

# Impianto fotovoltaico con agricoltura integrata “La Cipollona”

## Comune di Pozzolo Formigaro (AL)

Proponente



Renantis Italia S.r.l.

c/o Copernico Milano Martesana  
Viale Monza, 259, 20126 Milano  
www.renantis.com – tel. 0224331  
Cap. Soc. € 10.000 int.vers. .  
Sede legale: Corso Italia, 3, 20122 Milano



### RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA OPERE UTENTE PER LA CONNESSIONE

Progettista



**Tiemes Srl**

Via Riccardo Galli, 9 – 20148 Milano  
tel. 024983104/ fax. 0249631510  
[www.tiemes.it](http://www.tiemes.it)

0	29/09/2023	Prima emissione	LB	VDA		
Rev.	Data emiss	Descrizione	Preparato	Approvato		
Origine File: "21042.PZZ.PD.R.06.00 – Relazione tecnico descrittiva opere utente per la connessione.docx"		<b>CODICE ELABORATO</b>	Proc.	Tipo doc	Num	Rev
		Commessa	<b>PD</b>	<b>R</b>	<b>06</b>	<b>00</b>
		<b>21042</b> <b>PZZ</b>				
Proprietà e diritti del presente documento sono riservati – la riproduzione è vietata / Ownership and copyright are reserved – reproduction is strictly forbidden						

## INDICE

<b>1</b>	<b>Premessa</b> .....	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Scopo</b> .....	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>Proponente</b> .....	<b>6</b>
<b>4</b>	<b>Norme e documenti di riferimento</b> .....	<b>7</b>
<b>5</b>	<b>Descrizione generale del progetto</b> .....	<b>10</b>
5.1	Inquadramento territoriale .....	10
5.2	Descrizione della fonte utilizzata .....	12
5.3	Opere da realizzare .....	13
<b>6</b>	<b>Caratteristiche tecniche del generatore fotovoltaico</b> .....	<b>15</b>
6.1	Moduli fotovoltaici .....	15
6.2	Inseguitori solari.....	17
6.3	Quadri di campo.....	19
6.4	Power station .....	21
6.4.1	Inverter centralizzato .....	22
6.4.2	Trasformatore BT/36 kV .....	24
6.5	Cabine di smistamento.....	25
6.6	Distribuzione cavidotti a 36 kV .....	27
6.7	Misura dell'energia elettrica prodotta .....	28
6.8	Impianto di messa a terra.....	29
6.9	Servizi ausiliari .....	29
6.9.1	Impianto di illuminazione.....	30
6.9.2	Impianto di antintrusione .....	30
6.9.3	Impianto di videosorveglianza.....	30
6.9.4	Impianto antincendio .....	30
<b>7</b>	<b>Impianto di connessione alla RTN</b> .....	<b>32</b>
7.1	Impianto Utente per la connessione alla RTN.....	34
7.2	Impianto di Rete per la connessione alla RTN .....	35
7.2.1	Nuova SE di trasformazione 220/132/36 kV “Mandrino”.....	35
7.2.2	Nuovi raccordi aerei a 220 kV e 132 kV .....	41
<b>8</b>	<b>Sistema di protezione della centrale fotovoltaica</b> .....	<b>49</b>
8.1	Protezione della Centrale Fotovoltaica contro i guasti esterni.....	51
8.2	Protezioni della Centrale Fotovoltaica contro i guasti interni.....	52
<b>9</b>	<b>Sistema di regolazione e controllo</b> .....	<b>54</b>
9.1	Controllo della produzione .....	54
9.2	Modalità di avviamento e riconnessione alla rete.....	54



**Impianto fotovoltaico con agricoltura  
integrata “La Cipollona”  
Comune di Pozzolo Formigaro (AL)**  
RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA OPERE UTENTE  
PER LA CONNESSIONE



9.3 Regolazione della potenza reattiva .....55

## 1 Premessa

La società Renantis Italia Srl, d'ora in avanti il proponente, intende realizzare un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile fotovoltaica in area agricola all'interno del comune di Pozzolo Formigaro (AL), che si configura come area idonea ai sensi del D. Lgs. dell'8 novembre 2021, n. 199, art. 20, comma 8, lettera c-ter punto 1 e 3, in quanto ricade in parte entro i 500 metri da zona di cava e in parte entro i 300 metri dalla sede autostradale, come evidenziato alle tavole “21042.PZZ.SA.T.06.00 - Inquadramento su aree idonee let.c-ter”.

L'impianto fotovoltaico con agricoltura integrata denominato “La Cipollona” avrà una potenza elettrica di picco pari a 46'845,00 kW e sarà installato sui seguenti terreni agricoli, individuati al N.C.T. del comune di Pozzolo Formigaro:

- Foglio 2, particelle 27, 28, 43, 45, 46, 47, 52, 53, 60, 74, 78, 81, 120, 176, 181, 183 per circa 29,1 ha;
- Foglio 4, particelle 40, 49, 71, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 109, 110, 111, 112, 113, 114, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 162, 180, 194, 196, 198, 199, 202, 203, 206, 207, 208, 239, per circa 27 ha;
- Foglio 6, particelle 3, 38, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 259, 261, 263, 71, 199, 73, 74, 75, 196, per circa 11,9 ha.

La componente fotovoltaica verrà integrata da un progetto agricolo che prevede la piantumazione di un nocciolo intensivo multi-varietale unitamente alla costituzione di un prato stabile impiegato come cover crops durante tutto l'anno.

Data la potenza dell'impianto, superiore ai 10'000 kW, il servizio di connessione sarà erogato in alta tensione (AT), ai sensi della Deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 23 luglio 2008 n.99 e s.m.i.

La Soluzione Tecnica Minima Generale elaborata dal gestore della rete di trasmissione Terna prevede che la centrale fotovoltaica venga collegata in antenna a 36 kV su nuova Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 220/132/36 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 220 kV “Casanova – Vignole Borbera”, alla linea RTN a 220 kV “Italsider Novi – Vignole Borbera”; alla linea RTN a 132 kV “Aulara – Frugarolo”; alla linea RTN a 132 kV “Sezzadio – Spinetta Centrale”

Le opere progettuali sono sintetizzate nel seguente elenco:

- Impianto fotovoltaico composto da 74'952 moduli fotovoltaici in silicio monocristallino, 1'653 inseguitori solari monoassiali del tipo “double-portrait”, 12 power station (unità di conversione c.c./c.a. e trasformazione BT/36 kV), cabine di smistamento, cabine ausiliari, distribuzione dei cavidotti interrati in c.c. (fino a 1'500 V) e c.a. (a 36 kV);
- impianto di rete, consistente in una nuova SE a 220 kV della RTN da inserire in entra-esce alle linee RTN “Casanova – Vignole Borbera” a 220 kV, “Italsider Novi – Vignole Borbera” a 220 kV, “Aulara – Frugarolo” a 132 kV e “Sezzadio – Spinetta” a 132 kV.
- impianto di utenza per la connessione alla RTN, consistente nella rete di terra, nella rete di comunicazione in fibra ottica, nel cavidotto a 36 kV interamente interrato e sviluppato

principalmente sotto strade esistenti in antenna per il collegamento della centrale sulla nuova Stazione Elettrica.

I progetti del tipo in esame rispondono a finalità di interesse pubblico (riduzione dei gas ad effetto serra, risparmio di fonti fossili scarse ed importate) ed in quanto tali sono indifferibili ed urgenti, come stabilito dalla legge 1° giugno 2002, n. 120, concernente “Ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, fatto a Kyoto l’11 dicembre 1997” e dal 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” e s.m.i..

L'utilizzo di fonti rinnovabili comporta infatti beneficio a livello ambientale, in termini di tonnellate equivalenti di petrolio (TEP) risparmiate e mancate emissioni di gas serra, polveri e inquinanti.

## 2 Scopo

Scopo della presente relazione è illustrare le caratteristiche tecniche dell’impianto di connessione indicate all’interno della Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) ottenuta da Terna per la connessione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica denominato impianto fotovoltaico con agricoltura integrata “La Cipollona”, che il proponente intende realizzare nell’omonima località del comune di Pozzolo Formigaro (AL).

Ai sensi dell’allegato A alla deliberazione ARG/elt 99/08 “testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (testo integrato delle connessioni attive – TICA)”, si riportano le seguenti definizioni:

- **Impianto per la connessione**: insieme degli impianti realizzati a partire dal punto di inserimento sulla rete esistente, necessari per la connessione alla rete di un impianto di produzione. L’impianto per la connessione è costituito dall’impianto di rete per la connessione e dall’impianto di utenza per la connessione;
- **Impianto di rete per la connessione**: è la porzione di impianto per la connessione di competenza del gestore di rete, compresa tra il punto di inserimento sulla rete esistente e il punto di connessione;
- **Impianto di utenza per la connessione**: è la porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza del richiedente.

La presente relazione si concentrerà soprattutto sull’ultimo punto, relativo alle opere di utenza per la connessione, mentre sarà cura del Piano Tecnico delle Opere (P.T.O.) illustrare nel dettaglio le caratteristiche tecniche delle opere di rete per la connessione.

Si sottolinea che le opere descritte in seguito potranno subire variazioni durante la fase di autorizzazione da parte di Terna, per il quale è prevista l’elaborazione del Piano Tecnico delle Opere (PTO).

### **3 Proponente**

Il soggetto proponente del progetto in esame è Renantis Italia S.r.l., operatore internazionale nel campo delle energie rinnovabili, attivo nello sviluppo, nella progettazione, realizzazione e gestione di impianti di produzione di energia pulita. Fornisce, inoltre, servizi altamente specializzati di gestione energetica, sia a produttori sia a consumatori di energia, sfruttando la propria esperienza anche per la gestione tecnico-amministrativa di impianti di terzi.

Renantis nasce nel 2002 come Actelios SpA, la cui missione principale è la produzione di energia pulita. La società decide di investire in modo pionieristico nelle rinnovabili, specialmente nel Regno Unito. Fin dagli esordi il modello di investimento è virtuoso e le comunità locali partecipano in minima parte all'investimento, beneficiando degli utili dell'impianto. Oggi la crescita della Società è sostenuta da fondi infrastrutturali di cui JP Morgan è advisor, che assicurano prospettive di stabilità e una visione a lungo termine.

Il Gruppo Renantis è presente in Italia, Regno Unito, Francia, Spagna, Norvegia, Svezia e Stati Uniti, per un totale di 1420 MW installati principalmente da fonte eolica e fotovoltaica. In Italia ha una capacità installata di 354 MW con numerosi impianti in diverse Regioni italiane, tra cui vanno ricordati l'impianto eolico più grande del nostro Paese a Buddusò in Sardegna (138 MW) e l'impianto di San Sostene in Calabria (79,5 MW).

La sostenibilità permea ogni decisione della Società e del processo aziendale e ricalca l'impegno verso un futuro decarbonizzato e l'attenzione al contesto in costante evoluzione. Tutto lo sviluppo ruota intorno al concetto di partnership con i proprietari dei terreni, con le comunità locali che vivono vicino agli impianti, con le aziende del territorio e con gli amministratori pubblici, garantendo a ciascuna di queste controparti rispetto, ascolto ed impegno.



## 4 Norme e documenti di riferimento

In questo capitolo si riportano i principali riferimenti normativi da prendere in considerazione per la progettazione, la costruzione e l'esercizio dell'intervento oggetto del presente documento.

Tutte le opere dovranno essere realizzate nel rispetto della regola d'arte, nonché delle leggi, norme e disposizioni vigenti e, se non diversamente specificato, in osservanza delle Norme CEI, IEC, CENELEC, ISO, UNI in vigore. Si riportano nel seguito le principali norme di riferimento per gli impianti elettrici e stazioni elettriche:

- “Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete” (Terna). Allegato A.68 “CENTRALI FOTOVOLTAICHE: Condizioni generali di connessione alle reti AT. Sistemi di protezione regolazione e controllo”;
- “Requisiti e caratteristiche di riferimento delle stazioni elettriche della RTN” (Terna);
- CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- CEI 11-27: Lavori su impianti elettrici;
- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- CEI 64-8/7 (Sez.712): Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua - Parte 7: Ambienti ed applicazioni particolari;
- CEI 64-12: Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario;
- CEI 64-14: Guida alla verifica degli impianti elettrici utilizzatori;
- IEC/TS 60479-1: Effects of current on human beings and livestock – Part 1: General aspects;
- IEC 60364-7-712: Electrical installations of buildings – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems;
- CEI 64-57: Edilizia ad uso residenziale e terziario - Guida per l'integrazione degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione di impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati negli edifici - Impianti di piccola produzione distribuita;
- CEI EN 61140 (CEI 0-13): Protezione contro i contatti elettrici - Aspetti comuni per gli impianti e le apparecchiature;
- CEI EN 61439-1 (CEI 17-13/1): Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 1: Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS);
- CEI EN 61439-3 (CEI 17-13/3): Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 3: Prescrizioni particolari per apparecchiature

assieme di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso – Quadri di distribuzione ASD;

- CEI 23-51: Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare;
- CEI 11-1: Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;
- CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI EN 50110-1 (CEI 11-48): Esercizio degli impianti elettrici;
- CEI EN 50160 (CEI 8-9): Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica;
- CEI 20-13: Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV;
- CEI 20-14: Cavi isolati con polivinilcloruro per tensioni nominali da 1 kV a 3 kV;
- CEI-UNEL 35024-1: Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua – Portate di corrente in regime permanente per posa in aria;
- CEI-UNEL 35026: Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata;
- CEI 20-40: Guida per l'uso di cavi a bassa tensione;
- CEI 20-65: Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico, termoplastico e isolante minerale per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua - Metodi di verifica termica (portata) per cavi raggruppati in fascio contenente conduttori di sezione differente;
- CEI 20-67: Guida per l'uso dei cavi 0,6/1 kV;
- CEI 20-91: Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e 1 500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici
- CEI EN 50086-1 (CEI 23-39): Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 1: Prescrizioni generali;
- CEI EN 50086-2-4 (CEI 23-46): Sistemi di canalizzazione per cavi - Sistemi di tubi
- CEI EN 50262 (CEI 20-57): Pressacavo metrici per installazioni elettriche;
- CEI EN 60423 (CEI 23-26): Tubi per installazioni elettriche – Diametri esterni dei tubi per installazioni elettriche e filettature per tubi e accessori;
- CEI EN 61386-1 (CEI 23-80): Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 1: Prescrizioni generali;



- CEI EN 61386-21 (CEI 23-81): Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 21: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi rigidi e accessori;
- CEI EN 61386-22 (CEI 23-82): Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 22: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi pieghevoli e accessori;
- CEI EN 61386-23 (CEI 23-83): Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche
- CEI EN 50164-1 (CEI 81-5): Componenti per la protezione contro i fulmini (LPC) – Parte 1: Prescrizioni per i componenti di connessione;
- CEI EN 61643-11 (CEI 37-8): Limitatori di sovratensioni di bassa tensione – Parte 11: Limitatori di sovratensioni connessi a sistemi di bassa tensione – Prescrizioni e prove;
- CEI EN 62305 (CEI 81- 10): Protezione contro i fulmini;
- CEI EN 60947-1 (CEI 17-44): Apparecchiature a bassa tensione;
- CEI 110-26: Guida alle norme generiche EMC;
- CEI EN 50263 (CEI 95-9): Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Norma di prodotto per i relè di misura e i dispositivi di protezione;
- CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili;
- CEI EN 61000: Compatibilità elettromagnetica (EMC);

## 5 Descrizione generale del progetto

### 5.1 Inquadramento territoriale

Il sito è localizzato all'interno del comune di Pozzolo Formigaro (AL), a nord del centro abitato di Pozzolo Formigaro e al confine con il comune di Tortona (AL). L'area si divide in due macrolotti, compresi all'interno del perimetro alle seguenti coordinate geografiche:

- Lotto Ovest – Lat. 44°49'45.97"N; Long. 8°47'13.56"E;
- Lotto Est – Lat. 44°49'48.60"N; Long. 8°48'54.68"E.

Il primo, situato in località “C.ne Zinzini”, ha una estensione di circa 40,95 ha mentre il secondo, situato nei pressi della frazione “Bettole di Tortona”, si estende per circa 26,98 ha.

