b. Scomparto Servizi Ausiliari;
- c. Scomparto Partenza Dorsale;

La costruzione ospita, inoltre, nell'apposita sala Quadri bT, le batterie ed i quadri bT in c.a. e c.c. per le alimentazioni dei servizi ausiliari, oltre al metering e gli apparati di telecontrollo.

I cunicoli per cassetteria saranno realizzati in calcestruzzo armato gettato in opera oppure prefabbricati; le coperture saranno metalliche o in PRFV, comunque carrabili per un carico ammissibile di 2000 kg.

Le tubazioni per cavi MT o BT saranno in PVC serie pesante e poste in opera con un idoneo rinfilo di calcestruzzo. Eventuali percorsi per collegamenti in fibra ottica saranno realizzati secondo le "Prescrizioni tecniche per la posa di canalizzazioni e dei cavi in fibra ottica".

Lungo le tubazioni ed in corrispondenza delle deviazioni di percorso, saranno inseriti pozzetti ispezionabili di opportune dimensioni; i pozzetti, realizzati in calcestruzzo armato prefabbricato o gettato in opera, saranno dotati di idonea copertura metallica o in PRFV.

In alcuni locali gli impianti sono soggetti agli adempimenti del D.M. n. 37/2008.

Gli impianti elettrici saranno tutti "a vista"; fanno eccezione solo alcuni locali (uffici, sala comandi, corridoi) ove sono di tipo "incassato".

L'alimentazione elettrica degli impianti tecnologici è deviata da interruttori automatici magnetotermici differenziali (secondo Norme CEI 23-18); il sistema di distribuzione bT 400 V c.a. e 220 V c.a. adottato è di tipo TN-S previsto dalle Norme CEI 64-8/3. Tutti gli impianti elettrici sono completi di adeguato impianto di protezione.

Nel locale Quadri MT saranno individuati i seguenti apparati principali per la connessione:

- d. Scomparto misure;
- e. Scomparto Servizi Ausiliari;
- f. Scomparto Dorsale-1;
- g. Scomparto Dorsale-2;
- h. Scomparto Dorsale-3;
- i. Scomparto Dorsale-4;

Nei locali bT saranno individuati i seguenti apparati:

1. locale contatori;

2. Locale SCADA impiantista e quadro bT, quadri bT di controllo, quadri c.c. e accumulatori;

La costruzione ospita, inoltre, nell'apposita sala Quadri bT, le batterie ed quadri bT in c.a. e c.c. per le alimentazioni dei servizi ausiliari.

L'alimentazione elettrica degli impianti tecnologici è deviata da interruttori automatici magnetotermici differenziali (secondo Norme CEI 23-18); il sistema di distribuzione bT 400 V c.a. e 220 V c.a. adottato è di tipo TN-S previsto dalle Norme CEI 64-8/3. Tutti gli impianti elettrici sono completi di adeguato impianto di protezione.

5.9 LAYOUT DELLO STALLO PER LA CONNESSIONE ALLA SE-RTN

Le opere per la connessione consisteranno quindi in un tratto di elettrodotto interrato a 150kV, della lunghezza complessiva di circa 580m, posato in terreno agricolo e lungo viabilità esistenti di accesso e servizio alla esistente Stazione Terna di Manfredonia, in colore viola nella figura seguente.

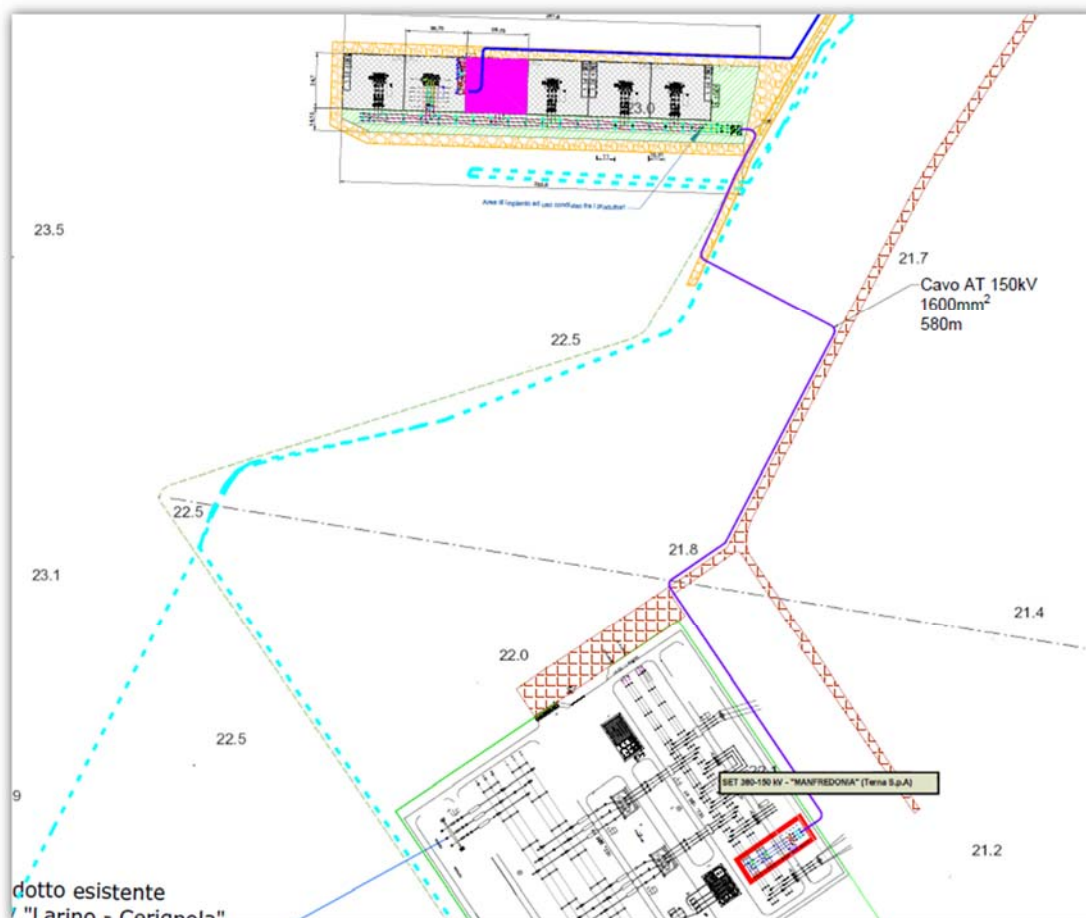


Fig. 43. Stralcio planimetrico con evidenza della posizione reciproca dell'area delle Sottostazioni Produttori e della Stazione di Rete TERNA "Macchiarotonda", con il cavidotto interrato AT 150kV (in viola), e la posizione del futuro stallo AT in area TERNA (riquadro rosso)

Nella **successiva figura** è riportata l'ipotesi di connessione alla SE-RTN di Manfredonia, che recepisce la posizione indicata nella già richiamata STMG di TERNA.

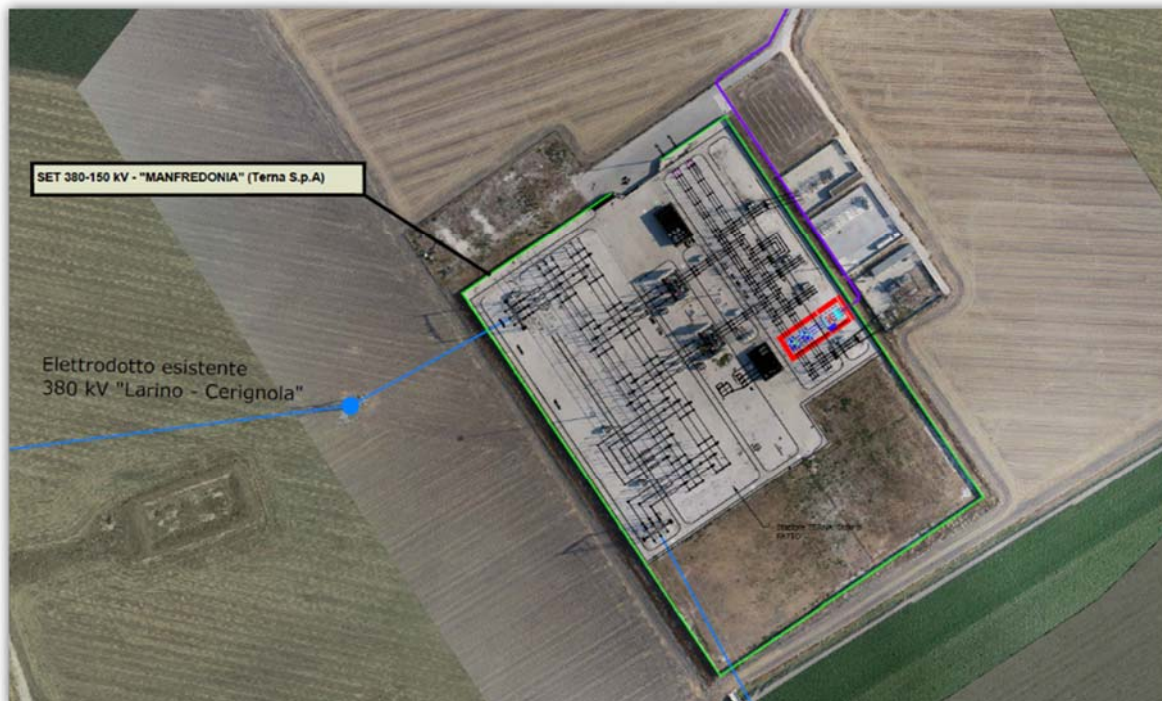


Fig. 44. Posizione dello Stallo di connessione alla RTN, riquadrato in rosso, su ortofoto dell'area.

Come si evince dalla figura precedente, la stazione è equipaggiata con componenti in aria (AIS) e il layout esistente comprende:

- 1) 2 passi sbarre per la connessione con i due montanti ATR150/380kV;
- 2) 2 passi sbarre per il parallelo tra i due sistemi di sbarre a 150kV;
- 3) 4 stalli ingresso produttori già esistenti, dei quali 2 con ingresso in cavo e due con ingresso linea aerea;
- 4) 6 passi sbarre attualmente liberi per la realizzazione di altrettanti stalli di ingresso a 150kV;
- 5) Una viabilità laterale, ad EST, della larghezza di circa 8m.

L'elettrodotto interrato percorrerà tale viabilità laterale, per poi attestarsi sul secondo passo sbarre libero a SUD del montante ATR150/380kV, riquadrato in rosso nell'immagine precedente, mediante un montante di ingresso AT 150kV a specifica TERNA, del quale costituirà opera di Utenza solo il terminale cavo di arrivo.

L'ipotesi di connessione alla RTN, prevede in definitiva:

- Realizzazione di un montante arrivo AT 150kV, in area condivisa a ridosso delle Sottostazioni Produttori;
- Realizzazione di un collegamento alla RTN mediante elettrodotto interrato posato in mortar in cunicolo in lastre di calcestruzzo;
- Realizzazione di un montante di Partenza in area TERNA, collegato al doppio sistema di sbarre a 150kV ivi esistenti.

6. PROTEZIONI ELETTRICHE

Nell'impianto elettrico saranno realizzate le protezioni contro le sovracorrenti e i contatti diretti e indiretti. Tali protezioni con funzioni 50, 50N, 51, 51N e 67N, saranno realizzate mediante un relè di protezione installato su ogni interruttore di media tensione presente in ognuna delle cabine elettriche di trasformazione, nonché sugli interruttori di media tensione della cabina elettrica di fine serie e alimentazione servizi di centrale, per un totale di 27 protezioni, qui di seguito elencate:

- n. 42 protezioni di media tensione presenti in ogni cabina di trasformazione con funzioni 50,51 e 51N;
- n. 2 protezioni di media tensioni presenti nelle 2 cabine di Raccolta e Cabina di Sottostazione, con funzioni 50, 50N, 51, 51N e 67N.

Per ogni interruttore di media tensione, il relè di protezione agirà direttamente su esso. Il relè sarà collegato mediante TA e TV posto nello stesso scomparto dell'interruttore MT asservito alla protezione.



Fig. 45. Immagine REF 601.



Fig. 46. Immagine REF 615.

Il relè di protezione agisce sul dispositivo generale mediante una bobina di apertura a mancanza di tensione; tale bobina è asservita dalla protezione generale che ne provoca l'apertura in caso di intervento della protezione. Con tale bobina al mancare, per qualsiasi motivo, dell'alimentazione della protezione generale, il dispositivo generale deve porsi in condizioni di apertura.



7. SISTEMA DI MISURA DELLA ENERGIA

Nell'impianto saranno previste due misure di energia attuate in modo indipendente:

- misura dell'energia prodotta, da installare a discrezione del cliente all'uscita dei gruppi di generazione, nelle Cabine di raccolta;
- Misure destinata alla contabilizzazione della energia immessa nel punto di consegna (a monte dell'interruttore di arrivo della Cabina MT nei locali tecnici in SottoStazione Produttore).

7.1 MISURA ENERGIA AL PUNTO DI CONSEGNA

Per favorire il calcolo dei parametri di performance dell'impianto ed avere una misura puntuale di energia, lo scomparto di arrivo del QMT è equipaggiato in modo idoneo per la derivazione di una misura di tensione e corrente ad uso misurazione di energia.

I misuratori sono in grado di misurare l'energia prodotta su base oraria, idonei per l'interrogazione e l'acquisizione delle misure per via telematica, debitamente certificati e sigillati prima della messa in esercizio.

I circuiti volumetrici sono derivati da un nucleo dedicato del TV installato nel QMT e derivati su morsettiera sigillabile.

I circuiti volumetrici sono derivati da un nucleo dedicato del TA installato nel QMT e derivati su morsettiera sigillabile.

Sebbene la misura in questione non abbia valore fiscale sono messe in atto le seguenti misure antifrode:

- Predisposizione per la sigillatura delle calotte dei contatori, delle morsettiere dei TA e delle morsettiere di sezionamento dei circuiti amperometrici;
- impiego di cavi schermati con schermo a terra per i circuiti secondari dei TA.