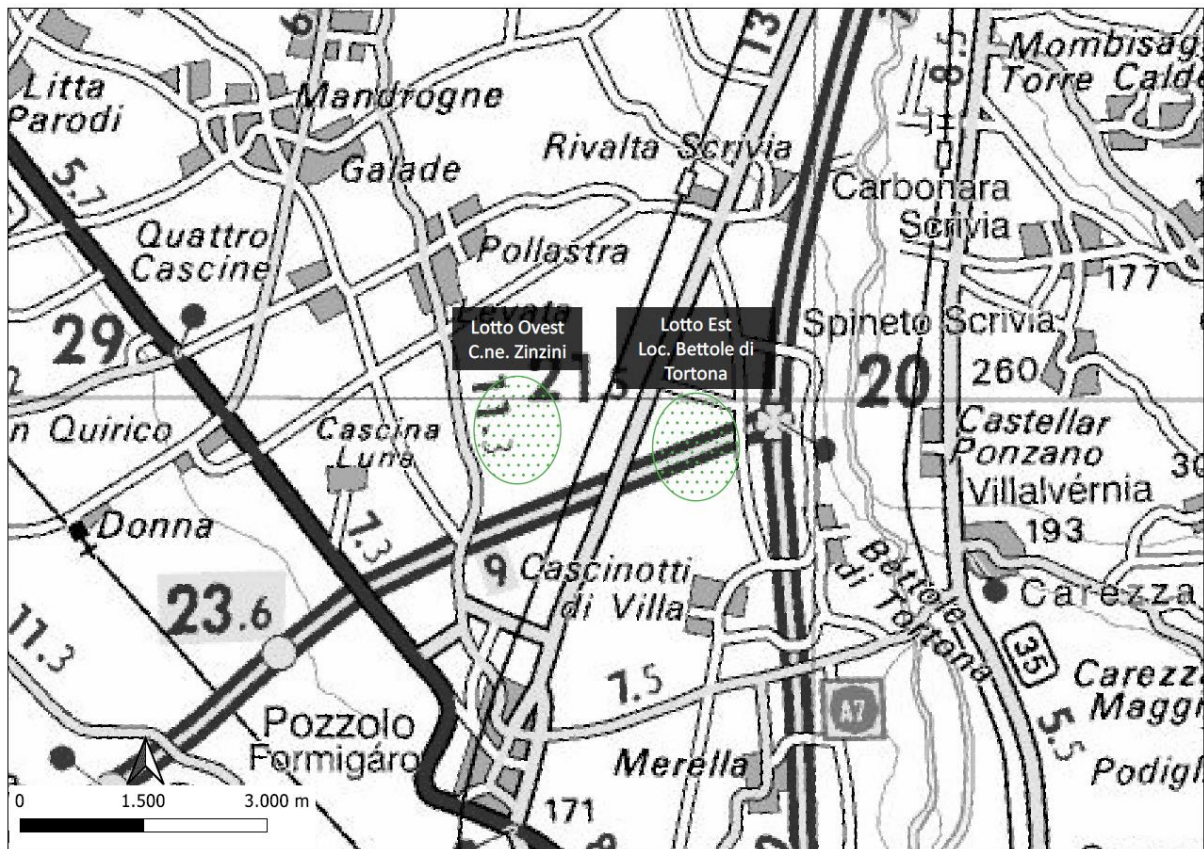


Figura 5-1 – Inquadramento area impianto su carta De Agostini

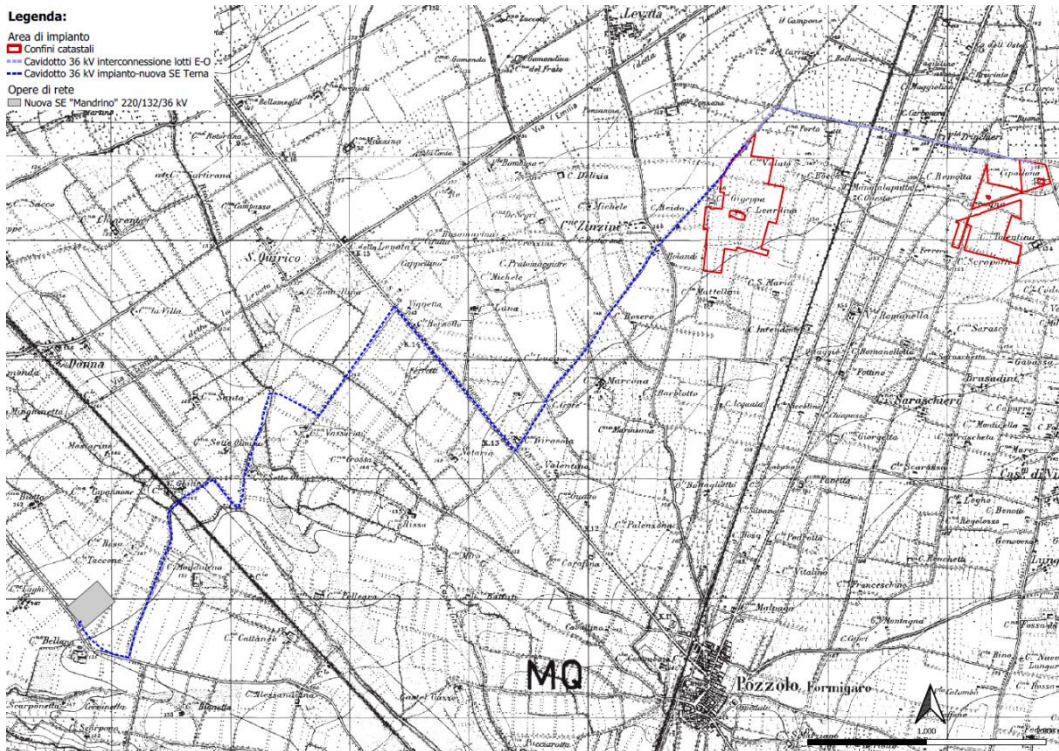
L'accesso al sito risulta nel suo complesso interamente e agevolmente camionabile per il trasporto delle componenti di impianto. Il lotto Ovest è direttamente raggiungibile dalla Strada locale dei Bandetti che si dirama dalla Strada provinciale SP149. Il Lotto Est è invece raggiungibile dalla frazione di Bettole di Tortona, percorrendo verso nord la Strada locale Via Bettole.

L'area oggetto di intervento risulta prevalentemente pianeggiante. Il macro lotto situato più a Ovest si trova ad una quota variabile tra i 144 e 148 m s.l.m. mentre quello situato più a Est, situato in corrispondenza del raccordo autostradale A26 dei Trafori, è variabile tra 148 e 153 m s.l.m..





**Figura 5-2 – Inquadramento impianto fotovoltaico e opere di utenza su ortofoto**



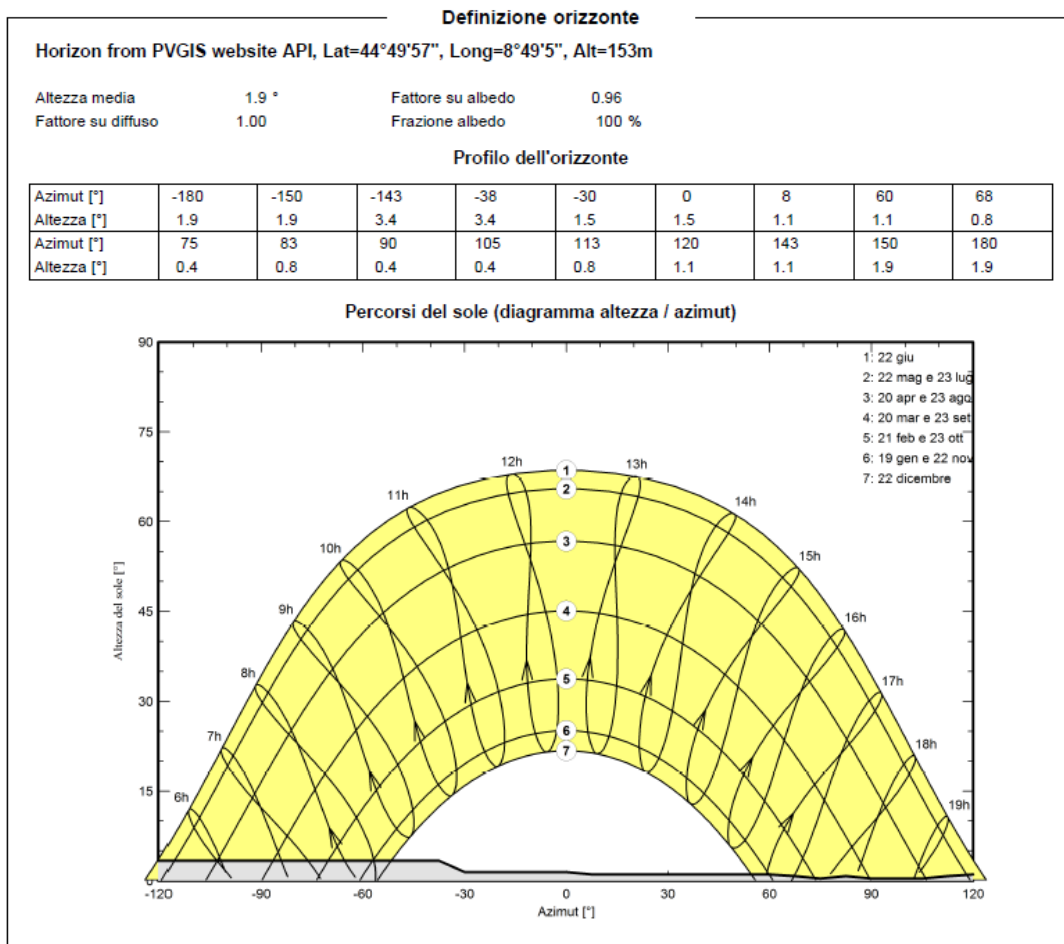
**Figura 5-3 – Inquadramento impianto fotovoltaico e opere di utenza su IGM**

## 5.2 Descrizione della fonte utilizzata

La scelta dell'area di localizzazione del parco fotovoltaico con agricoltura integrata è in compatibilità con le NTA del PRG del comune di Pozzolo Formigaro e con gli strumenti di pianificazione di livello provinciale e regionale. Tutti gli strumenti di pianificazione vigenti sul territorio in esame sono analizzati all'interno del quadro di riferimento programmatico dello Studio di Impatto Ambientale.

La zona si presenta come ottimale per la produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici grazie all'elevato irraggiamento pari a circa 1395 W/m<sup>2</sup> all'anno e alla favorevole orografia dei terreni, che si presentano pressoché pianeggianti.

Sommaro del progetto		
<b>Luogo geografico</b>	<b>Ubicazione</b>	<b>Parametri progetto</b>
Rivalta Nuova	Latitudine 44.83 °N	Albedo 0.20
Italia	Longitudine 8.82 °E	
	Altitudine 153 m	
	Fuso orario UTC+1	
<b>Dati meteo</b>		
Rivalta Nuova		
PVGIS api TMY		



**Figura 5-4 – Principali caratteristiche geografiche progetto “La Cipollona”**

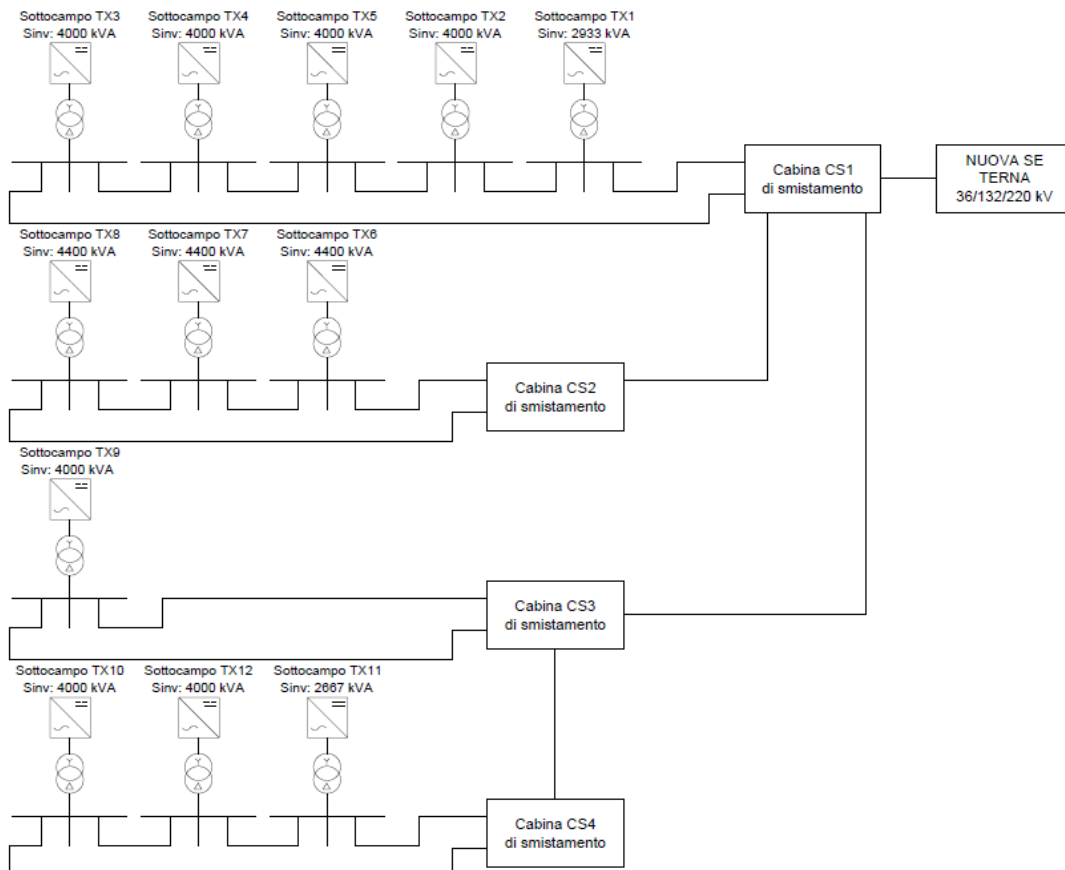
### 5.3 Opere da realizzare

Il generatore fotovoltaico sarà composto da n. 74'952 moduli fotovoltaici al silicio monocristallino per una potenza nominale complessiva di 46'845,00 kWp. Il generatore fotovoltaico sarà formato da un totale di n. 3'123 stringhe, poste in parallelo all'interno dei quadri di parallelo stringhe (o quadri di campo), ciascuna costituita da 24 moduli bifacciali del tipo Jinko Solar 78HL4-BDV da 625 W o similari.

Le stringhe fotovoltaiche saranno installate su strutture di sostegno ad inseguimento monoassiale. Il progetto prevede l'installazione di un totale di n. 1'653 strutture ad inseguimento delle quali 1'470 consentono il supporto di 2 stringhe e 183 il supporto di una singola stringa.

L'impianto sarà composto da file parallele di inseguitori monoassiali con asse orientato in direzione Nord-Sud, distanziate tra loro da almeno 9,6 metri in modo da non causare un ombreggiamento sistematico dei moduli. Gli inseguitori monoassiali, o tracker, consentono di movimentare i moduli fotovoltaici in modo tale che la superficie superiore dei moduli risulti continuamente perpendicolare ai raggi solari.

L'impianto sarà suddiviso in n.12 sottocampi, disposti in base alla configurazione dei lotti di terreno disponibili, ciascuno dotato di una power station composta da inverter centralizzato per la conversione c.c./c.a. della corrente elettrica in BT uscente dai quadri di campo, trasformatore di potenza BT/AT e quadro a 36 kV e BT.



**Figura 5-5 – Schema concettuale impianto fotovoltaico**



**Impianto fotovoltaico con agricoltura  
integrata “La Cipollona”  
Comune di Pozzolo Formigaro (AL)**

**RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA OPERE UTENTE  
PER LA CONNESSIONE**



L'impianto sarà collegato alla nuova SE di Terna di trasformazione 220/132/36 kV denominata “Mandrino”, situata in zona agricola all'interno del comune di Bosco Marengo (AL), tramite un cavidotto interrato composto da una doppia terna di cavi da 630 mmq, di lunghezza complessiva pari a 12'635 metri.



## 6 Caratteristiche tecniche del generatore fotovoltaico

Il generatore fotovoltaico sarà composto da moduli fotovoltaici al silicio monocristallino montati su strutture ad inseguimento monoassiale del tipo “double-portrait”, disposti su più file parallele ad una distanza reciproca di 9,6 m (pitch), in modo da non creare mutui ombreggiamenti.

Le stringhe fotovoltaiche, ciascuna composta da una serie di n.24 moduli fotovoltaici, saranno collegate in parallelo all'interno dei quadri di campo, che saranno a loro volta collegati in parallelo all'interno della sezione BT delle stazioni di conversione e trasformazione (power station). All'interno delle power station, composte da inverter centralizzato e trasformatore BT/AT, verrà effettuata la conversione c.c./c.a. e la trasformazione della tensione fino al valore nominale di 36 kV. La potenza in uscita da ciascuna power station sarà in seguito convogliata ad alcune cabine elettriche dette di “smistamento”, all'interno delle quali verrà effettuato il collegamento in parallelo delle varie linee.

E' previsto che la centrale fotovoltaica venga collegata in antenna a 36 kV sulla sezione a 36 kV di una nuova SE di Trasformazione della RTN a 220/132/36 kV da i da inserire in entra-esce alle linee aeree esistenti della RTN “Casanova – Vignole Borbera” a 220 kV, “Italsider Novi – Vignole Borbera” a 220 kV, “Alulara – Frugarolo” a 132 kV e “Sezzadio – Spinetta” a 132 kV

Si precisa che marca e modello di tutte le componenti descritte nel seguito potranno subire variazioni durante la fase esecutiva in funzione della disponibilità sul mercato.

### 6.1 Moduli fotovoltaici

E' previsto l'impiego di 74'952 moduli fotovoltaici bifacciali monocristallini ad alto rendimento di potenza nominale pari a 625 Wp, marca JinkoSolar (o modelli similari) modello Tiger Neo N-type 78HL4-BDV 615-635 Watt. I moduli fotovoltaici bifacciali permettono di produrre energia elettrica sfruttando entrambi i lati della cella fotovoltaica, a differenza di un modulo standard, aumentando la produttività complessiva dell'impianto a parità di superficie. Generalmente i moduli bifacciali su sistemi ad inseguimento solare monoassiale, installati su terreni con superficie generica (albedo 0,2-0,3), incrementano la producibilità dell'impianto fino al 10%<sup>1</sup>.

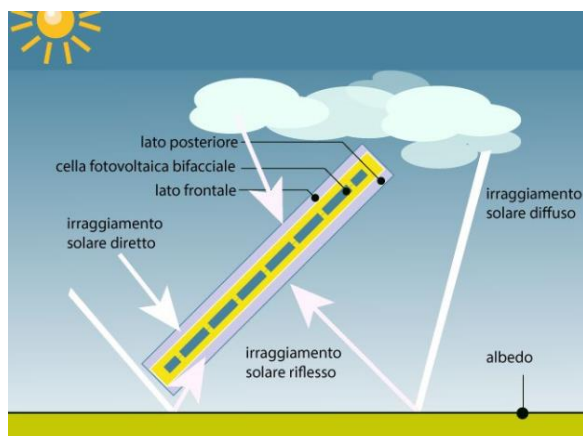


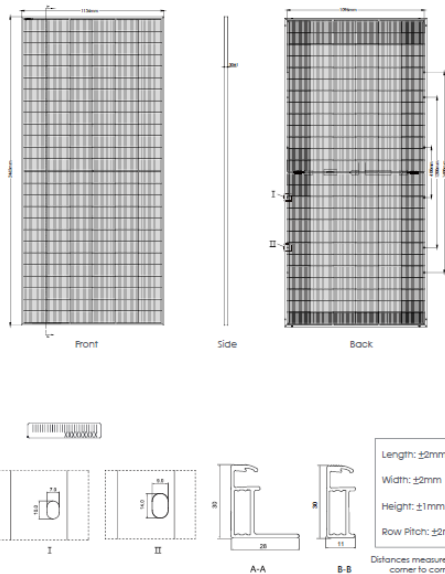
Figura 6-1 – Concetto di modulo fotovoltaico bifacciale (CEI 82-25)

<sup>1</sup> <https://iea-pvps.org/key-topics/bifacial-photovoltaic-modules-and-systems/>

Ciascun modulo ha dimensioni pari a 2'465 mm x 1'134 mm x 35 mm e sono conformi alle seguenti normative:

- IEC61215(2016), IEC61730(2016)
- ISO9001:2015: Quality Management System
- ISO14001:2015: Environment Management System
- ISO45001:2018: Occupational health and safety management systems

**Engineering Drawings**



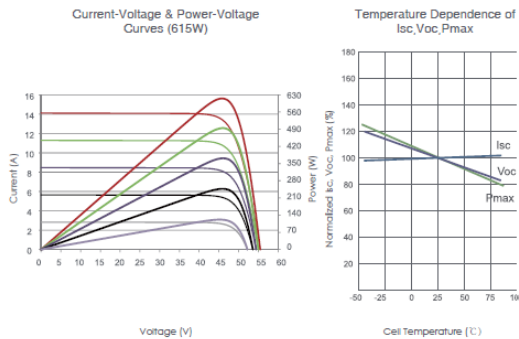
\*For detailed sizes and tolerance specification, please consult detailed module drawing

**Packaging Configuration**

( Two pallets = One stack )

36pcs/pallets, 72pcs/stack, 576pcs/ 40'HQ Container

**Electrical Performance & Temperature Dependence**



**Mechanical Characteristics**

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	156 (2×78)
Dimensions	2465×1134×30mm (97.05×44.65×1.18 inch)
Weight	34kg (74.96lbs)
Front Glass	2.0mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0mm, Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm <sup>2</sup> (+): 400mm , (-): 200mm or Customized Length

**SPECIFICATIONS**

Module Type	JKM615N-78HL4-BDV		JKM620N-78HL4-BDV		JKM625N-78HL4-BDV		JKM630N-78HL4-BDV		JKM635N-78HL4-BDV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	615Wp	463Wp	620Wp	467Wp	625Wp	471Wp	630Wp	475Wp	635Wp	479Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	47.20V	44.39V	47.37V	44.54V	47.54V	44.69V	47.70V	44.83V	47.86V	44.98V
Maximum Power Current (Imp)	13.03A	10.44A	13.09A	10.49A	13.15A	10.54A	13.21A	10.59A	13.27A	10.64A
Open-circuit Voltage (Voc)	56.69V	42.72V	56.82V	42.82V	56.95V	42.92V	57.08V	43.02V	57.21V	43.11V
Short-circuit Current (Isc)	13.68A	10.31A	13.74A	10.35A	13.80A	10.40A	13.86A	10.44A	13.92A	10.49A
Module Efficiency STC (%)	22.00%		22.18%		22.36%		22.54%		22.72%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	30A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.29%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.045%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	80±5%									

**Figura 6-2 – Specifiche tecniche moduli fotovoltaici**

Il collegamento elettrico tra i singoli moduli sarà del tipo “in serie”, in modo da formare stringhe composte di 24 moduli ciascuna. Tale collegamento sarà realizzato mediante i cavi forniti in dotazione ai singoli moduli ed impiego di cavi “solari”, del tipo H1Z2Z2-K o similari, conformi alle norme e con tensione nominale  $U \geq 1'500$  V (c.c.).