8. IMPIANTI AUSILIARI DI CAMPO

8.1 GENERALITÀ

Tutti gli impianti speciali con parti all'esterno delle cabine di trasformazione sono realizzati con modalità di protezione dai contatti indiretti del tipo "mediante componenti elettrici di Classe II o con isolamento equivalente".

Negli impianti speciali vengono annoverati i seguenti:

- impianto di illuminazione;
- impianto antintrusione;
- impianto di videosorveglianza;

Tutti i modelli in appresso indicati sono qui riportati a scopo esemplificativo, e potranno subire variazioni in fase esecutiva.

8.2 IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE

Il parco fotovoltaico non sarà illuminato mediante dei proiettori posti in corrispondenza delle Cabine di Campo, Magazzino, Cabine di Raccolta e locali tecnici. Ci si limiterà ad usare tali corpi illuminanti da esterno, montati direttamente sui fabbricati, in numero da determinarsi in fase esecutiva, ed orientativamente pari a 16 nel sottoimpianto NORD e 5 nel sottoimpianto SUD da accendersi solo in occasione degli accessi da parte del personale per le manutenzioni ed ispezioni.

Gli apparecchi illuminanti saranno equipaggiati con lampade LED.

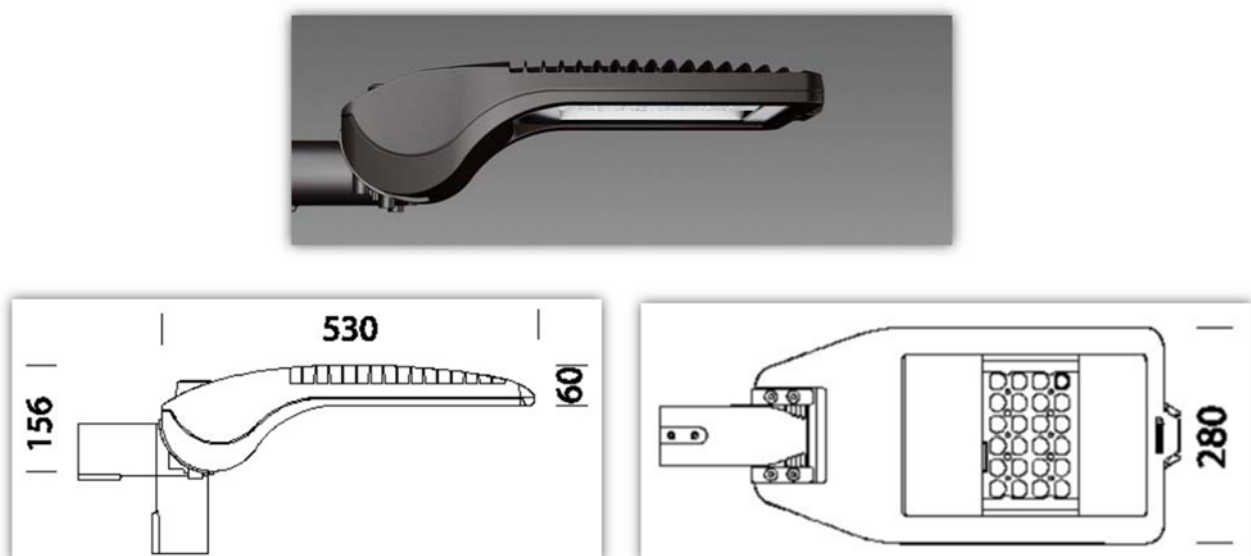


Fig. 47. Tipico apparecchio Illuminante a LED da montaggio a parete



8.3 IMPIANTO DI RIVELAZIONE INTRUSIONE

Il parco fotovoltaico sarà equipaggiato con un impianto di allarme antintrusione costituito fondamentalmente da:

1. protezione perimetrale, realizzata con barriere continue a raggi infrarossi e microonde, installate lungo la viabilità perimetrale;
2. protezione localizzata dei cancelli, realizzata mediante contatto magnetico perimetrale installato direttamente a bordo dei due cancelli;
3. protezione localizzata delle cabine elettriche, realizzata mediante contatti magnetici perimetrali sulle porte nonché sensore volumetrico a doppia tecnologia posto direttamente all'interno della cabina stessa.

Per la protezione perimetrale, poiché ogni barriera standard ha una portata massima di circa 200m, saranno installate più barriere singole poste una in fila alla successiva in modo da coprire integralmente tutta la lunghezza del perimetro del parco fotovoltaico per un totale di **32** barriere (22 nel T1N, 10 nel T1S).

La centrale di allarme antintrusione sarà installata insieme alle altre apparecchiature elettroniche nel Locale Tecnico.

Saranno inoltre installati:

1. una tastiera elettronica a combinazione numerica per l'inserimento e disinserimento dell'impianto di allarme antintrusione;
2. una sirena esterna di alta potenza e comunque sufficiente ad allarmare tutta la zona;

La centrale di allarme antintrusione sarà inoltre equipaggiata con:

1. combinatore telefonico per la trasmissione a distanza su numeri fissi e/o mobili del segnale di allarme nonché per consentire certe operazioni di controllo e operatività a distanza;
2. una scheda per la trasmissione del segnale all'ente di Vigilanza Locale.

Per il collegamento delle barriere poste perimetralmente si utilizzeranno cavi twistati e schermati e con grado di isolamento 4, quindi adatti sia per la posa interrata sia per la posa insieme con i cavi di energia. Tali cavi saranno posati in una canalizzazione interrata corrente perimetralmente all'interno della recinzione esclusivamente dedicata per la posa dei cavi dell'impianto di allarme antintrusione nonché dei cavi dell'impianto di TVCC. Questa canalizzazione sarà dello stesso tipo e realizzata con le stesse modalità della canalizzazione interrata per gli impianti di energia. Quindi si utilizzeranno cavidotti flessibili corrugati in PVC a doppia parete, liscia internamente e corrugata esternamente. Tali cavidotti saranno posati ad una profondità di almeno 70cm rispetto al piano di campagna. Per la posa dei cavidotti sarà quindi realizzato uno scavo di profondità 80cm e larghezza pari a 30cm. Eseguito lo scavo, prima della posa dei cavidotti sarà



realizzato un letto di sabbia dello spessore di circa 10cm; inoltre dopo la posa dei cavidotti questi saranno ricoperti con uno strato ulteriore superiore di sabbia di spessore pari a 15cm. La parte rimanente dello scavo sarà riempito con terreno risultante dallo scavo. Il materiale di risulta avanzante sarà trasportato a discarica autorizzata. Lungo il percorso dei cavidotti saranno realizzati dei pozzetti elettrici con funzione di rompitratte e/o derivazione rispettivamente per i tratti lineari più lunghi e per i punti di cambiamento di direzione. In particolare i pozzetti saranno realizzati in corrispondenza del punto di installazione dell'organo emettitore o ricevitore di una barriera perimetrale. I pozzetti saranno con corpo in cls prefabbricato e chiusino superiore di chiusura in cls. Il fondo del pozzetto dovrà essere di tipo drenante per consentire il facile deflusso delle acque che in esso si raccolgono.

Tutti i cavi dell'impianto di allarme antintrusione dovranno essere preferibilmente attestati direttamente ai morsetti delle apparecchiature da collegare; qualora siano necessarie giunzioni di cavi queste devono essere eseguite esclusivamente all'interno di cassette di derivazione e nei pozzetti interrati. Nel primo caso si utilizzeranno cassette in PVC IP55 e i collegamenti saranno realizzati con appositi morsetti a cappello di dimensioni adeguate al numero e sezione dei cavi da collegare; nel caso di pozzetti si utilizzeranno esclusivamente giunti a resina colata. La centrale di allarme antintrusione sarà alimentata direttamente dal quadro bT posto nel locale guardiania; conseguentemente sarà alimentata anche da un gruppo di continuità. Lo stesso quadro alimenterà i quadri di alimentazione barriere antifurto QAC posti lungo tutto il perimetro del parco in corrispondenza delle barriere. Tutti i quadri QAC verranno installati in appositi armadietti in vetroresina posizionati nelle vicinanze.

E' prevista un'unità centrale installata all'interno del locale servizi (guardiania) dalla quale è possibile monitorare lo stato dell'impianto ed analizzare eventi. L'unità centrale può essere collegata ad una o più unità remote.

Il sistema è altresì dotato di modulo ETHERNET in modo che sia possibile accedere da remoto alle informazioni del sistema.

L'intero impianto di rivelazione intrusione dovrà essere realizzato in Classe II o con isolamento equivalente; a tal fine, i dispositivi di alimentazione/ripetizione del segnale sono apparecchiature in Classe II, le condutture di alimentazione sono realizzate mediante impiego di conduttori in classe 0.6kV/1kV e le derivazioni sono effettuate entro cassette in materiale isolante e con ripristino dell'isolante stesso.

8.4 IMPIANTO DI VIDEO-SORVEGLIANZA

L'impianto FV è dotato anche di un impianto di videosorveglianza con telecamere termiche collegate ad una postazione centrale di videoregistrazione ed archiviazione delle immagini posto all'interno del locale servizi e guardiania.

Le telecamere saranno installate sui pali preposti, usati anche per le barriere ad infrarossi, ad altezza di 3m, in modo da avere la visione completa del perimetro dell'impianto interno alla mitigazione arborea e la visione completa di tutto l'interno dell'impianto (visione dei pannelli); una o più telecamere sono del tipo Speed Dome con zoom minimo 35 x in modo da vedere qualsiasi punto del campo e gestibile mediante il video registratore sia in loco che da remoto.

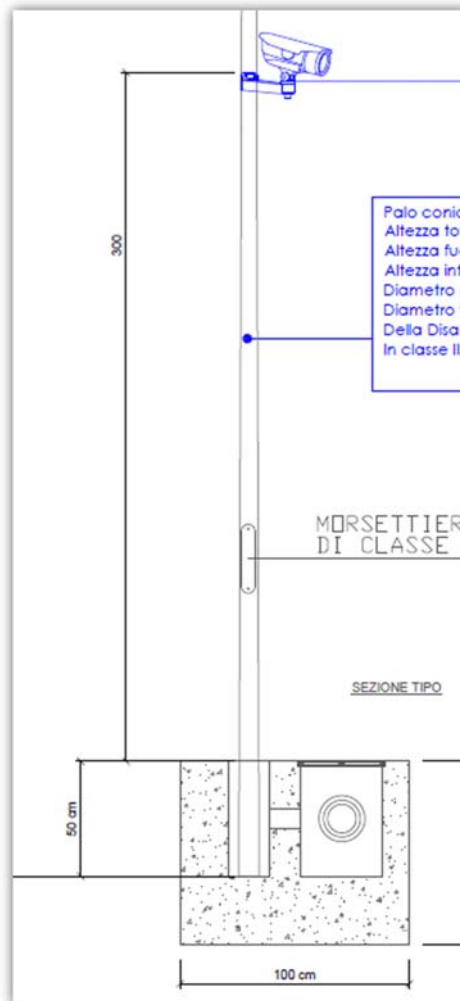


Fig. 48. – Installazione telecamera su palo preposto

A segnale di allarme l'operatore da remoto può comandare la telecamera ed ingrandire l'immagine sul punto allertato e prendere le decisioni opportune.

Le telecamere saranno dotate di alimentatore indipendente in grado di dare energia alle stesse ed alle custodie per almeno 10 ore.

Il complesso di video registrazione sarà dotato di gruppo di continuità da 10 kVA in grado di alimentare il videoregistratore, lo switch ed il trasmettitore satellitare per almeno 2 ore ed all'interno è dotato di Hard disk (almeno n.2 da 2 TByte) in modo da poter archiviare le immagini in continua per almeno 7 giorni.



Ciascun dispositivo di ripresa è posto in custodia termostata al fine di evitare fenomeni di condensazione e è ad alta sensibilità (0,05 lux minima illuminazione per immagini a colore e 0,0001 lux minima illuminazione per immagini in bianco e nero).

L'intero impianto di TVCC sarà realizzato in Classe II o con isolamento equivalente; a tal fine, le telecamere sono apparecchiature in Classe II, le condutture di alimentazione sono realizzate mediante impiego di conduttori in classe 0.6kV/1kV e le derivazioni sono effettuate entro cassette in materiale isolante e con ripristino dell'isolante stesso.

La registrazione delle immagini potrà essere a ciclo continuo, ed il sistema deve permettere l'archiviazione di immagini relative a due settimane solari.

Il software di gestione della videosorveglianza da remoto è in grado di:

- Gestire diversi monitor per diversi impianti;
- Condividere il monitor per la visione contemporanea di diverse telecamere di un singolo impianto;
- Consentire la visione delle immagini registrate;
- Associare un suono di allarme diverso per ogni impianto.
- Gestire allarmi perdita video, motion detection;
- Inviare le immagini di un allarme ad un numero telefonico;
- Far gestire la Speed Dome all'operatore remoto (rotazione, zoom, messa a fuoco);
- Programmare il motion detector a zone ed orari;
- Gestire la registrazione sia manuale che su evento.

9. IMPIANTO DI SUPERVISIONE E CONTROLLO

Il sistema di controllo è realizzato in maniera tale da consentire la supervisione ed il controllo dell'intero impianto da postazione centrale, basato su una soluzione industriale standard, e tale da consentire l'accesso alle informazioni provenienti dai dispositivi in campo, inverter e cabine di trasformazione.