## 6.2 Inseguitori solari

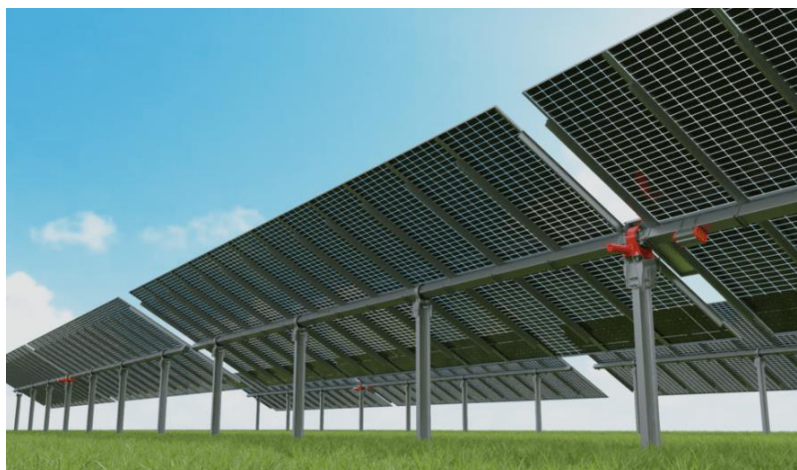
I moduli saranno posizionati su inseguitori solari monoassiali, strutture portanti che attraverso opportuni movimenti meccanici permettono di inseguire l'andamento azimutale del sole. L'utilizzo di tali strutture permette dunque di orientare i moduli fotovoltaici favorevolmente rispetto ai raggi solari nel corso della giornata, mantenendo invariata l'inclinazione dell'asse di rotazione del pannello rispetto al terreno, ovvero mantenendo invariato l'angolo di tilt. La variazione dell'angolo avviene in modo automatico grazie ad un apposito algoritmo di controllo di tipo astronomico oppure attraverso l'utilizzo di celle fotovoltaiche ausiliarie che installate con angolazioni differenti consentono al sistema di determinare l'angolo di ottimo.

Il movimento degli inseguitori è azionato da un motore elettrico alimentato da un pannello fotovoltaico dedicato o eventualmente da un motore monofase alimentato in regime continuo o alternato.

Ciascun inseguitore sarà adatto al posizionamento di 24 moduli (1 stringa) o 48 moduli (2 stringhe) fotovoltaici e sarà installato tramite un sistema di posa su pali di fondazione in acciaio zincato infissi nel terreno, senza necessità di opere in calcestruzzo, tramite un sistema di posa a battuta. E' previsto l'impiego di 1'653 strutture ad inseguimento solare.

L'inseguitore sarà dotato di un sistema di controllo e comunicazione con le seguenti caratteristiche:

- Sistema di comunicazione wireless;
- Sistema di protezione automatico in caso di vento di estremo;
- Backtracking personalizzato: modifica della posizione di ciascun tracker per evitare l'ombreggiamento reciproco e ottimizzando la produzione di energia;
- Possibilità di installazione per pendenze del terreno fino a 17%.



**Figura 6-3 – Esempio di impianto con inseguitori solari monoassiali 2P**

In seguito si riportano le caratteristiche tecniche dell’inseguitore solare individuato per il progetto, marca Soltec, modello SF7 double-portrait. Tale tipologia di inseguitore solare potrà variare nelle successive fasi del progetto. Il modello scelto in questa fase è conforme alle seguenti normative:

- CE marked according to the Machinery Directive 2006/42/UE
- Structural design compliant with Eurocodes EN 1991-1-1, EN 1991-1-3, EN 1991-1-4
- Electrical design as per EU Directives 2014/35/UE (LV) and 2014/30/UE (EMC)
- Certified by TUV Sud according to ISO 9001:2015 and 14001:2015 •
- IEC 62817:2014 certified

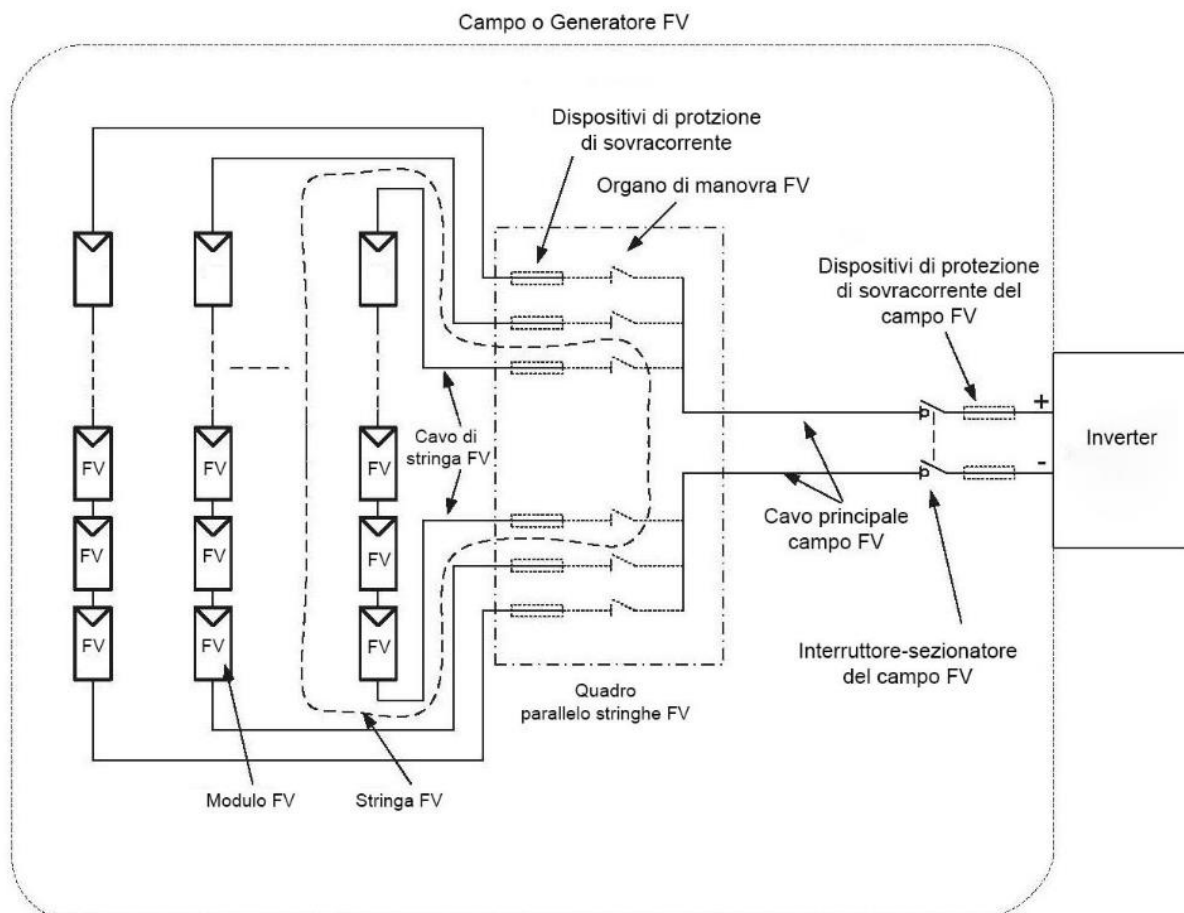
<b>Tracking System</b>	Horizontal Single-Axis with independent rows
<b>Tracking Range</b>	±55° Optional: ±60°
<b>Drive System</b>	Enclosed Slewing Drive, DC Motor
<b>Power Supply</b>	Dedicated Panel Optional: 120/240 Vac or 24 Vdc power-cable
<b>Tracking Algorithm</b>	Astronomical Algorithm with Asymmetric Backtracking
<b>Communication</b>	Full Wireless Optional: RS-485 Full Wired RS-485 cable not included in Soltec scope
<b>Wind Resistance</b>	Per Local Codes
<b>Land Use Features</b>	
Independent Rows	YES
Slope North-South	Up to 17%
Slope East-West	Configurable
Ground Coverage Ratio	Configurable. Typical range: 30-50%
<b>Foundation</b>	Driven Pile   Ground Screw   Concrete
<b>Temperature Range</b>	
Standard	- 4°F to +131°F   -20°C to +55°C
Extended	-40°F to +131°F   -40°C to +55°C
<b>Availability</b>	>99%
<b>Modules</b>	Standard: 72 / 78 cells   Optional: 60 Cells; Crystalline, Thin Film (Solar Frontier, First Solar and others)

**Figura 6-4 – Caratteristiche tecniche inseguitore solare monoassiale 2P**

### 6.3 Quadri di campo

L’impianto fotovoltaico sarà composto da n.12 sottocampi, a ciascuno sarà associata una propria power station per la conversione c.c./c.a. e la trasformazione BT/36 kV. I sottocampi fotovoltaici sono composti dall’insieme di tutte le stringhe di dell’impianto e di tutti i componenti necessari al loro funzionamento, quali strutture di inseguimento solare, i quadri parallelo stringhe, nonché tutti i cavi di collegamento, le protezioni e gli organi di manovra (sezionatori, interruttori) necessari al loro funzionamento quando connessi al carico in c.c. o al sistema di conversione c.c./c.a..

Le stringhe dei moduli fotovoltaici saranno opportunamente poste in parallelo all’interno dei quadri di campo (o “string combiners”), che contengono i dispositivi di protezione da sovracorrente quali portafusibili e interruttori di manovra sezionatori.



**Figura 6-5 – Esempio configurazione campo fotovoltaico dotato di singolo quadro di campo**

L’impianto sarà dotato di string combiners di marca SMA modello DC-CMB-U15 o similari per un parallelo fino a 16 stringhe. I dispositivi hanno tensione nominale pari a 1'500 V e compatibili con la tensione di campo e la corrente nominale in ingresso.



Technical Data	DC-CMB-U15-16	DC-CMB-U15-24	DC-CMB-U15-32
<b>Input (DC)</b>			
Rated voltage	1500 V	1500 V	1500 V
Altitude derating (rated voltage)	2001 m to 3000 m above MSL = reduction by 1.0% per 100 m 3001 m to 4000 m above MSL = reduction by 1.2% per 100 m		
Number of string inputs / fuse holders per pole	16	24	32
Rated current	17.2 A	13.75 A	10.31 A
Fuse type*		10.3 x 85 - 1500 VDC - gPV	
String connection		Connection to the fuse holder	
Sealing range of cable gland		5 mm to 8 mm	
<b>Output (DC)</b>			
Rated current	275 A	330 A	330 A
Temperature derating (rated current)		>50°C operating temperature = reduction by 1% per K	
DC switch (load-break switch)	400 A / 1500 V	400 A / 1500 V	400 A / 1500 V
Surge arrester		Type 2, In = 15 kA; I <sub>max</sub> = 40 kA	
DC output		Busbar (ring terminal lug M12)	
Number of DC outputs	1	1 / 2	1 / 2
Conductor cross-section		Busbar 70 mm <sup>2</sup> to 400 mm <sup>2</sup>	
Sealing range of cable glands	17 mm to 38.5 mm	17 mm to 38.5 mm	17 mm to 38.5 mm
<b>Enclosure / Ambient Parameters</b>			
IP degree of protection according to IEC 60529	IP 54 / self-ventilated	IP 54 / self-ventilated	IP 54 / self-ventilated
Enclosure material		Glass fiber reinforced plastic / UV-resistant	
Dimensions (W / H / D), wall mounting bracket and string cable harness included	550 / 650 / 260 mm (21.65 / 25.59 / 10.24 inch)		590 / 790 / 285 mm (23.23 / 31.10 / 11.22 inch)
Max. weight	25 kg (55 lb)	28 kg (62 lb)	40 kg (88 lb)
Protection class (according to IEC 61140)	II	II	II
Mounting type		Wall mounting	
Ambient temperature in operation / during storage		-25°C to +60°C / -40°C to +70°C	
Relative humidity		0% to 95%, non-condensing	
Max. altitude above MSL	4000 m	4000 m	4000 m
<b>Standards</b>			
Compliance		CE, IEC 61439-1, IEC 61439-2	

**Figura 6-6 – Scheda tecnica String Combiner SMA DC-CMB-U15**



## 6.4 Power station

La componente centrale di ciascuno dei 12 sottocampi che costituiscono la centrale fotovoltaica, è l'unità di conversione e trasformazione (power station “PS”). In base alle caratteristiche elettriche del generatore fotovoltaico, sono state selezionate unità power station del modello SMA serie MVPS o similari. Si tratta di apparati composti integrati con inverter centralizzato modello SMA Sunny Central UP, trasformatore BT/36 kV e quadro a 36 kV dotato dei dispositivi di protezione. Questi modelli vengono utilizzati in centrali fotovoltaiche di media/grande scala per ottenere un'elevata efficienza.

L'unità in Figura 6-7 è composta da:

- Inverter centralizzato: ingresso in corrente continua ad un massimo di 1500 V (1)
- Trasformatore BT/36 kV (2)
- Quadro a 36 kV: modello gas-insulated, tensione nominale in uscita pari a 36 kV (3)



**Figura 6-7 – Power station SMA serie MVPS**

La power station è progettata per ambienti esterni e sarà fornita chiavi in mano tramite un container da 20 piedi. Ciascuna stazione poggerà su una fondazione in calcestruzzo armato appositamente dimensionata. La fondazione includerà anche una opportuna vasca di raccoglimento dell'olio contenuto dal trasformatore per evitare danni accidentali all'ambiente dovuti a sversamento.

Si riportano di seguito le principali caratteristiche del modello SMA serie MVPS.

- Disponibilità di informazioni di allarmi e di misura sul display integrato (Sunny Central Control);
- Funzionamento automatico, quindi semplicità d'uso e di installazione;
- Sfruttamento ottimale del campo fotovoltaico con funzione MPPT integrata;
- Elevato rendimento globale;
- Massima sicurezza, con trasformatore di isolamento a frequenza di rete incorporato;
- Applicazione FV, opzionale con batteria connessa sul lato CC.

#### **6.4.1 Inverter centralizzato**

Il gruppo di conversione è composto dal componente principale “inverter” e da un insieme di componenti, quali filtri e dispositivi di sezionamento protezione e controllo, che rendono il sistema idoneo al trasferimento della potenza dal generatore alla rete, in conformità ai requisiti normativi, tecnici e di sicurezza applicabili.

È previsto l'impiego di n.12 power station, dotate di inverter centralizzato con potenza variabile da un minimo di 2'667 kVA ad un massimo di 4'400 kVA.

**Tabella 6-1 – Dettaglio potenze sottocampi**

<b>Sottocampo</b>	<b>Pdc [kW]</b>	<b>Pinv [kVA]</b>	<b>DC/AC</b>	<b>Moduli</b>	<b>Stringhe</b>
<b>1</b>	2955	2933	1,007501	4728	197
<b>2</b>	4005	4000	1,00125	6408	267
<b>3</b>	4020	4000	1,005	6432	268
<b>4</b>	4005	4000	1,00125	6408	267
<b>5</b>	4020	4000	1,005	6432	268
<b>6</b>	4470	4400	1,015909	7152	298
<b>7</b>	4470	4400	1,015909	7152	298
<b>8</b>	4470	4400	1,015909	7152	298
<b>9</b>	3930	4000	0,9825	6288	262
<b>10</b>	2655	2667	0,995501	4248	177
<b>11</b>	3915	4000	0,97875	6264	261
<b>12</b>	3930	4000	0,9825	6288	262
<b>Totale</b>	<b>46845</b>	<b>46800</b>	<b>-</b>	<b>74952</b>	<b>3123</b>

L'inverter è conforme alle più stringenti direttive nazionali ed europee per la sicurezza e l'immissione in rete d'energia: CEI EN IEC 61000-6-2, CEI - EN IEC 61000-6-4. L'inverter, del tipo trifase, sarà collegato sul lato in corrente alternata al sistema di distribuzione attraverso cui avviene di seguito l'immissione dell'energia elettrica prodotta in rete. L'inverter consente il collegamento della totalità delle stringhe di un campo, ognuna delle quali composta da 24 pannelli. La corrente entra in regime continuo ad una tensione massima di 1'450 V (tensione a circuito aperto a -10°C) e viene convertita in alternata alla tensione di 600/660 V. I livelli di tensione delle stringhe

fotovoltaiche sono compatibili con quelli di ingresso all’inverter, garantendone un corretto funzionamento.

Nel seguito viene riportato un esempio dei dati tecnici per l’inverter SC 4400 UP:

Technical Data	SC 4400 UP	SC 4600 UP
<b>DC side</b>		
MPP voltage range $V_{DC}$ (at 25 °C / at 50 °C)	962 to 1325 V / 1000 V	1003 to 1325 V / 1040 V
Min. DC voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	934 V / 1112 V	976 V / 1153 V
Max. DC voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V
Max. DC current $I_{DC, max}$	4750 A	4750 A
Max. short-circuit current $I_{DC, SC}$	8400 A	8400 A
Number of DC inputs	Busbar with 26 connections per terminal, 24 double pole fused (32 single pole fused)	
Number of DC inputs with optional DC coupled storage	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV and 6 double pole fused for batteries	
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm <sup>2</sup>	
Integrated zone monitoring	○	
Available PV fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Available battery fuse size (per input)	750 A	
<b>AC side</b>		
Nominal AC power at $\cos \varphi = 1$ (at 35 °C / at 50 °C)	4400 kVA <sup>(3)</sup> / 3960 kVA	4600 kVA <sup>(4)</sup> / 4140 kVA
Nominal AC active power at $\cos \varphi = 0.8$ (at 35 °C / at 50 °C)	3520 kW <sup>(3)</sup> / 3168 kW	3680 kW <sup>(4)</sup> / 3312 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom}$ (at 35 °C / at 50 °C)	3850 A / 3465 A	3850 A / 3465 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range <sup>(1)(4)</sup>	660 V / 528 V to 759 V	690 V / 552 V to 759 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals <sup>(5)</sup>	> 1	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable <sup>(1)(4)</sup>	● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency <sup>(2)</sup> / European efficiency <sup>(2)</sup> / CEC efficiency <sup>(2)</sup>	98.8% / 98.7% / 98.5%	98.9% / 98.7% / 98.5%
<b>Protective Devices</b>		
Input-side disconnection point	DC load break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I & II	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I & II	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	
Insulation monitoring	○	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
<b>General Data</b>		
Dimensions (W / H / D)	2815 / 2318 / 1588 mm (110.8 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3700 kg / < 8158 lb	
Self-consumption (max. <sup>(4)</sup> / partial load <sup>(1)</sup> / average <sup>(4)</sup> )	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	○ Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range <sup>(4)</sup>	-25 °C to 60 °C / -13 °F to 140 °F	
Noise emission <sup>(7)</sup>	63.0 dB(A)*	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL <sup>(4)</sup> 1000 m / 2000 m <sup>(1)</sup> / 3000 m <sup>(1)</sup>	● / ○ / -	
Fresh air consumption	6500 m <sup>3</sup> /h	
<b>Features</b>		
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)	
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, AR-N 4110, IEEE1547, UL 840 Cat. IV, Arrêté du 23/04/08	
EMC standards	IEC 55011, IEC 61000-6-2, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Standard features ○ Optional – not available * preliminary		
Type designation	SC 4400 UP	SC 4600 UP

**Figura 6-8 – Specifiche tecniche inverter SC 4400 UP**

L’inverter è conforme all’All. A.68 del Codice di Rete di Terna, è stato testato e certificato in accordo con la norma CEI 0-16. La somma della potenza nominale apparente degli inverter dell’impianto garantisce il rispetto dei requisiti di Terna di cui all’All. A68 cap. 8.3 relativo alla regolazione della potenza reattiva.