Il sistema di controllo è in grado di verificare se la produzione di energia prodotta è congruente con quella che il generatore fotovoltaico è in grado di produrre. Questa funzione è realizzata elaborando con opportuno software i dati di corrente, tensione, energia acquisiti con i valori che a quelle specifiche condizioni meteorologiche il generatore fotovoltaico dovrebbe produrre. Le condizioni meteorologiche e l'irraggiamento sono acquisiti con misuratori di velocità del vento, termometri ed opportune celle di riferimento calibrate. Eventuali scostamenti dalla produzione prevista a progetto è segnalata all'operatore. L'architettura del sistema è del tipo distribuito, basato su una dorsale Ethernet in fibra ottica di connessione tra il centro di controllo principale e le cabine di trasformazione, ove sono collocati gli apparati di rete (switch) per la connessione del singolo sottosistema.

I dispositivi comunicheranno con il sistema di supervisione/controllo attraverso protocolli quali ModBus RTU e ModBus TCP/IP, in maniera tale da permettere all'operatore di avere su display la situazione in tempo reale dell'intero impianto. L'architettura generale del sistema è rappresentata in figura seguente:

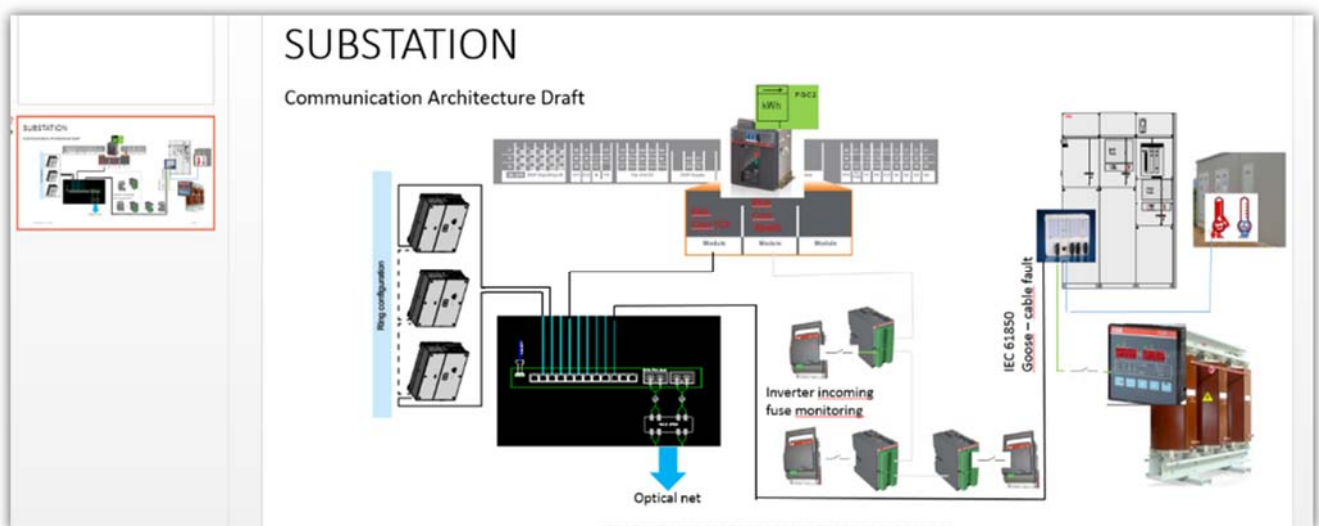


Fig. 49. – Architettura del sistema di supervisione e controllo

La supervisione e controllo per la parte di media, sarà dotata di un sistema di protezione ed automazione per permettere di individuare ed isolare un guasto del cavo.

Il sistema dovrà consentire di individuare la comparsa del guasto nella rete, l'apertura dell'interruttore a monte (quadro master) che connette il ramo dell'impianto alla rete che presenta il guasto, isolare il tratto di cavo guasto tramite l'apertura degli apparecchi di interruzione e infine riconfigurare l'impianto

prevedendo la chiusura in sequenza degli apparecchi di interruzione e dell'interruttore generale di monte. Le principali parti che compongono il sistema oltre a quanto necessario come mezzo ed elementi di interconnessione (es. rete, switch ethernet) sono:

- Modulo indicatore di guasto direzionale tipo RIO 600 in ogni stazione con comunicazione ethernet IEC 61850 ed orizzontale via GOOSE.

- sensori di ultima generazione, presenti in ogni stazione per fornire misure di tensione e di corrente per la protezione direzionale

- Dispositivo elettronico intelligente tipo REF615, progettato per la protezione principale di massima corrente e di guasto a terra per le partenze linea cavi, impiegato nel sistema per la protezione dell'interruttore a monte (sottostazione master). Il ref 615 dispone di sistema di comunicazione nativo IEC 61850 e include messaggistica rapida GOOSE.

Il sistema di automazione dovrà essere predisposto per interfacciarsi con uno SCADA di impianto tramite protocollo IEC61850 per ottenere in tempo reale e da remoto le informazioni e lo stato di diagnostica della rete. Mentre per la parte di bassa, il controllo sarà effettuato dall'interruttore generale posto nel Power Center QPC, il quale tramite moduli aggiuntivi come EkipCom TCP e EkipCom RS-485 sarà in grado di monitorare e supervisionare tutte le apparecchiature di bassa tensione così come mostrato in Figura 50 e meglio specificato nelle tavole allegate.