#### 6.4.2 Trasformatore BT/36 kV

All’uscita lato a.c. dell’inverter la tensione viene innalzata al valore di 36 kV tramite il trasformatore BT/36 kV. Il collegamento tra le due componenti sarà realizzato tramite sbarre in rame da 2x3x2400 mm<sup>2</sup> di circa 40 cm con percorso ohmico inferiore a 3 μΩ. In Figura 6-9 sono riportati i dati tecnici del trasformatore da 4200 kVA 34,5/0,63 kV, in attesa del lancio sul mercato del trasformatore 36/0,63 kV da parte della casa produttrice.

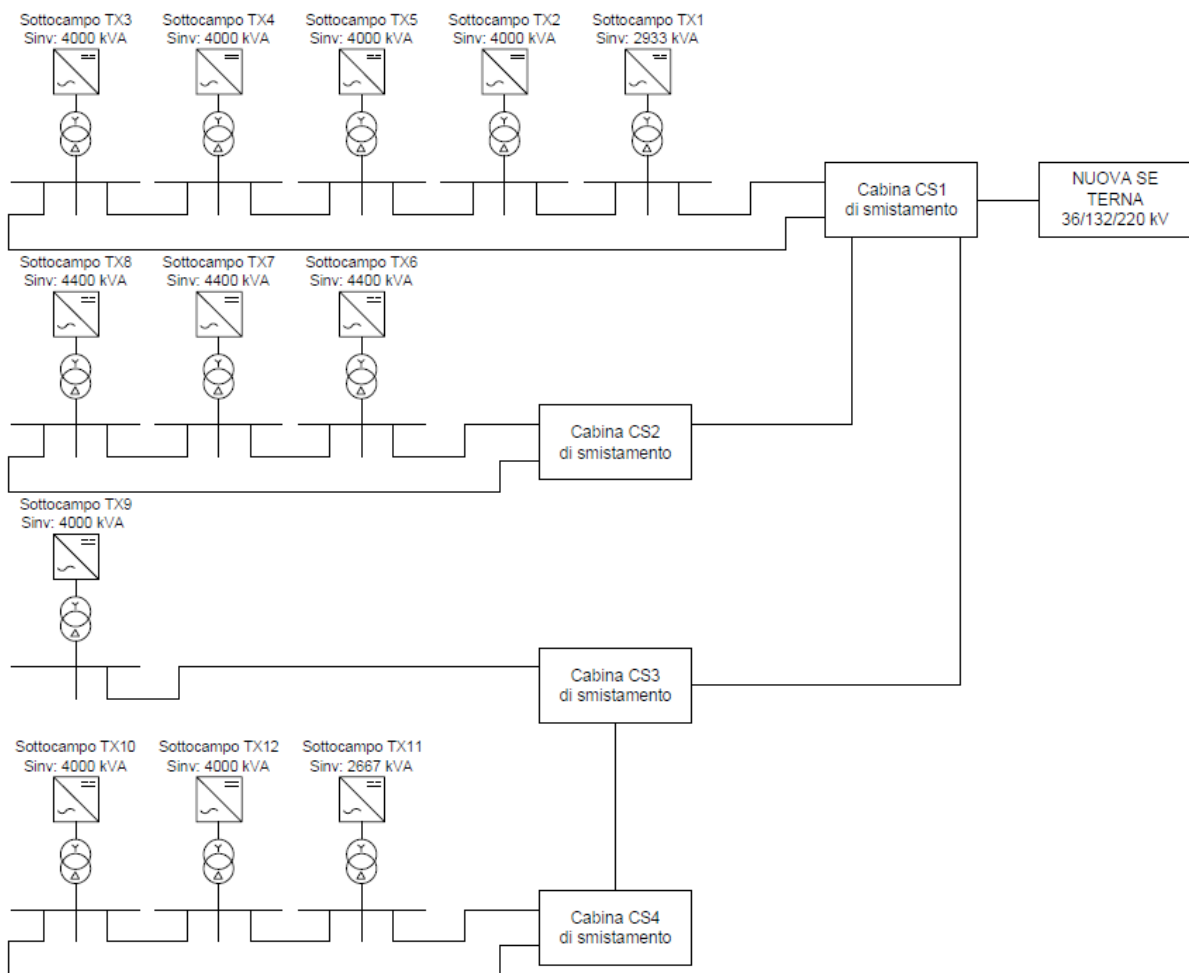
TYPE	Medium-voltage transformer for inverter application	
DESIGN	Three-phase-liquid immersed-transformer hermetically sealed suitable for Q@Night	
RATED POWER @ 50 °C	[kVA]	3780
RATED POWER @ 25 °C	[kVA]	4200
RATED CURRENT HV/LV @ 50°C	[A]	63 / 3464
RATED CURRENT HV/LV @ 25°C	[A]	70 / 3849
RATED VOLTAGE (HV/LV)	[kV/kV]	34.5 / 0.630
TAP CHANGER	With	
TAPPING HIGH-VOLTAGE LEVEL	[%]	10%, 7.5%, 5%, 2.5%, 0%, -2.5%, -5%
FREQUENCY	[Hz]	60
VECTOR GROUP	Dy11	
NO-LOAD LOSSES (AT RATED VOLTAGE)	[W]	4000
LOAD LOSSES (AT 85°C WINDING TEMPERATURE)	[W]	39900
PEAK EFFICIENCY INDEX (PEI)	[%]	99.332
IMPEDANCE @ 85°C WINDING TEMPERATURE	[%]	6.5 ± 7.5%
ZERO SEQUENCE IMPEDANCE	infinite (no neutral)	
X/R RATIO @ 85°C WINDING TEMPERATURE	>5 , < 10	
MAX. VOLTAGE FOR EQUIPMENT U <sub>m</sub>	[kV]	38
TYPE OF LOAD	Inverter THDi < 3%	
TYPE OF COOLING	KNAN	
MAX. ALTITUDE ABOVE SEA LEVEL	[m]	2000
AMBIENT TEMPERATURES (MIN. / MAX.)	[°C]	-25 / 50
MAX. OVER TEMPERATURE (WINDING / LIQUID)	[K]	70 / 75
SHORT-CIRCUIT DURATION	[s]	2
MANUFACTURERS REGULATION	IEC 60076 / IEC 60076-14 ANSI C57.12.00 / C57.12.36 / C57.154	
INSULATION	Thermally Upgraded Paper	
INSULATION LEVEL (BIL) HV/LV	[kV]	150/30
HIGH-VOLTAGE BUSHING	Outside conical socket-contact 600 A without plug	
LOW-VOLTAGE BUSHING	[A]	4000
MAX. DIMENSIONS (LxWxH)	[mm]	2200 x 1606 x 2210
	[in]	86.6 x 63.2 x 87.0
TOTAL WEIGHT (APPROX.)	[kg]	7000
	[lb]	15432
LIQUID WEIGHT (APPROX.)	[kg]	1780
	[lb]	3924
LIQUID TYPE	FR3 or MIDEL	
WINDING MATERIAL HV/LV	Al / Al	
COATING according to ISO 12944-5	C3H	
FANS	NO	
ELECTROSTATIC SHIELD WINDING	NO	
SPECIAL FEATURES	NO	
TRANSFORMER PROTECTION	Resistance thermometer PT100 for analog liquid temperature measurement Pressure Sensor Fluid Level Switch	
ACCESSORIES	- Liquid filling pipe - Liquid drain valve - Lifting lugs - Earthing terminals - Pressure Relief Device - Nameplate	

**Figura 6-9 – Scheda tecnica trasformatore da 4200 kVA (34,5 kV)**

Il trasformatore sarà collegato al quadro in alta tensione dove sono collocate le varie protezioni, prima di essere convogliata nella cabina di smistamento tramite un cavo interrato a 36 kV. Il quadro a 36 kV si compone di 3 scomparti: arrivo trasformatore, ingresso linea distribuzione e uscita linea distribuzione.

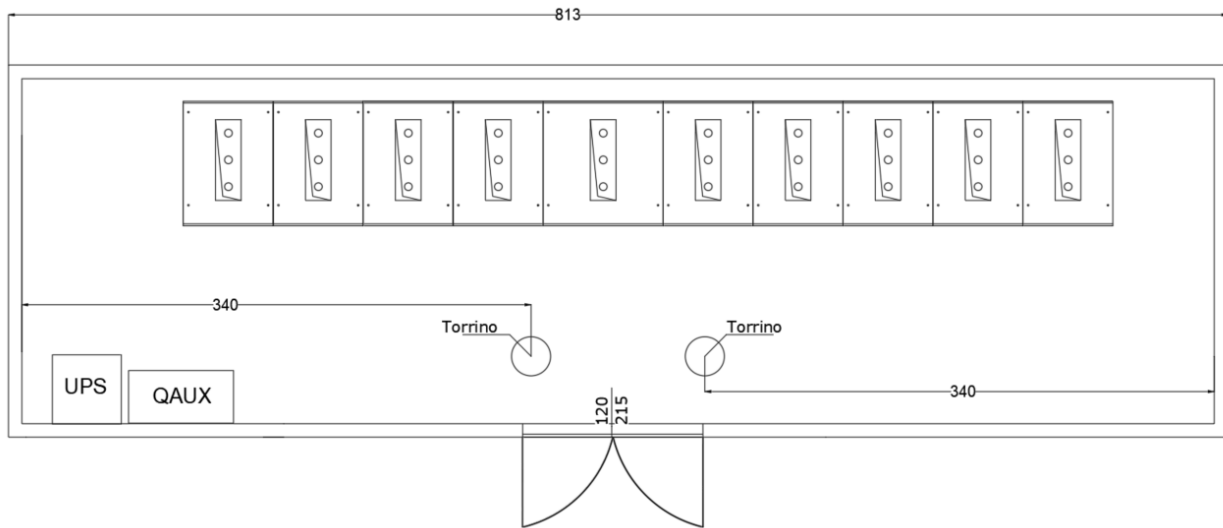
## 6.5 Cabine di smistamento

L'impianto sarà composto da n.12 sottocampi collegati ad anello ed eserciti in modalità radiale. E' prevista l'installazione di n.4 cabine di smistamento per il parallelo delle linee provenienti dalle varie stazioni di conversione e trasformazione, come illustrato nello schema in Figura 6-10.



**Figura 6-10 – Schema concettuale centrale fotovoltaica**

Le cabine di smistamento saranno posizionate all'interno dei vari lotti di terreni dell'area di impianto e ospiteranno i quadri collettore delle linee in arrivo dai vari sottocampi. All'interno della cabina CS1 sarà effettuato il parallelo di tutte le linee di distribuzione a 36 kV interne all'area di impianto e ospiterà la partenza del tratto di cavidotto finale verso la nuova SE di Terna.



**Figura 6-11 – Tipologico cabina di smistamento**

Le principali caratteristiche tecniche dei quadri interni alle cabine sono le seguenti:

Tensione nominale	40,5 kV
Tensione nominale operativa	36 kV
Frequenza nominale	50 Hz
Corrente nominale della sbarra	1250 A
Grado di protezione	IP65

**Tabella 6-2 – Caratteristiche tecniche cabina di smistamento**

Ogni quadro e le apparecchiature posizionate al suo interno dovranno essere progettati, costruiti e collaudati in conformità alle Norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano), IEC (*International Electrotechnical Commission*) in vigore.

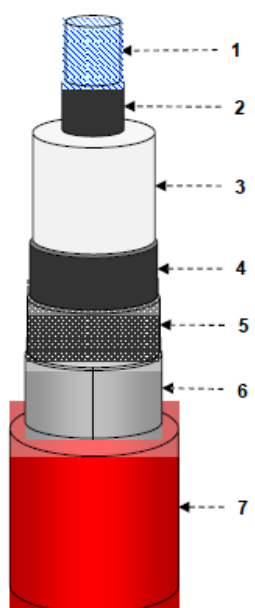


















Ciascun quadro elettrico sarà formato da unità affiancabili, ognuna costituita da celle componibili e standardizzate, in esecuzione senza perdita di continuità d’esercizio secondo IEC 62271-200.

I quadri saranno realizzati in esecuzione protetta e saranno adatti per installazione all'interno in accordo alla normativa CEI/IEC.



## 6.6 Distribuzione cavidotti a 36 kV

La distribuzione dei cavidotti a 36 kV interni all’area di impianto è funzionale al collegamento in parallelo delle varie power station. I cavidotti saranno realizzati al di sotto della viabilità interna perimetrale all’interno di ciascun lotto di terreno. La distribuzione sarà realizzata mediante cavi del tipo ARE4H5E  $U_0/U$  20,8/36 kV con tensione massima pari a 42 kV. E’ previsto l’impiego di conduttori da 185 a 630 mm<sup>2</sup>.

<b>MEDIUM VOLTAGE POWER CABLES</b>													
<b>SINGLE CORE CABLES WITH ALUMINIUM CONDUCTOR, REDUCED THICKNESS XLPE INSULATION, ALLUMINIUM TAPE SCREEN AND PE OUTER SHEATH, LONGITUDINAL AND RADIAL WATERTIGHTNESS</b>													
<p><b>APPLICATIONS</b> In MV energy distribution networks for voltage systems up to <b>42kV</b>. Suitable for fixed installation indoor or outdoor laying in air or directly or indirectly buried, also in wet location.</p>													
<p><b>FUNCTIONAL CHARACTERISTICS</b></p> <table> <tr> <td>Rated voltage <math>U_0/U</math>:</td> <td><b>20,8/36 kV</b></td> </tr> <tr> <td>Maximum voltage <math>U_m</math>:</td> <td><b>42 kV</b></td> </tr> <tr> <td>Test voltage:</td> <td><b>3,5 <math>U_0</math></b></td> </tr> <tr> <td>Max operating temperature of conductor:</td> <td><b>90 °C</b></td> </tr> <tr> <td>Max short-circuit temperature:</td> <td><b>250 °C (max duration 5 s)</b></td> </tr> <tr> <td>Max short-circuit temperature (screen):</td> <td><b>150 °C</b></td> </tr> </table>		Rated voltage $U_0/U$ :	<b>20,8/36 kV</b>	Maximum voltage $U_m$ :	<b>42 kV</b>	Test voltage:	<b>3,5 <math>U_0</math></b>	Max operating temperature of conductor:	<b>90 °C</b>	Max short-circuit temperature:	<b>250 °C (max duration 5 s)</b>	Max short-circuit temperature (screen):	<b>150 °C</b>
Rated voltage $U_0/U$ :		<b>20,8/36 kV</b>											
Maximum voltage $U_m$ :	<b>42 kV</b>												
Test voltage:	<b>3,5 <math>U_0</math></b>												
Max operating temperature of conductor:	<b>90 °C</b>												
Max short-circuit temperature:	<b>250 °C (max duration 5 s)</b>												
Max short-circuit temperature (screen):	<b>150 °C</b>												
<p><b>CONSTRUCTION</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li><b>Conductor</b> <i>stranded, compacted, round aluminium - class 2 acc. to IEC 60228</i></li> <li><b>Conductor screen</b> <i>extruded semiconducting compound</i></li> <li><b>Insulation</b> <i>extruded XLPE compound</i></li> <li><b>Insulation screen</b> <i>extruded semiconducting compound - fully bonded</i></li> <li><b>Longitudinal watertightness</b> <i>semiconducting water blocking tape</i></li> <li><b>Metallic screen and radial water barrier</b> <i>aluminium tape longitudinally applied (nominal thickness = 0,20 mm)</i></li> <li><b>Outer sheath</b> <i>extruded PE compound - colour: red</i></li> </ol>													
<p><b>INSTALLATION DATA</b></p> <p><b>Max pulling force during laying</b> 50 N/mm<sup>2</sup> (applied on the conductors)</p> <p><b>Min bending radius during laying</b> 14 <math>D_{cable}</math> (dynamic condition)</p> <p><b>Min temperature during laying</b> - 25 °C (cable temperature)</p>	<p><b>STANDARDS</b></p> <p>IEC 60840 where applicable (<i>testing</i>) Nexans Design HD 620 where applicable (<i>materials</i>)</p>												
<p><b>MARKING by ink-jet</b> of the following legend: "MANUFACTURER &lt;Year&gt; ARE4H5E 20,8/36kV 1x&lt;S&gt; &lt;meter marking&gt;" &lt;Year&gt; = year of manufacturing &lt;S&gt; = section of the conductor</p>													
<table> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Longitudinal waterproof</td> <td>Radial waterproof</td> <td>Max operating temp. of conductor: 90 °C</td> <td>Max short-circuit temperature : 250 °C</td> <td>Max short-circuit temperature screen: 150 °C</td> <td>Minimum installation temperature: -25 °C</td> </tr> </table>								Longitudinal waterproof	Radial waterproof	Max operating temp. of conductor: 90 °C	Max short-circuit temperature : 250 °C	Max short-circuit temperature screen: 150 °C	Minimum installation temperature: -25 °C
													
Longitudinal waterproof	Radial waterproof	Max operating temp. of conductor: 90 °C	Max short-circuit temperature : 250 °C	Max short-circuit temperature screen: 150 °C	Minimum installation temperature: -25 °C								

**Figura 6-12 – Specifiche tecniche cavi ARE4H5E 20,8/36 kV**

I cavi sono realizzati con conduttore in alluminio e progettati per resistere fino ad una temperatura massima del conduttore pari a 90°C, sono dotati di isolamento in XLPE estruso e di rivestimento impermeabile. Sono adatti a posa anche direttamente interrati.

Durante la fase di installazione del cavo, si dovranno rispettare i valori dei raggi minimi di curvatura indicati nelle tabelle tecniche fornite dai costruttori.

I cavi saranno interrati all'interno di tubi in reflex posti all'interno di uno scavo con profondità pari a circa 1,2 m e larghezza in funzione del numero di linee. All'interno dei condotti sarà posta una singola terna di cavi fascettati a trifoglio, in modo tale da annullare il campo magnetico generato.

Le tubiere sono in genere realizzate in polietilene liscio o corrugato a doppia parete o PVC. La posa dei cavi in tubiera presenta sensibili vantaggi rispetto alla posa direttamente interrata in termini di completa indipendenza della fase di realizzazione della tubiera da quella di posa dei cavi. Il numero, la posizione e la forma delle curve delle tubiere devono consentire l'agevole infilaggio e sfilaggio dei cavi, pertanto queste saranno dimensionate in modo tale da avere un diametro maggiore ad 1,4 volte il diametro del fascio di cavi, in conformità con la normativa vigente (CEI 11-17).

## **6.7 Misura dell'energia elettrica prodotta**

In accordo con la delibera AEEG 88/09 “Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione”, il responsabile del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di potenza nominale superiore a 20 kW è il produttore.

All'interno dell'impianto verranno adottati sistemi di misura in grado di conteggiare:

- Energia elettrica prelevata dalla rete
- Energia elettrica immessa in rete
- Energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico

Il sistema di misure dovrà essere conforme con la normativa CEI 0-16. Esso sarà costituito da:

- Trasformatori di tensione TV
- Trasformatori di corrente TA
- Contatore statico, per la misura bidirezionale dell'energia attiva e reattiva, collegato in inserzione indiretta ai TV e TA
- Morsettiera di sezionamento e raccolta cavi e dispositivo di protezione del circuito voltmetrico, montato su armadio esterno sigillabile
- Cavi di tipo schermato per evitare il verificarsi di interferenze (interne, esterne, elettrostatiche e elettromagnetiche)
- Eventuali apparati di alimentazione ausiliaria
- Dispositivi per la connessione al contatore ai sistemi di acquisizione remota delle misure, finalizzati alla trasmissione di dati

Tutti i componenti del sistema di misura devono far riferimento allo stesso impianto di terra.

I requisiti funzionali dei sistemi di misura sono:

- Misura dell'energia attiva e reattiva immessa e prelevata dalla rete
- Misura e relativa registrazione dei valori massimi di potenza attiva e la corrispondente data e ora
- Impostazione da remoto delle fasce orarie
- Impostazione automatica dell'ora legale/solare
- Rilevazione delle segnalazioni diagnostiche
- Sincronizzazione oraria in locale e da remoto
- Memorizzazione dei dati di misura di energia registrati per un periodo temporale almeno di 60 giorni

## 6.8 Impianto di messa a terra

Il dispersore di terra sarà unico e costituito da una corda in rame nudo di 35 mm<sup>2</sup> e 50mm<sup>2</sup> interrata a circa 0,5 m di profondità, disposta lungo il perimetro esterno della stazione di trasformazione e del campo fotovoltaico. Il dispersore sarà dotato di picchetti infissi nel terreno posizionati entro pozzetti ispezionabili. Per garantire la protezione contro i contatti diretti tutte le masse estranee all'impianto, tutte le parti metalliche e i poli di terra delle prese a spina saranno collegate a terra.

I locali tecnici saranno dotati di un proprio collettore di terra principale, costituito da una barratura in rame fissata a parete, alla quale andranno collegati:

- il conduttore di terra proveniente dal dispersore,
- il conduttore di terra proveniente dai ferri di eventuali armature,
- il centro-stella del trasformatore elevatore BT/36 kV,
- il conduttore di protezione connesso alla carcassa del trasformatore elevatore BT/36 kV,
- i conduttori connessi ai chiusini di eventuali cunicoli portacavi,
- il nodo di terra dei quadri elettrici

## 6.9 Servizi ausiliari

I servizi ausiliari o impianti speciali includono:

- Impianto di illuminazione
- Impianto antintrusione
- Impianto di videosorveglianza
- Impianto rivelazione incendi

Tutti gli impianti citati con parti all'esterno della cabina ausiliari dovranno essere realizzati con modalità di protezione dai contatti indiretti, mediante l'impiego di componenti elettrici di Classe II o con isolamento equivalente.

L'alimentazione dei servizi ausiliari dell'impianto sarà derivata dal medesimo PoD a cui sarà allacciato l'impianto fotovoltaico, mediante l'installazione di un trasformatore dedicato da 160 kVA 36/0.4 kV all'interno della cabina ausiliari. Il quadro di distribuzione dei servizi ausiliari sarà posizionato all'interno della cabina dedicata, ubicata in prossimità della cabina di smistamento.

### **6.9.1 Impianto di illuminazione**

L'impianto di illuminazione sarà asservito all'illuminazione ordinaria dei locali tecnici e all'illuminazione esterna. All'interno dei locali tecnici dovrà essere garantito un illuminamento non inferiore a 200 lux. L'impianto di illuminazione esterna invece sarà adatto a consentire il corretto funzionamento delle telecamere di videosorveglianza, garantendo quindi un illuminamento minimo di 2 lux lungo le strade perimetrali che verrà attivato tramite sensori solo in caso di allarme dell'impianto di antintrusione.

Tale impianto sarà realizzato in Classe II o con isolamento equivalente e sarà controllabile in modalità manuale o automatica da remoto.

### **6.9.2 Impianto di antintrusione**

L'impianto antintrusione dovrà essere realizzato in Classe II o con isolamento equivalente. I dispositivi di alimentazione/ripetizione del segnale saranno quindi apparecchi in Classe II, le condutture di alimentazione saranno realizzate con conduttori con  $U_0 = 0,6/1$  kV e le derivazioni saranno effettuate in cassette di derivazione di materiale isolante.

Si prevede l'installazione di un'unità centrale all'interno della cabina ausiliari, in grado di monitorare lo stato dell'impianto ed analizzare gli eventi. Sarà possibile il collegamento ad una o più unità remote.

### **6.9.3 Impianto di videosorveglianza**

L'impianto di videosorveglianza sarà costituito da telecamere collegate ad una postazione centrale di videoregistrazione ed archiviazione delle immagini, ubicata nella cabina ausiliari. L'impianto dovrà essere impostato in modo da garantire una visione completa dell'impianto fotovoltaico. La continuità di funzionamento delle telecamere sarà garantita per almeno 10 ore tramite un alimentatore indipendente.

Le telecamere saranno in Classe II, le condutture di alimentazione saranno realizzate con conduttori con  $U_0 = 0,6/1$  kV e le derivazioni saranno effettuate in cassette di derivazione di materiale isolante.

### **6.9.4 Impianto antincendio**

La protezione dal rischio di incendio verrà effettuata secondo le buone pratiche relative a locali con presenza di apparecchiature elettriche soggette a riscaldamento e a rischi legati alla distribuzione di energia elettrica, quali perdite di isolamento e cortocircuito. Pertanto, le unità di trasformazione saranno equipaggiate di sensori di rivelazione incendi collegati ad una centralina per la supervisione remota ed a un sistema di segnalazione sonora, che verranno definiti con maggior dettaglio in fase di progettazione esecutiva, di un torrone di estrazione aria e griglie di aspirazione, al fine di garantire una buona ventilazione del locale, di un'apertura con maniglione antipánico e di un estintore a polvere o a CO<sub>2</sub>.



**Impianto fotovoltaico con agricoltura  
integrata “La Cipollona”  
Comune di Pozzolo Formigaro (AL)**

**RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA OPERE UTENTE  
PER LA CONNESSIONE**



L'impianto è dotato di un pulsante di emergenza per lo sgancio rapido localizzato all'interno della cabina di smistamento e verrà effettuato un collegamento con ogni DDG all'interno delle power stations.

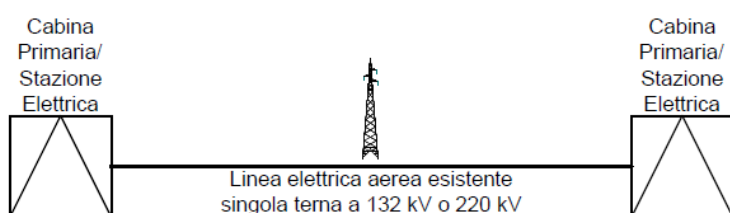
## 7 Impianto di connessione alla RTN

La Soluzione Tecnica Minima Generale elaborata dal Gestore della RTN prevede che la centrale fotovoltaica sia collegata in antenna a 36 kV su una nuova Stazione Elettrica di Trasformazione della RTN a 220/132/36 kV da inserire in modalità entra-esce alle linee RTN "Casanova – Vignole Borbera" a 220 kV, "Italsider Novi – Vignole Borbera" a 220 kV, "Alulara – Frugarolo" a 132 kV e "Sezzadio – Spinetta" a 132 kV.

Per entra-esce s'intende l'inserimento di un impianto di consegna su una linea nuova o preesistente, in modo da generare due tronchi di linea afferenti a due impianti diversi. L'inserimento in entra-esce può essere realizzato con due tronchi di linea separati o con un tronco di linea in doppia terna.

Per ciascuna delle quattro linee aeree sopra citate sarà realizzato un collegamento in entra-esce tramite due linee elettriche a singola terna distinte, come da schema riportato in Figura 7-1. Questo permetterà di evacuare la potenza prodotta dalla realizzazione di nuovi impianti di produzione all'interno della RTN.

### STATO DI FATTO



### PROGETTO

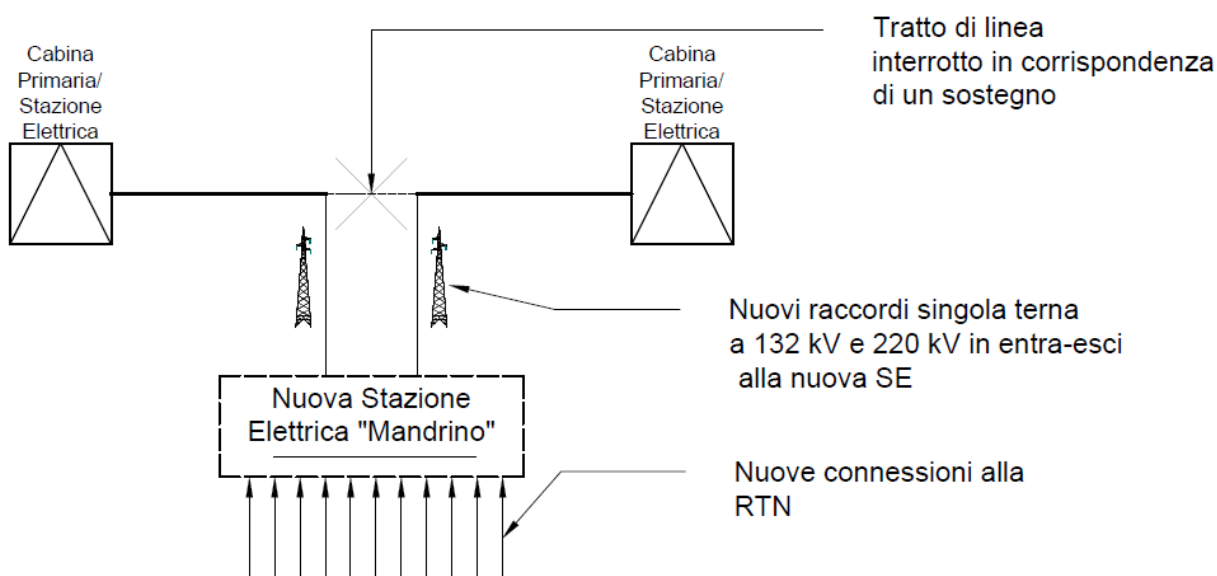


Figura 7-1 – Schema opere di rete





**Impianto fotovoltaico con agricoltura  
integrata “La Cipollona”  
Comune di Pozzolo Formigaro (AL)**

**RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA OPERE UTENTE  
PER LA CONNESSIONE**



Per la descrizione delle caratteristiche tecniche si fa riferimento al contenuto del documento pubblicato da Terna “Requisiti e caratteristiche di riferimento di stazioni e linee elettriche della RTN” all’allegato A.3 del Codice di Rete. Nel documento si riportano gli standard progettuali delle linee elettriche e stazioni elettriche di Terna.

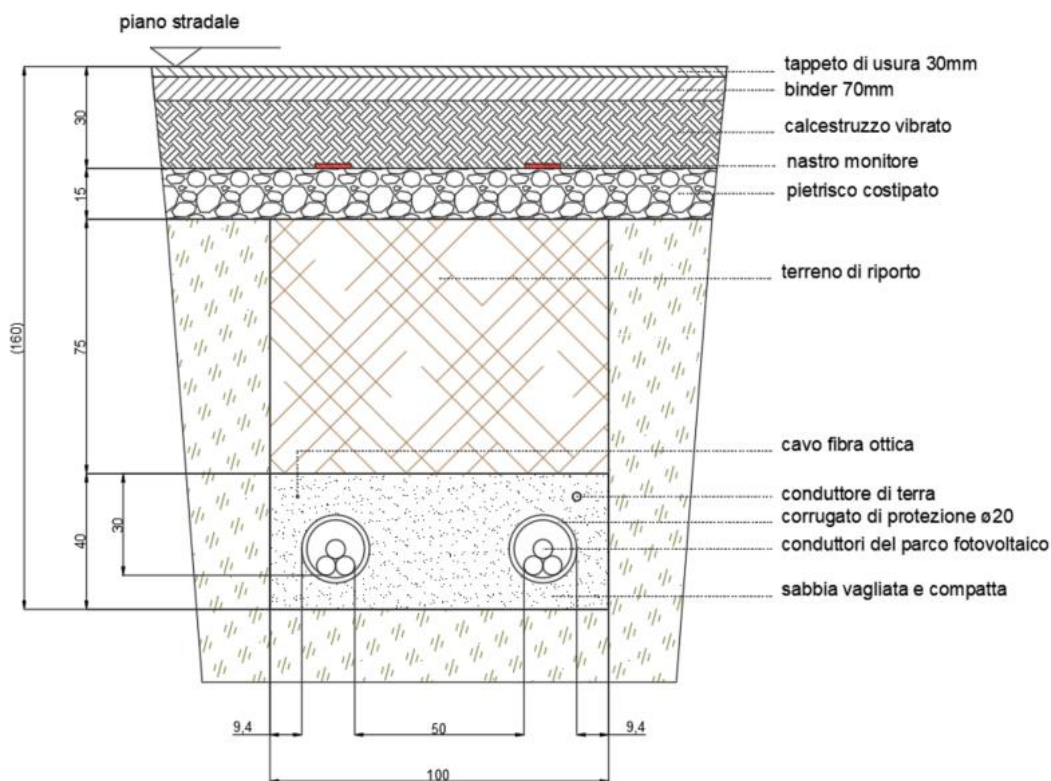
Ai sensi dell’art. 21 dell’allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i. dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, il nuovo elettrodotto in antenna a 36 kV per il collegamento della centrale sulla Stazione Elettrica della RTN costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 36 kV nella suddetta stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

## 7.1 Impianto Utente per la connessione alla RTN

### Cavidotto di connessione della Centrale Fotovoltaica

Il cavidotto a 36 kV di collegamento della centrale fotovoltaica alla nuova Stazione Elettrica Terna di trasformazione 36/132/220 kV sarà realizzato tramite una doppia terna di cavi da 630 mmq in parallelo posti a trifoglio interrati prevalentemente al di sotto della viabilità esistente.

Le terne di cavi saranno interrate all'interno di tubi reflex del diametro di 200 mm. La sezione di scavo è pari a 100 cm e i cavi saranno posti ad una profondità di 1,5 m protetti inferiormente e superiormente con un letto di sabbia vagliata e compatta secondo la configurazione riportata in Figura 7-2.



**Figura 7-2 – Sezione di scavo cavidotto di collegamento alla nuova SE**

In eventuali punti di incrocio o parallelismi tra il cavidotto interrato e servizi o sottoservizi presenti nell'area saranno rispettate le distanze prescritte dalla normativa di riferimento, in particolare dalle norme CEI 11-17. Per maggiori dettagli riguardo a parallelismi o interferenze con servizi o sottoservizi presenti si rimanda alla relazione specialistica sulle interferenze.

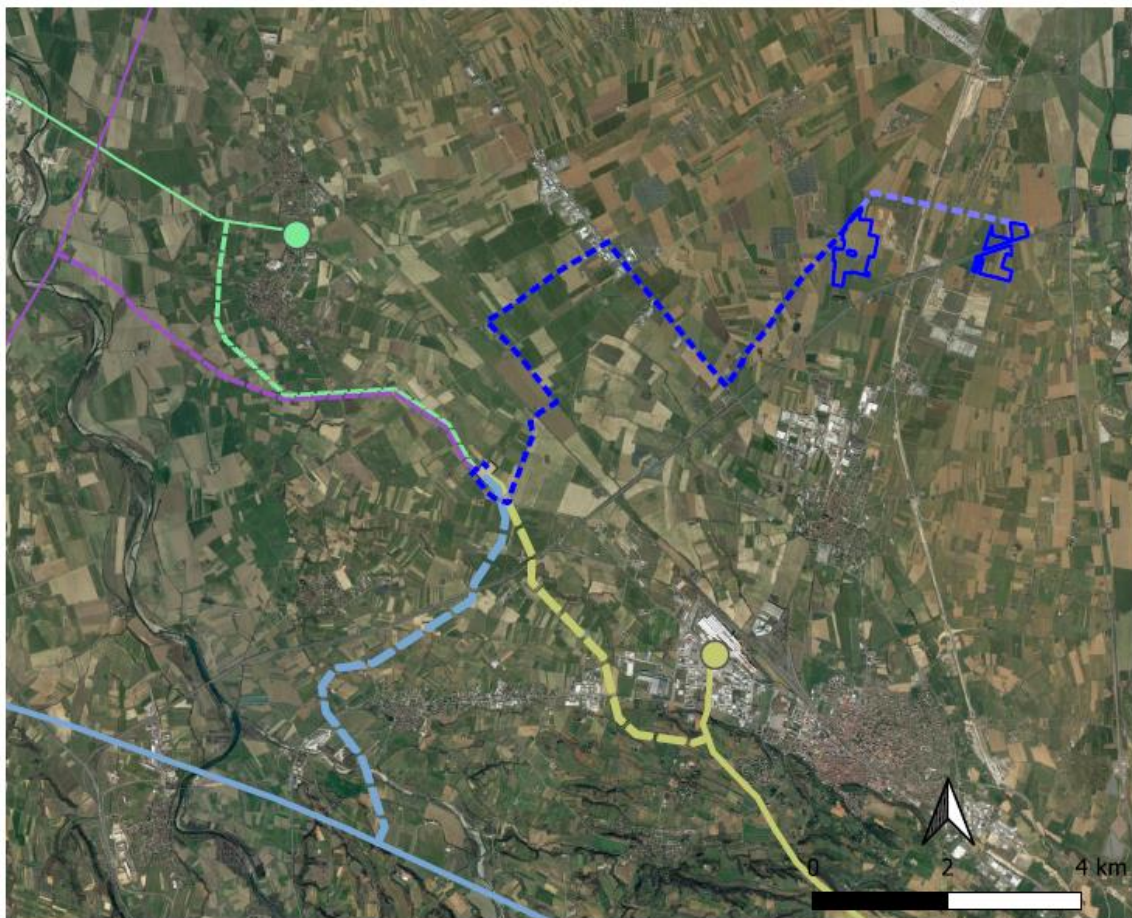
Le giunzioni tra conduttori saranno realizzate mediante connettori adatti alla congiunzione di cavi in alluminio, e accessibili mediante la realizzazione di pozzetti. I pozzetti di giunzione avranno dimensione indicativa di 1.50x1.50m e saranno posizionati lungo il percorso distanziati circa 800/1000 m uno dall'altro. In ogni caso i pozzetti dovranno essere realizzati in modo tale da non recare danno alle guaine in fase di posa o estrazione dei cavi.