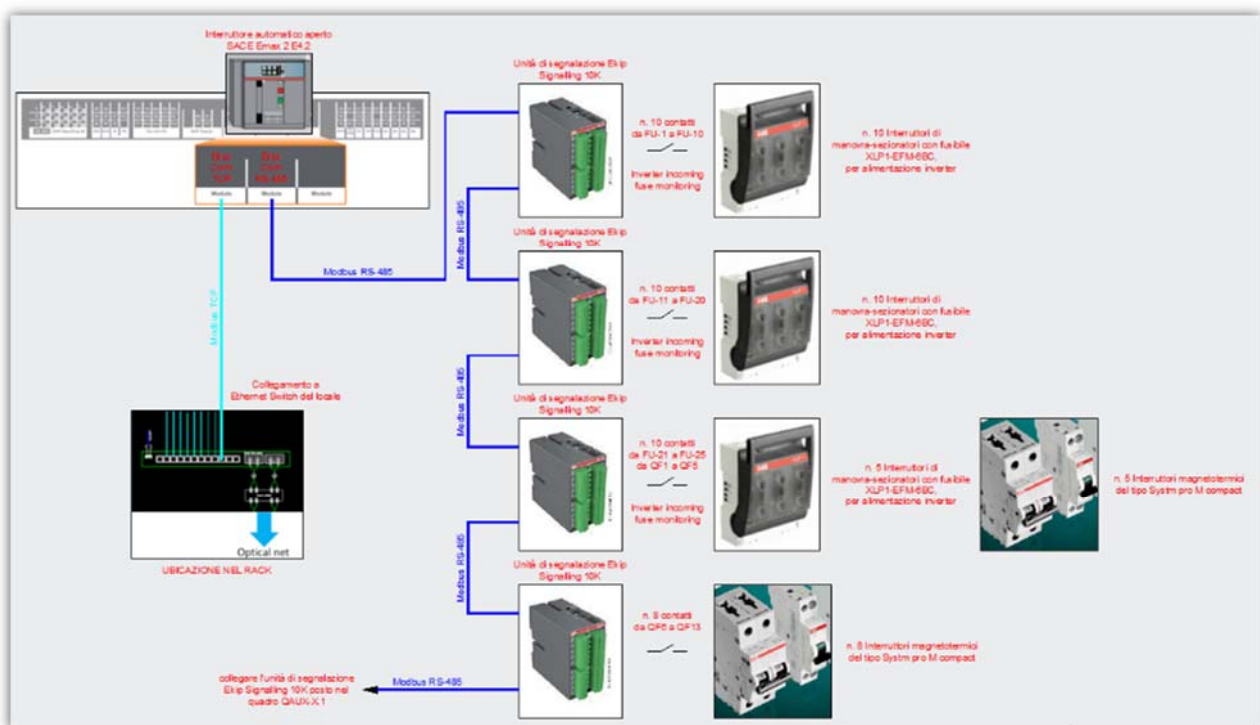


Fig. 50. – Architettura del sistema di supervisione e controllo bT



10. IMPIANTO DI MESSA A TERRA

Lungo tutto il percorso degli scavi che saranno realizzati per la posa dei cavidotti elettrici, sarà posata anche una corda di rame nuda di sezione pari a 50mm² direttamente interrata. Per ogni cabina si avrà un dispersore ad anello in corda di rame nuda di sezione pari a 50 mm² direttamente interrata posto perimetralmente alla cabina di trasformazione e posata direttamente nel terreno. In corrispondenza di ciascuno dei quattro angoli dell'anello alla cabina di trasformazione MT/bt sarà collegato un dispersore verticale in profilato a T in Ac/Zn 50x50x5 mm L=1,5m. Il dispersore ad anello sarà quindi collegato con altri elementi disperdenti costituiti da corda di rame nuda direttamente interrata da 50mm² negli scavi praticati per la posa dei cavidotti elettrici di collegamento degli impianti di produzione.

In questo modo si otterrà un dispersore unico e generale dell'impianto di terra che si estende dalla cabina verso gli impianti di produzione; questa geometria consente non solo di abbassare il valore della resistenza totale dell'impianto di terra e quindi della tensione totale di terra dell'impianto di terra.

Si avrà così un dispersore unico e generale dell'impianto di terra di tipo orizzontale a rete magliata. Le connessioni dei vari tratti di dispersore saranno eseguiti mediante appositi morsetti in ottone a "C" a crimpare. Lungo il percorso di sviluppo del dispersore dell'impianto di terra, saranno praticate apposite derivazioni necessarie per il collegamento a terra:

1. delle strutture di sostegno dei moduli FTV; la struttura di sostegno di ciascuna delle schiere di moduli FTV sarà collegata a terra in due punti estremi.
2. della barra collettrice posta sul pilastrino di sostegno quadri di stringa;
3. del collettore di terra da realizzarsi all'interno della cabina elettrica generale di conversione e trasformazione; a tale collettore saranno quindi collegate tutte le masse, mediante appositi conduttori equipotenziali, nonché i conduttori di terra, di protezione e funzionali, presenti nella cabina.

Le derivazioni di che trattasi dal dispersore dell'impianto di terra, saranno realizzate mediante tratto di corda di rame nuda da 50mm² collegata: da un estremo alla corda di rame nuda interrata del dispersore, mediante apposito morsetto a "C" a crimpare; dall'altro alla struttura o collettore da mettere a terra mediante apposito capicorda a crimpare imbullonato alla struttura o collettore stessi. Come sopra già descritto, lo schermo dei cavi MT, essendo collegato a terra, diventerà parte integrante dell'impianto di terra contribuendo di fatto all'unicità e generalità del dispersore dell'impianto di terra e quindi all'equipotenzializzazione dell'area della centrale fotovoltaica. A completamento dei lavori sarà eseguita la misura della resistenza totale dell'impianto di terra allo scopo di verificare il coordinamento dello stesso con le protezioni elettriche installate nell'impianto e con quello del distributore locale ai fini della



protezione contro i contatti indiretti per guasti monofasi a terra in MT. In particolare si dovrà verificare la seguente relazione:

$$R_E \leq R_{EP} = U_E / I_F = U_{TP} / I_F$$

Essendo:

- R_E = resistenza totale di terra dell'impianto.
- R_{EP} = valore massimo ammissibile della resistenza totale di terra dell'impianto.
- U_E = valore massimo ammissibile della tensione totale di terra
- U_{TP} = valore massimo ammissibile della tensione di contatto, (CEI 99-3/EN 50522), a sua volta stabilita in relazione al tempo di intervento delle protezioni;
- I_F = corrente di guasto monofase a terra in MT.



11. PROTEZIONE SCARICHE ATMOSFERICHE

In fase di design verrà redatta una relazione per l'analisi del rischio di fulminazione sul campo fotovoltaico, in particolare per il calcolo vengono utilizzati i parametri indicati nel seguito codificati dalle norme per il tipo di impianto.

Fulminazione diretta:

- è stato ipotizzato di *accettare* il rischio economico derivante da danni alle strutture portanti dei moduli ed ai moduli stessi;
- è stato valutato il rischio di danno alle vite umane, per tensioni di contatto e/o passo al fine di definire le conseguenti azioni correttive;

Fulminazione indiretta:

- È stato ipotizzato di *non accettare* a priori il rischio economico derivante agli impianti interni (moduli, quadri ed inverter) ed imporre le conseguenti azioni correttive;

A valle di quanto sopra, la protezione dal fulmine del parco fotovoltaico è conseguita mediante l'adozione delle seguenti misure correttive:

- installazione di cartello ammonitore all'ingresso di ciascuno dei tre campi;
- rispetto di particolari accorgimenti costruttivi nella realizzazione dei collegamenti in campo, mirati a minimizzare il flusso concatenato del campo magnetico indotto dal fulmine;
- installazione di sistemi di protezione dalle sovratensioni (SPD) di tipo 2 ai terminali DC degli inverter;
- installazione di sistemi di protezione dalle sovratensioni (SPD) sulle linee di comunicazione (telefonia e/o trasmissione dati) entranti nei campi fotovoltaici dall'esterno.

11.1 RIDUZIONE DEL RISCHIO FULMINAZIONE - ACCORGIMENTI COSTRUTTIVI

Al fine di minimizzare il flusso concatenato del campo magnetico indotto dal fulmine, i conduttori in campo sono posati entro canali metallici con coperchio, e devono essere realizzati collegamenti in maniera tale che l'area della spira formata sia minima, oppure formando due anelli nei quali la corrente circoli in versi opposti.

A beneficio di chiarezza è fornita, quale estratto da NRif2, una schematizzazione tipica di tali modalità di collegamento.