## 7.2 Impianto di Rete per la connessione alla RTN

### 7.2.1 Nuova SE di trasformazione 220/132/36 kV “Mandrino”

#### 7.2.1.1 Localizzazione

L'ipotesi ritenuta ottimale prevede la collocazione della nuova SE denominata “Mandrino” di trasformazione 220/132/36 kV all'interno di una zona agricola situata nel territorio extraurbano del comune di Bosco Marengo (AL).



#### Legenda:

Area di impianto

— Confini catastali

Opere di utenza per la connessione

— Cavidotto 36 kV interconnessione lotti Est e Ovest

— Cavidotto 36 kV di connessione alla Stazione Elettrica

Opere di rete per la connessione

— Nuovi raccordi aerei linea Vignole-Casanova 220 kV

— Nuovi raccordi aerei linea Vignole-Ital Novi 220 kV

— Nuovi raccordi aerei linea Spinetta-Sezzadio 132 kV

— Nuovi raccordi aerei linea Aulara-Frugarolo 132 kV

— Nuova Stazione Elettrica “Mandrino” 220/132/36 kV

Opere esistenti

● CP Enel Distribuzione Frugarolo 132 kV

● SSE Industrial Ital Novi 220 kV

— Vignole-Ital Novi 220 kV

— Vignole-Casanova 220 kV

— Spinetta-Sezzadio 132 kV

— Aulara-Frugarolo 132 kV

**Figura 7-3 – Inquadramento nuova SE su ortofoto**



Il lotto è censito al catasto dei terreni al foglio 57, particelle 5, 34, 35, 36 del comune di Bosco Marengo e si trova all'interno di un sito prevalentemente pianeggiante, con pendenze medie nell'ordine del 1-2%. Il sito ha accessibilità diretta dalla Strada Provinciale SP 154 “Bosco Marengo – Novi Ligure”.



**Figura 3-3 – HP.2 ripresa da streetview**

L'appartenenza a zona agricola e l'esclusione da un buffer di 500 mt. da beni culturali di cui alla parte seconda del Dlgs. 42/04 e aree/immobili a notevole interesse pubblico di cui all'art. 136 del Dlgs. 42/04 rende il lotto definibile come “area idonea” ai sensi della lettera c-quater) comma 8 art. 20 del Dlgs. 199/2021 e s.m.i.

- Non sono stati rilevati vincoli all'interno dei terreni individuati.
- Il recettore sensibile più vicino all'opera è identificato nel complesso residenziale a più di 150 mt. a sud.
- L'area non interferisce con impianti esistenti o in corso di iter.

#### **7.2.1.2 Caratteristiche generali Stazioni Elettriche Terna**

Le stazioni elettriche sono impianti complessi, che possono avere più livelli di tensione “Stazioni di trasformazione” oppure un unico livello di tensione “Stazione di smistamento”.

Le **apparecchiature in alta tensione** possono riassumersi in:

- Interruttori;
- Sezionatori;
- Trasformatori e autotrasformatori;
- Isolatori;
- Trasformatori di corrente (TA);
- Trasformatori di tensione (TV);
- Scaricatori.

## **Sostegni**

Saranno impiegati sostegni per il supporto delle apparecchiature di stazione. I sostegni saranno del tipo tubolare per le apparecchiature e del tipo tralicciato per il sostegno portale (o traliccio di arrivo linea).

## **Sistema di sbarre e conduttori di collegamento**

Il sistema di sbarre è realizzato di norma con profilo tubolare in lega di alluminio.

I collegamenti al di sotto delle sbarre sono di norma realizzati in profilo tubolare, mentre i collegamenti tra le apparecchiature sono realizzati in corda. Le giunzioni lungo il sistema di sbarre dovranno consentire le normali espansioni e contrazioni dei tubi, previste con il variare della temperatura; i morsetti destinati allo scopo non dovranno trasmettere, durante le oscillazioni dei tubi, alcun momento sugli isolatori portanti del sistema di sbarre.

## **Opere civili ed edifici**

Nel seguito, a titolo esemplificativo e non esaustivo, vengono indicate le principali opere civili:

- Fondazioni di apparecchiature AT, fondazioni macchinario, fondazioni edifici e chioschi ed eventuali relative sottofondazioni;
- Cunicoli e vie cavo;
- Edificio Comandi, Edificio S.A., Edificio Integrato, Edificio Consegna MT e TLC e Magazzino;
- Chioschi per apparecchiature;
- Recinzione di stazione;
- Piazzali di stazione;
- Vasche olio e acqua;
- Rete idrica e fognaria;
- Opere varie di sistemazione area ed opere di contenimento;
- altre opere di completamento.

### **7.2.1.3 Caratteristiche nuova SE “Mandrino”**

La nuova Stazione Elettrica di trasformazione 220/132/36 kV denominata “Mandrino” è stata modellata come un impianto a pianta rettangolare con dimensioni approssimative pari a 290 m x 203 m, e occuperà una superficie complessiva di circa 53'220 m<sup>2</sup>. Le consistenze indicate da Terna per la nuova SE sono le seguenti:

#### **n.16 passi sbarra 220 kV:**

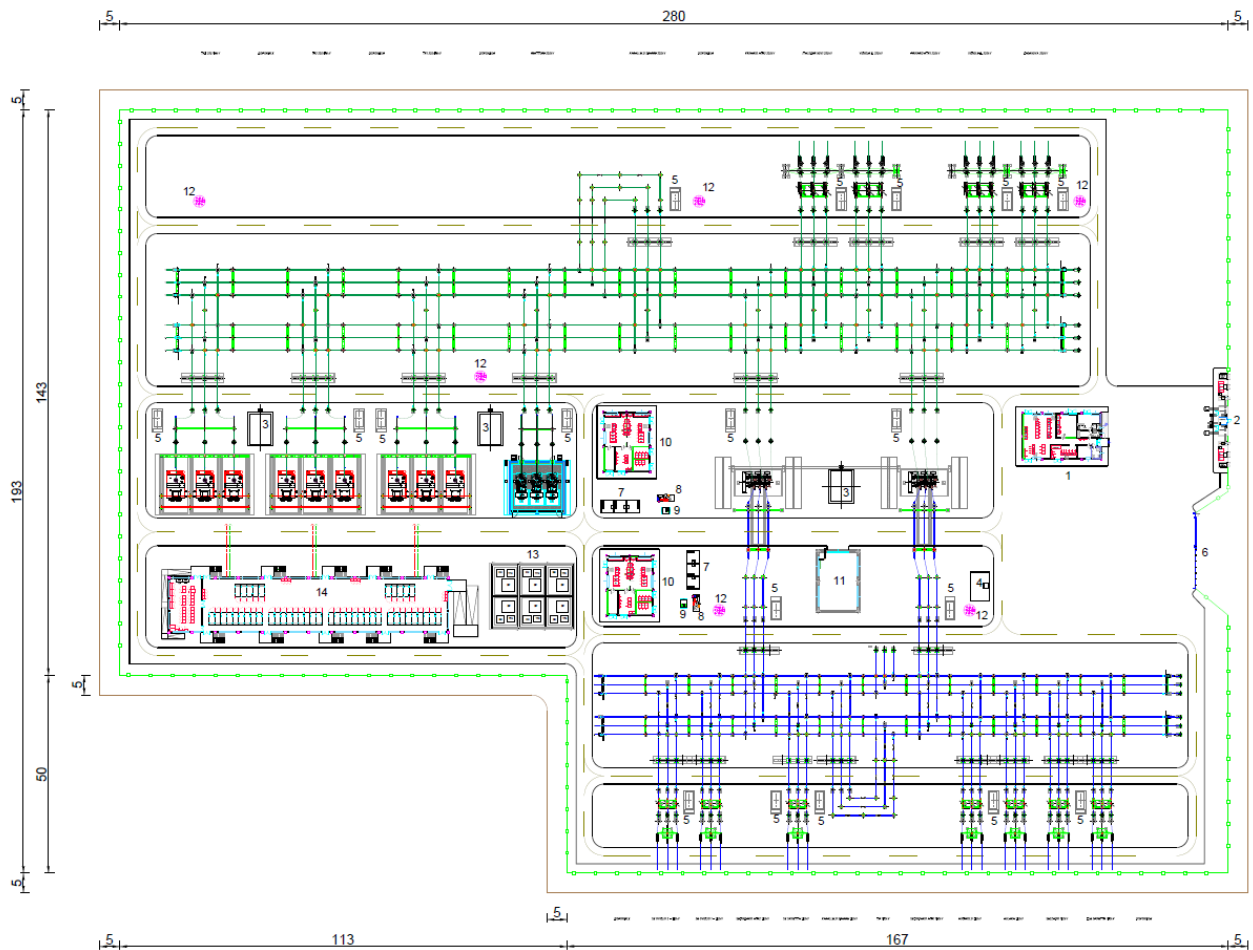
- n.2 stalli per entra-esce alla linea Casanova – Vignole B.
- n.2 stalli per entra-esce alla linea Italsider Novi – Vignole B.
- n.3 stalli Trafo 220/36 kV (250MVA)
- n.2 stalli per il parallelo;
- n.1 stallo attrezzato per possibile reattore / compensatore sincrono;
- n.2 stalli ATR 220/132 kV (250MVA);
- n.3/4 passi sbarra per future connessioni / opere di rete.

#### **n.13 passi sbarra 132 kV:**

- n.1 stallo per linea su SE SPINETTA;
- n.2 stalli per entra-esce alla linea Aulara – Frugarolo;
- n.2 stalli per entra-esce alla linea Sezzadio – C.le Spinetta;
- n.2 stalli per possibile doppia antenna su SE OVIGLIO;
- n.2 stalli parallelo;
- n.2 stalli per ATR 220/132 kV (250MVA);
- n.2 passi sbarra per connessioni 132 kV.

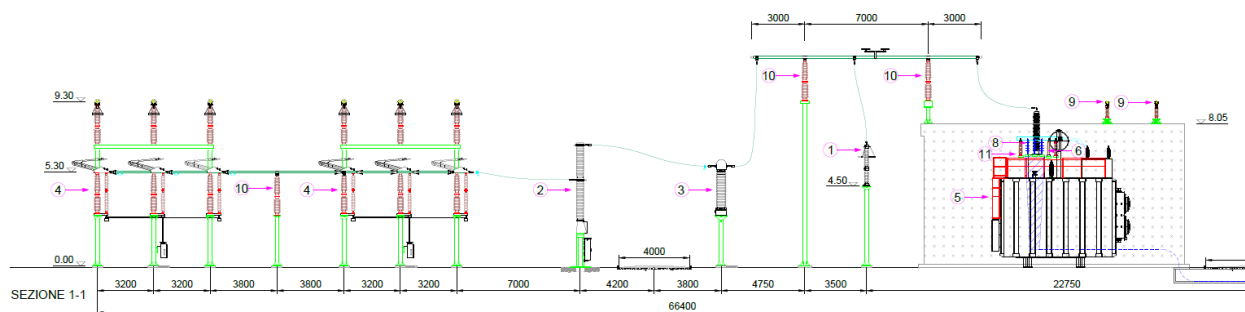
Si riporta la planimetria preliminare della nuova SE di trasformazione e il tipologico delle sezioni dello stallo 220/36 kV estratte dalle pubblicazioni Terna per il progetto unificato delle Stazioni Elettriche da realizzare con sezioni a 36 kV.





**Figura 7-4 – Planimetria Stazione Elettrica 220/132/36 kV**

La superficie recintata avrà una estensione pari a 48'390 m<sup>2</sup>.



**Figura 7-5 – Sezione stallo 220/36 kV**

La Centrale Fotovoltaica sarà dotata di un interruttore sulle linee in attivo (Interruttore di Interfaccia), per realizzare la separazione funzionale fra le attività interne all'impianto, di competenza dell'Utente e del Gestore di Rete. Ciascuna delle tre linee in arrivo alla SE dovrà

essere dotata di un proprio interruttore, in grado di separarla dal resto dell'impianto in caso di guasto.

Gli interruttori a 36 kV richiesti sono a comando tripolare con potere di interruzione delle correnti di cortocircuito  $\geq 25$  kA e capacità di interruzione della corrente capacitiva a vuoto  $\geq 50$  A.

La linea di collegamento a 36 kV dell'impianto Utente sarà realizzata con n.2 terne in parallelo, per la connessione della centrale sarà quindi utilizzata una singola cella sulla sezione 36 kV della SE Terna.

## 7.2.2 Nuovi raccordi aerei a 220 kV e 132 kV

### 7.2.2.1 Localizzazione

La soluzione individuata prevede la realizzazione di n.8 linee aeree a singola terna in entra-esci alla nuova SE “Mandrino”:

- SE Vignole Borbera 380/220/132 kV (Terna) – SE Mandrino 220/132/36 kV (Terna) – SE Italsider Novi 220 kV (industriale); **Tensione 220 kV**
  - Direzione “Mandrino” → “Italsider Novi” L= 5'689 metri
  - Direzione “Mandrino” → “Vignole” L= 5'722 metri
- SE Vignole Borbera 380/220/132 kV (Terna) – SE Mandrino 220/132/36 kV (Terna) – SE Casanova 380/220/132 kV (Terna); **Tensione 220 kV**
  - Direzione “Mandrino” → “Vignole” L= 7'316 metri
  - Direzione “Mandrino” → “Casanova” L= 7'277 metri
- CP Sezzadio 132 kV (E-distribuzione) – SE Mandrino 220/132/36 kV (Terna) – Spinetta S/E 132 kV (Industriale); **Tensione 132 kV**
  - Direzione “Mandrino” → “Sezzadio” L= 7'436 metri
  - Direzione “Mandrino” → “Spinetta” L= 7'446 metri
- CP Frugarolo 132 kV (E-distribuzione) – SE Mandrino 220/132/36 kV (Terna) – CP Aulara 132 kV (E-distribuzione); **Tensione 132 kV**
  - Direzione “Mandrino” → “Frugarolo” L= 6'746 metri
  - Direzione “Mandrino” → “Aulara” L= 6'776 metri

E' prevista la realizzazione complessiva di 26,00 km di raccordi aerei a singola terna alla tensione nominale di 220 kV e 28,40 km di raccordi aerei a singola terna alla tensione nominale di 132 kV.



**Legenda:**

- |  |  |
|--|--|
| Confini comunali                                       | Nuovi raccordi aerei linea Aulara-Frugarolo 132 kV |
| <b>Area di impianto</b>                                | Nuova Stazione Elettrica "Mandrino" 220/132/36 kV  |
| Confini catastali                                      | <b>Opere esistenti</b>                             |
| <b>Opere di utenza per la connessione</b>              | CP Enel Distribuzione Frugarolo 132 kV             |
| Cavidotto 36 kV Interconnessione lotti Est e Ovest     | SSE industrial Ital Novi 220 kV                    |
| Cavidotto 36 kV di connessione alla Stazione Elettrica | Vignole-Ital Novi 220 kV                           |
| <b>Opere di rete per la connessione</b>                | Vignole-Casanova 220 kV                            |
| Nuovi raccordi aerei linea Vignole-Casanova 220 kV     | Spinetta-Sezzadio 132 kV                           |
| Nuovi raccordi aerei linea Vignole-Ital Novi 220 kV    | Aulara-Frugarolo 132 kV                            |
| Nuovi raccordi aerei linea Spinetta-Sezzadio 132 kV    |  |

**Figura 7-6 – Nuovi raccordi aerei a 132 e 220 kV**

I nuovi raccordi aerei interesseranno il territorio comunale di Novi Ligure, Basaluzzo, Capriata D'Orba, Fresonara, Casal Cermelli, Bosco Marengo, Frugarolo, tutti nella provincia di Alessandria.

### **7.2.2.2 Caratteristiche generali nuovi elettrodotti aerei**

#### **Sostegni**

Il sostegno è l'elemento deputato a sostenere i conduttori, esso è costituito da più elementi strutturali, di cui uno deputato al collegamento con le fondazioni. La struttura del sostegno ospita le mensole, cui sono ancorati gli armamenti, cioè l'insieme di elementi di morsetteria che consente di ancorare meccanicamente i conduttori al sostegno pur mantenendoli elettricamente isolati da esso, che possono essere di sospensione o di amarro. In cima vi sono i cimini, atti a sorreggere le funi di guardia.

In ordine alle loro prestazioni meccaniche esistono diversi gruppi di sostegni di diverse altezze utili (usualmente da 9 metri a 42 metri con passo di 3 metri). I sostegni utilizzati da Terna, tubolari e/o a traliccio ovvero di altre tipologie innovative ed ambientalmente sostenibili, vengono progettati in conformità alle norme tecniche vigenti (D.M. 21/03/1988 e CEI 11-4). Detti progetti sono validati da prove di carico eseguite presso stazioni sperimentali su prototipi in scala reale. Dette prove sono eseguite in conformità alla norma IEC 60652-2002.

#### **Fondazioni**

La fondazione è la struttura interrata atta a trasferire i carichi strutturali (compressione, trazione e taglio) dal sostegno al sottosuolo.

Le fondazioni standard Terna di tipo unificato sono utilizzabili su terreni normali, di buona o media consistenza, mentre su terreni con scarse caratteristiche geomeccaniche, su terreni instabili o su terreni allagabili le fondazioni vengono, di volta in volta, progettate ad hoc. Nel caso dei sostegni di tipo tubolare la fondazione è costituita da un blocco unico in cemento armato, eventualmente con utilizzo di pali trivellati.

Nel caso, invece, di sostegni a traliccio, ciascun piedino di fondazione è composto da un blocco di calcestruzzo armato, un colonnino a sezione circolare, inclinato secondo la pendenza del montante del sostegno, un “moncone” annegato nel calcestruzzo al momento del getto, collegato al montante del “piede” del sostegno. Per il calcolo di dimensionamento delle fondazioni si osservano le prescrizioni della normativa specifica per elettrodotti, costituita dal D.M. 21/3/1988. L'articolo 2.5.08 dello stesso D.M. 21/3/1988, precisa che le fondazioni verificate sulla base degli articoli sopramenzionati, sono idonee ad essere impiegate anche nelle zone sismiche per qualunque grado di sismicità.