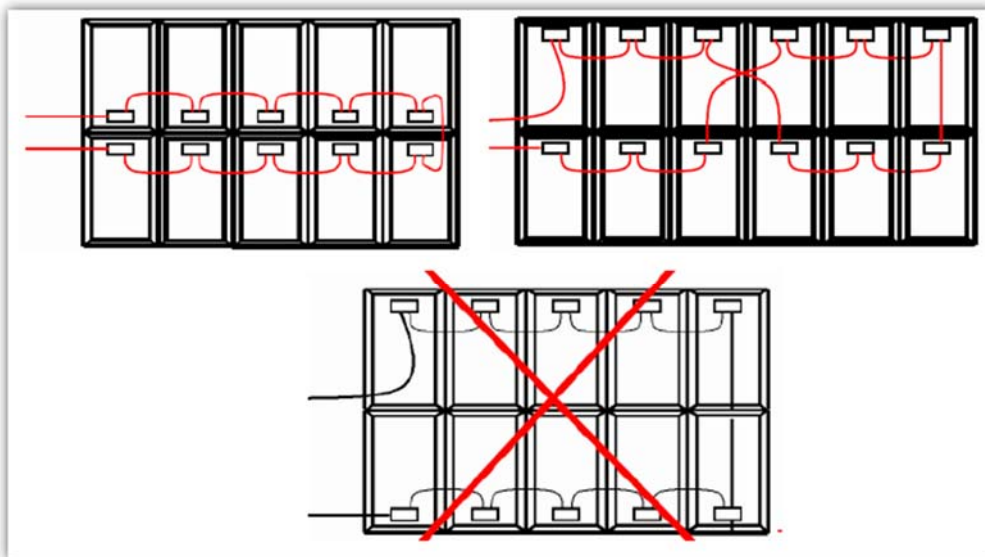


Fig. 51. - Estratto dalla guida tecnica CEI 82-25 relativa alla modalità di cablaggio di stringa

11.2 RIDUZIONE DEL RISCHIO FULMINAZIONE - INSTALLAZIONE SPD

Tutti i sistemi di protezione dalle sovratensioni (SPD) sono equipaggiati con contatto di stato del dispositivo di protezione stesso, e tale contatto è supervisionato, individualmente o a gruppi, dal sistema di supervisione centrale.

L'eventuale raggruppamento di tali contatti di stato è tale da limitare entro tempi ragionevoli la ricerca e sostituzione dello scaricatore intervenuto.

Qualora venissero impiegati fusibili a protezione degli scaricatori di sovratensione, i relativi portafusibili saranno del tipo con segnalazione visiva dello stato di intervento.



12. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO E SUE FASI

12.1 Realizzazione intervento

Vista la natura delle opere previste, le attività di cantiere saranno quelle tipiche di un cantiere di tipo edile. In fase di cantiere si prevede di occupare le aree previste dall'occupazione definitiva per gli impianti in progetto in fase di esercizio oltre ad alcune aree adiacenti per l'alloggiamento dei materiali e dei macchinari necessari alle fasi lavorative.

Le emissioni in atmosfera durante tale fase si prevede siano, nel primo periodo relativo alla preparazione e livellamento dell'area e alla realizzazione delle fondazioni, analoghe a quelle di un cantiere edile, e successivamente trascurabili, quando prevarranno operazioni di assemblaggio e carpenteria.

Anche dal punto di vista del rumore, le opere descritte sono associate ad emissioni sonore confrontabili a quelle di un normale cantiere edile, ma caratterizzate da una durata limitata nel tempo.

Il traffico indotto dal trasporto dei materiali e dei rifiuti si prevede sia di entità trascurabile, e non generi impatti sulle diverse componenti ambientali.

Il cantiere in oggetto si svilupperà attraverso fasi lavorative che, a livello preliminare, vengono di seguito elencate:

1. *delimitazione dell'area di cantiere;*
2. *pulizia delle aree;*
3. *eventuali livellamenti e realizzazione delle aree;*
4. *installazione di strutture di servizio quali strutture provvisorie, uffici di cantiere, mense, box,*
5. *servizi igienici e quanto altro necessario;*
6. *realizzazione piazzole di stoccaggio;*
7. *realizzazione aree di parcheggio;*
8. *realizzazione cartellonistica e segnaletica interna ed esterna al cantiere;*
9. *realizzazione della viabilità di servizio;*
10. *realizzazione dei collegamenti elettrici comprendente opere di scavo a sezione e posa di cavidotti interrati;*
11. *realizzazione recinzione;*
12. *installazione delle strutture di supporto e posa dei pannelli;*
13. *messa a dimora di piante e quanto altro previsto;*
14. *realizzazione opere elettriche e cabine di trasformazione e consegna;*
15. *dismissione dell'area di cantiere e collaudo degli impianti.*

Relativamente ai rischi connessi alle lavorazioni dovranno essere analizzate e quindi adottate misure preventive (consistenti nella formazione ed informazione dei lavoratori) ed attuative (utilizzo dei dispositivi di protezione, indicazioni su ogni singola fase lavorativa, utilizzo della segnaletica e della segnalazione, utilizzo misure di protezione verso aree critiche, disposizione cartellonistica e segnaletica di cantiere).

Ogni impresa dovrà quindi ottemperare ai contenuti del piano operativo di sicurezza oltre a quanto previsto dalle normative vigenti; dovranno essere trattate nello specifico le limitazioni all'installazione (condizioni atmosferiche ed ambientali) ed ogni altro rischio a cui saranno esposti i lavoratori.

12.2 CRONOPROGRAMMA DEI LAVORI DI ESECUZIONE

I tempi di realizzazione dell'impianto saranno pari a circa 15 mesi.

La costruzione dell'impianto sarà avviata immediatamente dopo l'ottenimento dell'Autorizzazione a costruire, previa realizzazione del progetto esecutivo e dei lavori di connessione.

Mese	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Forniture															
Moduli PV	■	■	■	■	■	■									
Inverter e trafi			■	■	■	■	■	■							
cavi			■	■	■	■	■	■							
quadristica			■	■	■	■	■	■							
cabine			■	■	■	■	■	■							
strutture metalliche	■	■	■	■	■	■									
Costruzioni - Opere civili															
Approntamento cantiere	■	■													
Preparazione terreno	■	■	■												
Realizzazione recinzione	■	■	■	■											
Realizzazione viabilità di campo		■	■	■	■										
Posa pali di fondazione			■	■	■	■	■	■							
Posa strutture metalliche			■	■	■	■	■	■	■	■					
Montaggio pannelli				■	■	■	■	■	■	■	■	■	■		
Scavi posa cavi				■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
Posa locali tecnici					■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
Opere idrauliche	■	■	■	■	■	■									
Opere impiantistiche															
Costruzione della stazione utente	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■					
Collegamenti moduli FV					■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
Installazione inverter e trafi						■	■	■	■	■	■	■	■	■	
Posa cavi							■	■	■	■	■	■	■	■	
Allestimento cabine										■	■	■	■	■	
Commissioning e collaudi													■	■	■

12.3 DISMISSIONE DELL'IMPIANTO

L'impianto sarà interamente smantellato al termine della sua vita utile, prevista di 25/30 anni dall'entrata in esercizio, l'area sarà restituita come si presente allo stato di fatto attuale.

A conclusione della fase di esercizio dell'impianto, seguirà quindi la fase di "decommissioning", dove le varie parti dell'impianto verranno separate in base alla caratteristica del rifiuto/materia prima seconda, in modo da poter riciclare il maggior quantitativo possibile dei singoli elementi. I restanti rifiuti che non potranno essere né riciclati né riutilizzati, stimati in un quantitativo dell'ordine dell'1%, verranno inviati alle discariche autorizzate.

Per dismissione e ripristino si intendono tutte le azioni volte alla rimozione e demolizione delle strutture tecnologiche a fine produzione, il recupero e lo smaltimento dei materiali di risulta e le operazioni necessarie a ricostituire la superficie alle medesime condizioni esistenti prima dell'intervento di installazione dell'impianto.

In particolare, le operazioni di rimozione e demolizione delle strutture nonché recupero e smaltimento dei materiali di risulta verranno eseguite applicando le migliori e più evolute metodiche di lavoro e tecnologie a disposizione, in osservazione delle norme vigenti in materia di smaltimento rifiuti.

La descrizione e le tempistiche delle attività sono riportate nell'elaborato Rif. "Piano di dismissione" che prevede una durata complessiva di circa 10 mesi. Di seguito si riporta il cronoprogramma dei lavori di dismissione impianto e i costi relativi.

ATTIVITA' LAVORATIVE	OPERAZIONI DI DISMISSIONE									
	1mese	2mese	3mese	4mese	5mese	6mese	7mese	8mese	9mese	10mese
SMONTAGGIO DEI PANNELLI	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
SMONTAGGIO DELLE STRUTTURE DI SUPPORTO				■	■	■	■	■	■	■
SFILAGGIO DELLE FONDAZIONI				■	■	■	■	■	■	■
DEMOLIZIONE DEI MANUFATTI CABINE DI TRASFORMAZIONE					■	■	■	■	■	■
DEMOLIZIONE DEL MANUFATTO CABINA DI CAMPO						■	■	■	■	■
TRASPORTO A DISCARICA DEL MATERIALE DI RISULTA DELLE CABINE						■	■	■	■	■
SFILAGGIO CAVI	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
OPERE STRADALI: SMANTELLAMENTO DELLA VIABILITA' INTERNA AL PARCO FV				■	■	■	■	■	■	■
TRASPORTO A DISCARICA DEL MATERIALE DI RISULTA						■	■	■	■	■
RIMODELLAMENTO E STESA DI TERRENO DA COLTIVO						■	■	■	■	■
SEMINA DI CEREALI									■	■



13. ANALISI RICADUTE SOCIALI-OCUPAZIONALI

Il presente paragrafo analizza il rapporto tra i costi ed i benefici derivanti dalla realizzazione e dall'esercizio del Parco Agrovoltaico, meglio descritti nel quadro economico e nelle relative relazioni specialistiche.

In particolare, l'analisi ha compreso l'individuazione e la valutazione degli aspetti economici del Progetto, in termini di costi e ricadute positive, e confrontando questi con gli effetti ambientali, positivi e negativi, conseguenti alla realizzazione del Progetto stesso.

13.1 L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO ED IL PROGETTO AGRICOLO

L'esigenza di produrre energia rinnovabile è oggi quanto mai sentita per ridurre gli effetti negativi dell'inquinamento e del cambiamento climatico legati all'utilizzo di energie fossili. L'associazione tra impianto fotovoltaico di nuova generazione (ad inseguimento solare) e l'attività agricola rappresenta una soluzione innovativa dell'impiego del territorio che trova giustificazione nel maggiore output energetico (*LER, Land Equivalent Ratio*) complessivamente ottenuto dai due sistemi combinati rispetto alla loro realizzazione individuale.

Attraverso la scelta di idonee colture e di una configurazione di impianto adeguata, con interasse dei pannelli

fotovoltaici di 12,15 m, è possibile sfruttare per scopi agricoli tutta la superficie del terreno posta tra le stringhe dei pannelli solari. Inoltre, la rotazione annuale delle diverse colture garantisce un perfetto equilibrio e adattamento delle piante alle specifiche e variabili condizioni di illuminamento, favorendo l'una o l'altra essenza in funzione delle variabili condizioni microclimatiche che si determinano a diverse distanze dal filare fotovoltaico.

Nel bilancio tra costi e benefici del Progetto sono stati presi in considerazione gli aspetti della programmazione di settore, in particolare gli andamenti della produzione energetica e gli obiettivi della pianificazione energetica italiana.

Le ricadute economiche dirette ed indirette sul territorio dovute alla realizzazione del parco agrovoltaico saranno, nella fase di costruzione:

- pagamento degli oneri e tributi conseguenti all'acquisizione dei diritti reali sulle aree interessate dall'intervento;
- coinvolgimento di imprese locali per:
 - *realizzazione delle opere civili e relative forniture sia per l'impianto che per le opere connesse;*
 - *realizzazione delle opere elettromeccaniche sia per l'impianto che per le opere connesse;*
 - *trasporti e movimentazione materiali per la realizzazione dell'impianto e delle opere connesse;*



- *fornitura ed attività di piantumazione*

Di seguito sono esposti i benefici diretti e indiretti che si verificano nella fase operativa di gestione dell'impianto.

Benefici economici:

- concessione a titolo gratuito delle superfici interessate dalle coltivazioni;
- manodopera specializzata per lo svolgimento delle attività di manutenzione elettromeccanica dell'impianto;
- manodopera specializzata per lo svolgimento delle attività di pulizia dei moduli;
- manodopera specializzata per lo svolgimento delle attività di manutenzione del verde di mitigazione;
- manodopera specializzata per lo svolgimento delle attività agricole;
- organizzazione e svolgimento di idonei corsi di formazione per la sicurezza di tutto il personale di cui sopra;
- svolgimento dell'attività di sorveglianza;
- benefici sulla produzione di energia su territorio nazionale;
- approvvigionamento di foraggio per allevamenti locali in filiera corta ai fini della promozione e sviluppo di un'economia circolare virtuosa, fondata sulla sinergia della imprenditoria del settore agro-zootecnico presente sul territorio.

Benefici ambientali:

- riduzione emissioni CO₂ con effetti positivi sul cambiamento climatico;
- preservazione della qualità del terreno e della biodiversità;
- presenza di un corridoio ecologico per la fauna selvatica attraverso la realizzazione aggiuntiva delle siepi perimetrali con specie arbustive ed arboree autoctone;
- benefici sulle colture connessi al minor irraggiamento e alla riduzione dello stress idrico dell'area;
- benefici connessi alle misure compensative a favore dei Comuni interessati.

Infine, i benefici diretti e indiretti che si verificano alla fine del ciclo di vita dell'impianto sono:

- manodopera per il ripristino dello stato dei luoghi dell'area di impianto, della viabilità interessata dagli elettrodotti e dell'area di trasformazione;



- assenza di opere permanenti e possibilità di ripristino ad uso agricolo della superficie precedentemente interessata dall'impianto fotovoltaico;
- benefici correlati alla rigenerazione delle terreno che sarà ideale anche per le coltivazioni agricole di maggiore pregio (es. ortaggi, frutteto, vigneto).

San Severo, Ottobre 2021

STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA

Ingr. MEZZINA Antonio