#### **Esempio fondazioni Enel Distribuzione**

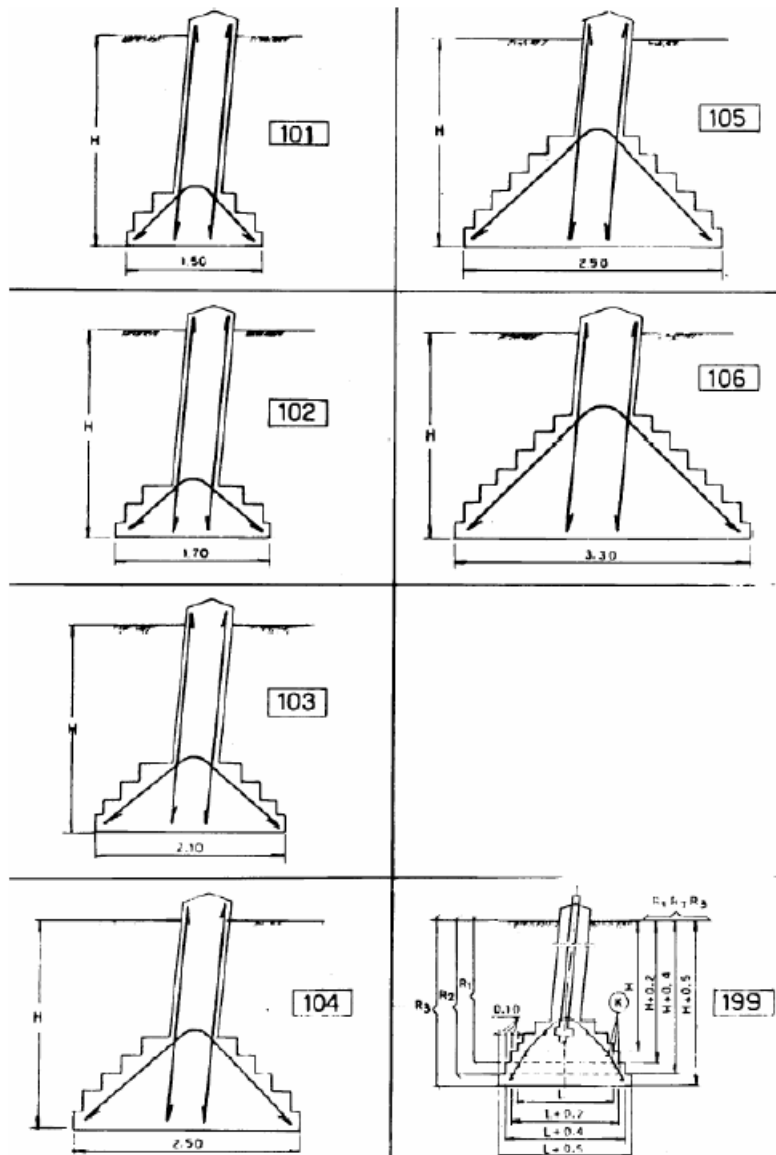
Per la realizzazione delle linee a 132 kV si fa nel seguito riferimento a quanto contenuto nella guida per le connessioni alla rete elettrica di Enel Distribuzione, in particolare alla sezione G1 relativa agli standard tecnici e specifiche di progetto essenziali per la realizzazione dell'impianto di rete per la connessione AT. Gli standard di progetto tengono conto delle soluzioni impiantistiche adottate da Enel Distribuzione e definiscono l'insieme dei materiali e dei componenti da utilizzare e le modalità di realizzazione degli impianti.

Le fondazioni dei sostegni a traliccio sono a piedini separati e vengono distinte, con riferimento alle condizioni del terreno in cui vengono montate, in fondazioni “normali” e fondazioni in “acqua”.

Generalmente sono costruite in calcestruzzo (fondazioni “C”) e si dividono in:



- fondazioni con lato di base minore della profondità di infissione della fondazione nel terreno (fondazioni "CR");
- fondazioni con lato di base maggiore della profondità di infissione della fondazione nel terreno (fondazioni "CS").



**Figura 7-7 – Esempio fondazioni standard tecnico Enel**



## **Conduttori**

I conduttori sono gli elementi preposti al trasporto dell'energia. Nelle linee elettriche in alta e altissima tensione vengono adoperati conduttori nudi, opportunamente distanziati tra loro. Per elettrodotti a 132-150 e 220 kV usualmente si utilizza per ciascuna fase elettrica n.1 conduttore.

## **Funi di guardia**

L'elettrodotto è equipaggiato con una fune di guardia destinata, oltre che a proteggere l'elettrodotto stesso dalle scariche atmosferiche, a migliorare la messa a terra dei sostegni. La fune di guardia è in acciaio o in acciaio rivestito di alluminio. In alternativa è possibile l'impiego di una fune di guardia con fibre ottiche.

## **Morsettieria ed isolatori**

Gli elementi di morsetteria hanno lo scopo di collegare i conduttori nudi e le funi di guardia alle strutture di sostegno.

Gli elementi di morsetteria per linee sono scelti in modo da poter sopportare gli sforzi massimi trasmessi dai conduttori al sostegno. A seconda dell'impiego previsto sono individuati diversi carichi di rottura per gli elementi di morsetteria che compongono gli armamenti in sospensione. Le morse di amarro sono invece dimensionate in base al carico di rottura del conduttore.

Per equipaggiamento si intende il complesso degli elementi di morsetteria che collegano le morse di sospensione o di amarro agli isolatori e questi ultimi al sostegno. La scelta degli equipaggiamenti viene effettuata, per ogni singolo sostegno, fra quelli disponibili nello standard progettuale Terna, in funzione delle azioni determinate dal tiro dei conduttori e dalle caratteristiche di impiego del sostegno esaminato.

L'isolamento degli elettrodotti viene realizzato con isolatori a cappa e perno in vetro temprato, nei due tipi “normale” e “antisale”, connessi tra loro a formare catene di almeno n.14 elementi per elettrodotti a 220 kV e n. 9 elementi per elettrodotti a 132-150 kV. Il criterio di scelta degli isolatori si basa sulle condizioni in termini di inquinamento salino e caratteristiche di tenuta.

### **7.2.2.3 Elettrodotti aerei a 220 kV**

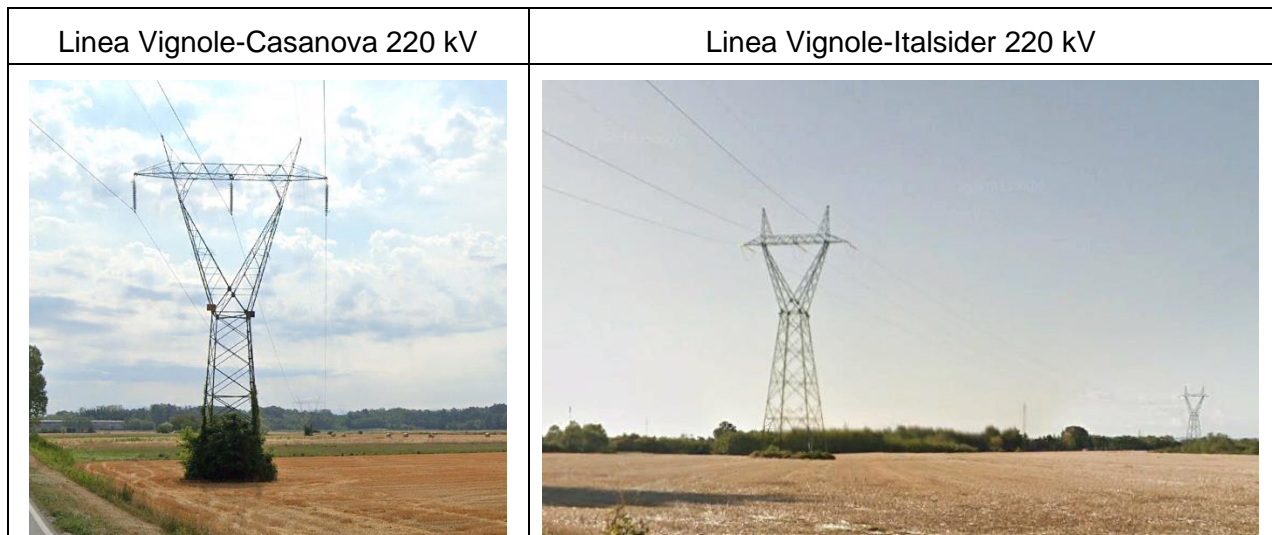
Nelle linee a 220 kV, la palificazione è usualmente realizzata con sostegni tradizionali tubolari e/o a traliccio, ovvero di altre tipologie anche innovative ed ambientalmente sostenibili. Ogni fase è costituita generalmente da n.1 conduttore di energia costituito da una corda di alluminio-acciaio con un diametro di 31,50 mm. Le principali caratteristiche elettriche sono le seguenti:

- Tensione nominale 220 kV c.a.
- Frequenza nominale 50 Hz
- Intensità di corrente nominale 500 A (per fase)
- Potenza nominale 200 MVA (per terna)

In dipendenza della tipologia di palo in progetto, si può utilizzare sia fune di guardia d'acciaio (o acciaio rivestito di alluminio) che fune di guardia con fibre ottiche.

E' prevista la realizzazione di circa 26,00 km di raccordi aerei a singola terna, con tensione nominale pari a 220 kV. Esistono varie tipologie di sostegni impiegati per linee a doppia terna 220

kV, in Figura 7-8 sono riportate viste dei tralicci realizzati per le linee esistenti a cui si dovrà raccordare la nuova SE. Si prevede in questa fase, che le medesime tipologie di sostegni possano essere realizzate anche per i nuovi raccordi da inserire in entra-esci alla nuova SE.



**Figura 7-8 – Sostegni esistenti per linee a 220 kV**

- Campata media prevista: 350 metri;
- Altezza sostegni: variabile in funzione del profilo altimetrico e delle prestazioni a cui gli stessi devono resistere, di norma tra 12 m e 36 m;
- Fondazioni: per fondazione è intesa la struttura (mista in acciaio-calcestruzzo) interrata, incaricata di trasmettere gli sforzi generati dai conduttori e dal peso proprio del sostegno (compressione e/o strappamento) al terreno. Le fondazioni unificate per i sostegni della serie 220 kV sono del tipo a piedini separati e sono utilizzabili su terreni normali, di buona o media consistenza.

Ciascun piedino è formato da un blocco di calcestruzzo armato che poggia sul fondo dello scavo, da un colonnino inclinato secondo la pendenza del montante di sostegno, e da un moncone annegato nel calcestruzzo. Gli scavi possono raggiungere profondità massime nell'ordine dei 4 metri.



**Figura 7-9 – Realizzazione piedino del traliccio**

#### 7.2.2.4 Elettrodotti aerei a 132 kV

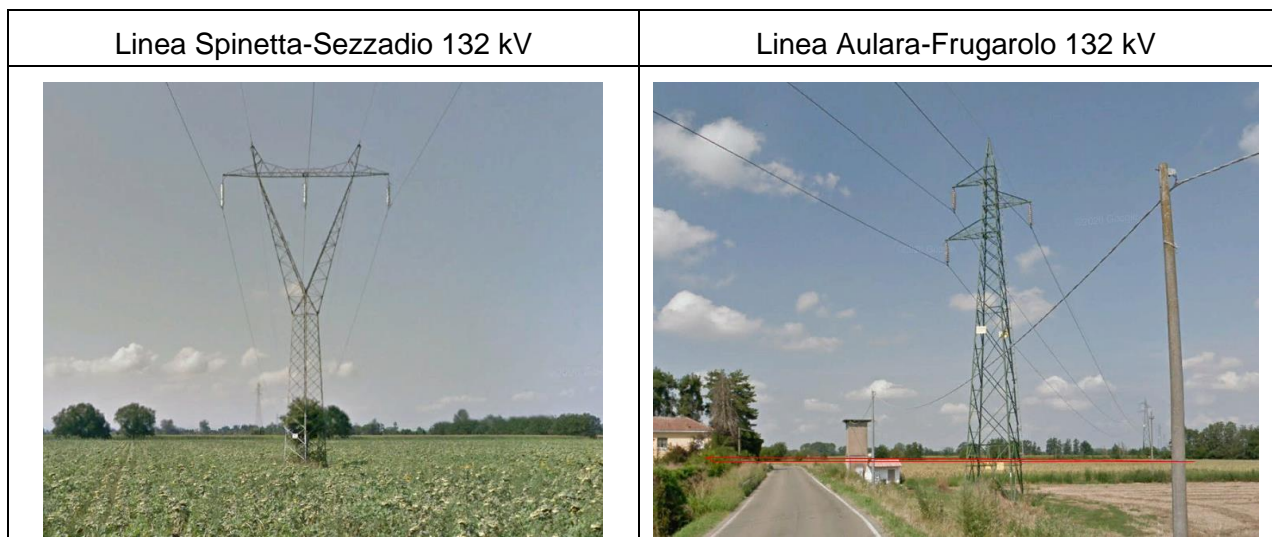
Nelle linee a 132-150 kV, la palificazione è usualmente realizzata con sostegni tradizionali tubolari e/o a traliccio, ovvero di altre tipologie anche innovative ed ambientalmente sostenibili.

Ogni fase è costituita da n.1 conduttore di energia costituito da una corda di alluminio-acciaio con un diametro di 31,50 mm. Le principali caratteristiche elettriche sono le seguenti:

- Tensione nominale 132-150 kV c.a.
- Frequenza nominale 50 Hz
- Intensità di corrente nominale 500 A (per fase)
- Potenza nominale 120-130 MVA (per terna)

In dipendenza della tipologia di palo in progetto, si può utilizzare sia fune di guardia d'acciaio (o acciaio rivestito di alluminio) che fune di guardia con fibre ottiche.

E' prevista la realizzazione di circa 28,40 metri di raccordi aerei a doppia terna, con tensione nominale pari a 132 kV. Come riportato precedentemente, esistono varie tipologie di sostegni impiegati per linee a singola terna a 132 kV, in Figura 7-10 sono riportate viste dei tralicci realizzati per le linee esistenti a cui si dovrà raccordare la nuova SE. Si prevede in questa fase, che le medesime tipologie di sostegni possano essere realizzate anche per i nuovi raccordi da inserire in entra-esci alla nuova SE.



**Figura 7-10 – Sostegni esistenti per linee a 132 kV**

Per le lavorazioni previste possono essere assunte cautelativamente le stesse dei raccordi a 220 kV.



## **8 Sistema di protezione della centrale fotovoltaica**

Le protezioni previste saranno conformi alle norme CEI di riferimento, all'allegato A.68 del Codice di Rete e alle prescrizioni del Gestore della Rete Terna.

Il sistema di protezione della Centrale Fotovoltaica include gli apparati di norma dedicati alla protezione degli impianti e della rete sia per guasti interni, che per i guasti esterni.

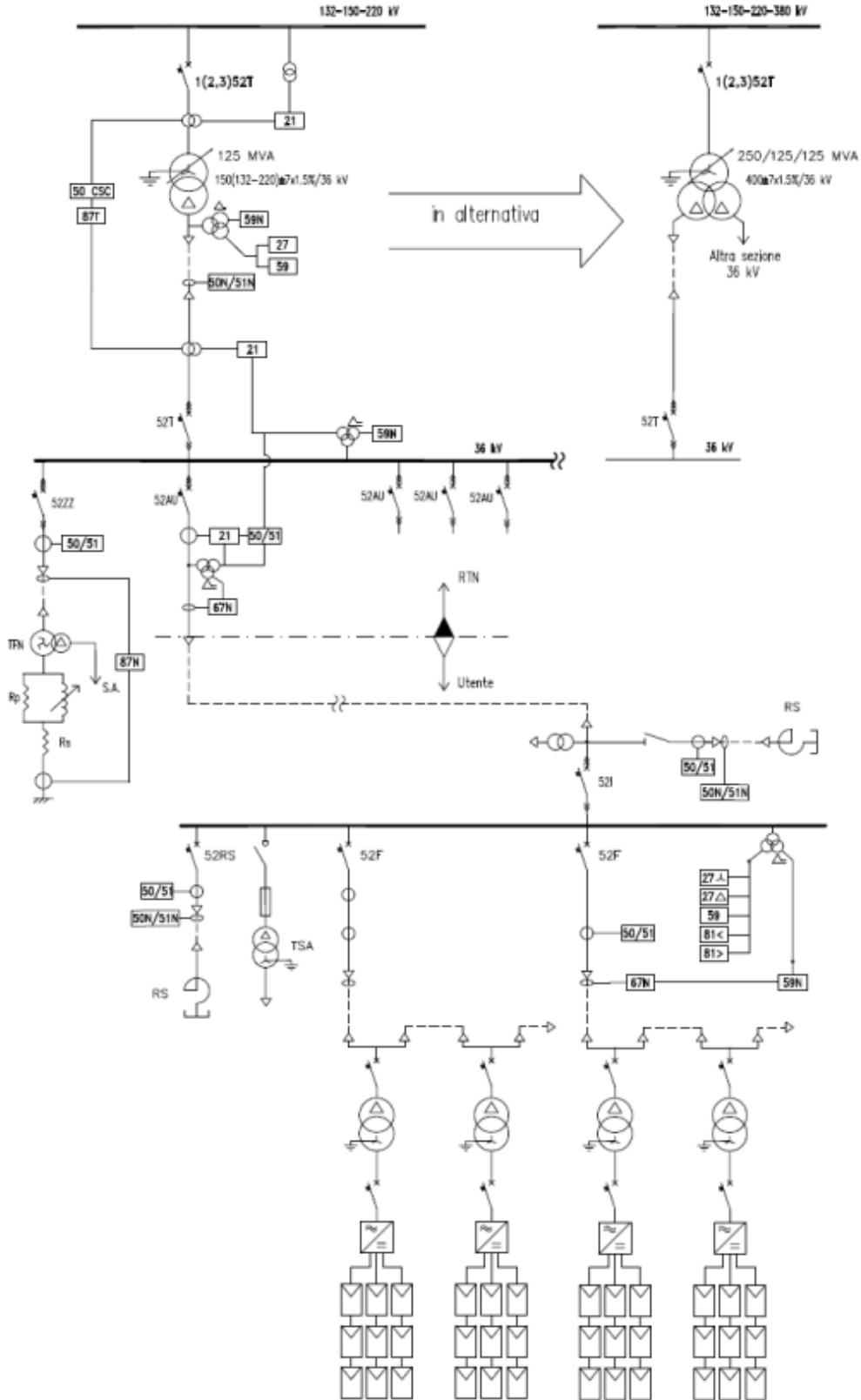
La Centrale deve essere in grado di restare connessa alla rete in caso di guasti esterni ad eccezione dei casi in cui la selezione del guasto comporti la perdita della connessione.

Gli inverter della Centrale Fotovoltaica devono poter sostenere il regime transitorio provocato da guasti successivi in rete tali che l'energia non immessa a causa dei guasti stessi negli ultimi 30 minuti sia inferiore a  $P_n \cdot 2s$ , ove  $P_n$  indica la potenza nominale della Centrale. Nell'ipotesi che tali guasti siano correttamente eliminati dalle protezioni di rete e che la loro profondità e durata siano compatibili con la caratteristica FRT, le protezioni di Centrale non devono comandare anticipatamente la separazione della Centrale dalla rete stessa o la fermata degli inverter.

La Centrale Fotovoltaica deve contribuire all'eliminazione dei guasti in rete nei tempi previsti dal sistema di protezione, in accordo a quanto definito nel Codice di Rete. Per l'eliminazione dei guasti interni alla Centrale, che potrebbero coinvolgere altri impianti della rete, si deve prevedere la rapida apertura degli interruttori generali. Inoltre, la Centrale deve essere dotata di protezioni in grado di individuare guasti esterni il cui intervento dovrà essere coordinato con le altre protezioni di rete, in accordo con quanto descritto nell'allegato A.11 del Codice di Rete.

Anche l'intervento delle protezioni per guasti esterni deve prevedere l'apertura degli interruttori generali e contemporaneamente degli interruttori di ogni inverter. Le tarature delle protezioni contro i guasti esterni sono definite dal Gestore e dovranno essere impostate sugli apparati a cura del Titolare dell'impianto, assicurando la tracciabilità delle operazioni secondo procedure concordate. Le tarature delle protezioni contro i guasti interni, che prevedono un coordinamento con le altre protezioni della rete, devono essere concordate con il Gestore in sede di accordo preliminare alla prima entrata in esercizio della Centrale. In ogni caso, il Gestore può richiedere giustificate modifiche o integrazioni di tali requisiti con l'obiettivo di mantenere, o aumentare, il livello di continuità del prelievo, dell'alimentazione e la sicurezza dell'esercizio, caratteristici della rete di connessione.

Con periodicità minima di 4 anni l'Utente dovrà provvedere alla verifica degli apparati di protezione e mantenere un registro di tali prove, da fornire a Terna su richiesta. Il sistema di protezione, e le relative tarature, hanno anche l'obiettivo di mantenere la stabilità dell'intero sistema elettrico. Tutte le tarature richieste dal Gestore, o proposte dal Titolare, dovranno essere coerenti con il campo di funzionamento garantito indicato al paragrafo 6.3 dell'All. A68 "Insensibilità alle variazioni di tensione". All'interno di tale campo l'impianto deve poter funzionare senza danneggiamenti.



**Figura 8-1 – Sistema di protezione della centrale fotovoltaica**



## 8.1 Protezione della Centrale Fotovoltaica contro i guasti esterni

Le tarature sono stabilite dal Gestore in accordo al Codice di Rete. In relazione alle esigenze del sistema elettrico a cui è connessa la Centrale Fotovoltaica, le tarature potranno essere parzialmente discordanti da quelle indicate nelle tabelle successive. Le protezioni sulla sbarra 36 kV sono costituite da:

- Protezione di minima tensione rete (27Y)
- Protezione di minima tensione rete (27Δ)
- Protezione di massima tensione rete (59)
- Protezione di minima frequenza rete (81<)
- Protezione di massima frequenza rete (81>)
- Protezione di massima tensione omopolare rete (59N)
- Protezione direzionale di massima corrente (51N)

Per la prima funzione protettiva (27Y) è richiesta l'alimentazione dei circuiti voltmetrici con tensioni stellate. Per le funzioni protettive 2)÷5) è richiesta l'alimentazione dei circuiti voltmetrici con tensioni concatenate. Per la sesta, è richiesta un'alimentazione voltmetrica da TV con connessione a triangolo aperto, oppure, per relè in grado di ricavare la tensione omopolare al loro interno, dalle tensioni di fase fornite dai TV con collegamento a stella. L'intervento delle protezioni citate deve comandare l'apertura dell'Interruttore di Interfaccia 52I del collegamento con la Stazione Terna.

Centrale Fotovoltaica -Sbarre 36kV dell’Impianto Utente				
PROTEZIONE	TARATURE DI RIFERIMENTO			COMANDO
	Soglia	Valori di taratura	Ritardo	
Minima tensione di fase (27Y)	Unica	80 % $V_{nYR}^{(1)}$	2,0 + 4,0 s <sup>(3)</sup>	Apertura interruttore 52 I
Minima tensione concatenata (27Δ)	Unica	80 % $V_{nR}^{(2)}$	2,0 + 4,0 s <sup>(3)</sup>	
Massima tensione (59)	1ª soglia	110 % $V_{nR}^{(2)}$	60 s	
	2ª soglia	115 % $V_{nR}^{(2)}$	1,0 s	
Massima tensione omopolare (59N)	Unica	10 % $V_{RES MAX}^{(4)}$	1,0 + 2,0 s	
Minima frequenza (81<) <sup>(5)</sup>	1ª soglia	47,5 Hz	4,0 s	
	2ª soglia	46,5 Hz	0,1 s <sup>(7)</sup>	
Massima frequenza (81>) <sup>(6)</sup>	1ª soglia	51,5 Hz	1,0 s	
	2ª soglia	52,5 Hz	0,1 s <sup>(7)</sup>	
<b>Note:</b> <sup>(1)</sup> $V_{nYR}$ è la tensione nominale stellata della rete 36 kV; <sup>(2)</sup> $V_{nR}$ è la tensione nominale concatenata della rete 36 kV; <sup>(3)</sup> Valori di ritardo riferiti alla tensione nominale della sezione a tensione più elevata della stazione Terna di connessione: 2,0 s per 132-150 kV; 2,8 s per 220 kV; 4,0 s per 380 kV; <sup>(4)</sup> $V_{RES} = 3V_0$ è la tensione residua riscontrabile nella rete AT per corto circuito monofase a terra <sup>(5)</sup> Tensione operativa raccomandata: 0,2 $V_{nR}$ <sup>(6)</sup> Tensione operativa raccomandata: 0,8 $V_{nR}$ <sup>(7)</sup> Sono accettate anche tarature con tempi di intervento superiori.				

**Figura 8-2 – Taratura relè di protezione contro i guasti esterni**

## 8.2 Protezioni della Centrale Fotovoltaica contro i guasti interni

Le linee Sottocampo in partenza dalla sbarra 36 kV dovranno essere protette con:

- Protezione a massima corrente di fase (50/51)
- Protezione a massima corrente direzionale di terra (67N)

Eventuali protezioni e/o tarature diverse da quelle riportate in tabella al paragrafo 7.3.2.1. dell'allegato A.68 di Terna potranno essere impostate a cura dell'Utente purchè garantiscano il corretto coordinamento con le altre protezioni di rete. Dovranno essere comunque concordate con Terna e riportate all'interno del Regolamento di Esercizio.

Centrale Fotovoltaica– Linee Sottocampo (Feeder) 36kV dell'Impianto Utente				
PROTEZIONE	TARATURE DI RIFERIMENTO			COMANDO
	Soglia	Valori di taratura	Ritardo	
Massima corrente di fase (50/51)	1ª soglia	$I > = 1,15 \sum I_{ni}^{(1)}$	Curva a tempo inverso	Apertura interruttore 52 F
	2ª soglia	$I >> = 400 + 600 \text{ A}$	0,6 + 0,8 s	
	3ª soglia	$I >>> = 2000 + 3000 \text{ A}^{(2)}$	0,12 + 0,15 s	
Massima corrente direzionale di terra (67N)	1ª soglia (Neutro Compensato)	$V_{RES} = 5\% V_{RES\ MAX}^{(3)}$ $I_{RES} = 5 + 10 \text{ A}$ $\angle = [61^\circ; 257^\circ]$	0,3 s	
	2ª soglia (Neutro Isolato)	$V_{RES} = 5\% V_{RES\ MAX}^{(3)}$ $I_{RES} = 10 \text{ A}$ $\angle = [60^\circ; 120^\circ]$	0,3 s	
	3ª soglia (Doppio Guasto a terra)	$V_{RES} = 5\% V_{RES\ MAX}^{(3)}$ $I_{RES} = \geq 300 \text{ A}$ $\angle = [-60^\circ; 133^\circ]$	0,12 + 0,15 s	

**Note:**

<sup>(1)</sup>  $\sum I_{ni}$  è la sommatoria delle correnti nominali degli inverter sottesi alla linea di sottocampo

<sup>(2)</sup> Il valore di regolazione della soglia  $I >>>$  deve essere:

- minore del minimo valore di corrente di cortocircuito richiamata da un guasto bifase nel terminale remoto della linea sottocampo mettendo in conto un coefficiente di sicurezza non inferiore a 0,8;
- maggiore del valore della corrente di inrush richiamata dall'energizzazione simultanea dei trasformatori connessi alla singola Linea Sottocampo; tale valore deve essere stimato in relazione al tempo di ritardo assegnato alla soglia  $I >>>$ .

<sup>(3)</sup>  $V_{RES} = 3V_0$  è la tensione residua riscontrabile nella rete AT per corto circuito monofase a terra

**Figura 8-3 – Taratura relè di protezione contro i guasti interni**

## 9 Sistema di regolazione e controllo

Le principali funzionalità richieste agli impianti fotovoltaici collegati alla rete di alta tensione sono riportati nel capitolo 8 dell'allegato A.68 di Terna. In particolare:

- Controllo della produzione
- Modalità di avviamento e riconnessione alla rete
- Regolazione della potenza reattiva
- Regolazione della potenza attiva
- Supporto alla tensione durante i guasti in rete
- Sistemi di teledistacco della produzione

### 9.1 Controllo della produzione

Le caratteristiche costruttive della Centrale e dei sistemi di gestione della potenza devono essere tali da garantire una immissione di potenza attiva controllabile. Al solo fine di garantire la sicurezza della rete il Gestore può, nei casi sottoindicati, richiedere una limitazione temporanea della produzione, compreso l'annullamento dell'immissione in rete. A tale scopo è necessario che la riduzione, attuata dall'Utente e sotto la sua responsabilità, avvenga senza ritardi ed in tempi brevi.

Le cause della limitazione della produzione dovute a motivi di sicurezza si possono, a titolo esemplificativo e non esaustivo, così riassumere:

- Congestione di rete in atto e/o rischio di sovraccarico sulla RTN
- Problematiche di adeguatezza del sistema elettrico
- Possibili problemi di tensione
- Rischi potenziali di instabilità del sistema elettrico

La limitazione deve essere attuata dall'Utente da remoto e comunque entro 15 minuti dall'invio della comunicazione. Deve essere possibile in ogni condizione di esercizio dell'impianto, a partire da qualsiasi punto di funzionamento, nel rispetto del valore di potenza massima imposto dal Gestore. Deve essere possibile ridurre la produzione secondo gradini di ampiezza massima pari al 5% della potenza nominale dell'Impianto.

L'ordine di riduzione da parte del Gestore verrà inviato per via telematica o per il tramite di procedure che garantiscano la tracciabilità della richiesta. Sarà poi l'Utente ad eseguire l'ordine. L'Utente può richiedere al Gestore l'invio diretto, con modalità indicate dal medesimo Gestore, di un telesegnale (set-point) che imponga all'impianto il valore di potenza immessa in rete ai fini dell'erogazione di eventuali servizi di rete (ad esempio la regolazione secondaria di frequenza).

### 9.2 Modalità di avviamento e riconnessione alla rete

Al fine di evitare transitori di frequenza/tensione indesiderati al parallelo con la rete delle Centrali Fotovoltaiche queste si devono sincronizzare con la rete aumentando la potenza immessa gradualmente.

Per garantire l'inserimento graduale della potenza immessa in rete deve essere rispettato un gradiente positivo massimo non superiore al 20% al minuto della  $P_n$  del campo fotovoltaico.

Per evitare fenomeni oscillatori sui flussi di potenza nelle fasi iniziali della connessione, è ammesso che la rampa di presa di carico inizi quando la potenza erogata dall'inverter raggiunge il valore di 5%  $P_n$ .

La riconnessione alla RTN dopo eventi che hanno causato l'intervento delle protezioni e quindi l'apertura dell'Interruttore Generale (o di Interfaccia) deve essere autorizzata da Terna, salvo quanto diversamente indicato da Terna nel RdE.

L'entrata in servizio della Centrale Fotovoltaica con immissione di potenza è condizionata alle seguenti condizioni:

- la tensione al Punto di Consegna deve mantenersi nell'intervallo 90 - 110 % della tensione nominale;
- la frequenza deve essere non superiore a 50,2Hz;
- le condizioni di tensione e frequenza di cui sopra devono essere verificate per un tempo minimo selezionabile in un intervallo tra 0 s e 900 s con step di variazione non superiore a 5 s; il tempo è impostato di default a 300 s, salvo diverse indicazioni dal Gestore.

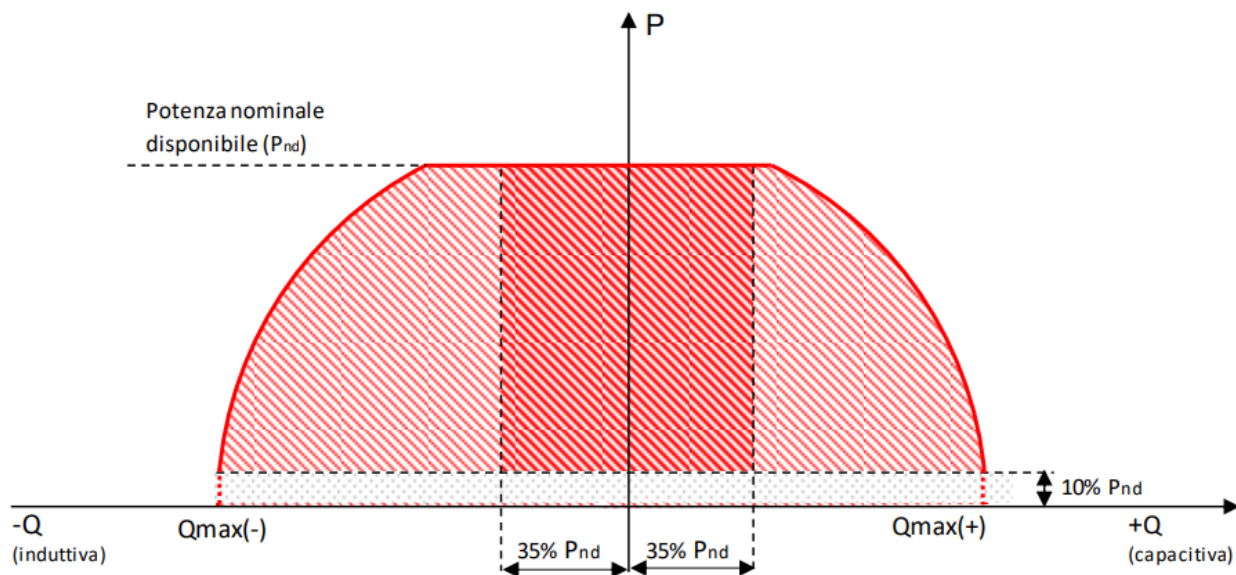
A ciò deve conformarsi il sistema di controllo della centrale o degli inverter.

### **9.3 Regolazione della potenza reattiva**

La Centrale in parallelo con la rete deve essere in grado di partecipare al controllo della tensione del sistema elettrico regolando la potenza reattiva prodotta o assorbita con le modalità descritte all'interno dell'allegato A.68 di Terna.

Gli inverter dovranno pertanto essere conformi all'allegato A.68 e rispettare le curve di capability definite lato 36 kV. In particolare, si richiede che per le zone con potenza attiva erogata superiore ad una soglia del 10% della potenza nominale disponibile ( $P_{nd}$ ) si richiede che:

- il limite di capability in sotto-eccitazione deve essere almeno pari al 35%  $P_{nd}$  per ogni valore di potenza attiva. Per potenze attive inferiori a  $P_{nd}$  il limite dipende dalla  $P$  stessa secondo la curva semicircolare in rosso (diversa per ogni impianto).
- il limite di capability in sovra-eccitazione può variare secondo una curva (diversa per ogni impianto). Deve essere garantito un valore minimo di 35%  $P_{nd}$  in corrispondenza di un valore di potenza attiva pari alla  $P_{nd}$ . Per potenze attive inferiori a  $P_{nd}$  il limite dipende dalla  $P$  stessa secondo la curva semicircolare in rosso (diversa per ogni impianto).



**Figura 9-1 – Curve di capability inverter**



## INDICE DELLE FIGURE

FIGURA 5-1 – INQUADRAMENTO AREA IMPIANTO SU CARTA DE AGOSTINI.....	10
FIGURA 5-2 – INQUADRAMENTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO E OPERE DI UTENZA SU ORTOFOTO .....	11
FIGURA 5-3 – INQUADRAMENTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO E OPERE DI UTENZA SU IGM.....	11
FIGURA 5-4 – PRINCIPALI CARATTERISTICHE GEOGRAFICHE PROGETTO “LA CIPOLLONA” .....	12
FIGURA 5-5 – SCHEMA CONCETTUALE IMPIANTO FOTOVOLTAICO .....	13
FIGURA 6-1 – CONCETTO DI MODULO FOTOVOLTAICO BIFACCIALE (CEI 82-25) .....	15
FIGURA 6-2 – SPECIFICHE TECNICHE MODULI FOTOVOLTAICI .....	16
FIGURA 6-3 – ESEMPIO DI IMPIANTO CON INSEGUITORI SOLARI MONOASSIALI 2P .....	17
FIGURA 6-4 – CARATTERISTICHE TECNICHE INSEGUITORE SOLARE MONOASSIALE 2P.....	18
FIGURA 6-5 – ESEMPIO CONFIGURAZIONE CAMPO FOTOVOLTAICO DOTATO DI SINGOLO QUADRO DI CAMPO.....	19
FIGURA 6-6 – SCHEDA TECNICA STRING COMBINER SMA DC-CMB-U15 .....	20
FIGURA 6-7 – POWER STATION SMA SERIE MVPS.....	21
FIGURA 6-8 – SPECIFICHE TECNICHE INVERTER SC 4400 UP.....	23
FIGURA 6-9 – SCHEDA TECNICA TRASFORMATORE DA 4200 kVA (34,5 kV).....	24
FIGURA 6-10 – SCHEMA CONCETTUALE CENTRALE FOTOVOLTAICA .....	25
FIGURA 6-11 – TIPOLOGICO CABINA DI SMISTAMENTO .....	26
FIGURA 6-12 – SPECIFICHE TECNICHE CAVI ARE4H5E 20,8/36 kV .....	27
FIGURA 7-1 – SCHEMA OPERE DI RETE .....	32
FIGURA 7-2 – SEZIONE DI SCAVO CAVIDOTTO DI COLLEGAMENTO ALLA NUOVA SE.....	34
FIGURA 7-3 – INQUADRAMENTO NUOVA SE SU ORTOFOTO.....	35
FIGURA 7-4 – PLANIMETRIA STAZIONE ELETTRICA 220/132/36 kV .....	39
FIGURA 7-5 – SEZIONE STALLO 220/36 kV .....	39
FIGURA 7-6 – NUOVI RACCORDI AEREI A 132 E 220 kV .....	42
FIGURA 7-7 – ESEMPIO FONDAZIONI STANDARD TECNICO ENEL.....	44
FIGURA 7-8 – SOSTEGNI ESISTENTI PER LINEE A 220 kV .....	46
FIGURA 7-9 – REALIZZAZIONE PIEDINO DEL TRALICCIO.....	47
FIGURA 7-10 – SOSTEGNI ESISTENTI PER LINEE A 132 kV .....	48
FIGURA 8-1 – SISTEMA DI PROTEZIONE DELLA CENTRALE FOTOVOLTAICA .....	50
FIGURA 8-2 – TARATURA RELÈ DI PROTEZIONE CONTRO I GUASTI ESTERNI .....	52
FIGURA 8-3 – TARATURA RELÈ DI PROTEZIONE CONTRO I GUASTI INTERNI.....	53
FIGURA 9-1 – CURVE DI CAPABILITY INVERTER.....	56

## INDICE DELLE TABELLE

TABELLA 6-1 – DETTAGLIO POTENZE SOTTOCAMPI .....	22
TABELLA 6-2 – CARATTERISTICHE TECNICHE CABINA DI SMISTAMENTO .....	26