

# 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

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 emissione	Descrizione	Preparato			Approvato	
Origine File: "21042.PZZ.PD.R.01.00 – Relazione tecnica descrittiva.docx"		CODICE ELABORATO					
		Commessa		Proc.	Tipo doc	Num	Rev
		21042	PZZ	PD	R	01	00
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>5</b>
<b>4</b>	<b>Norme e documenti di riferimento</b> .....	<b>6</b>
<b>5</b>	<b>Descrizione del sito</b> .....	<b>11</b>
5.1	Inquadramento territoriale .....	11
5.1.1	Inquadramento su Piano Regolatore Generale .....	13
5.2	Morfologia e caratterizzazione geologica del sito.....	14
5.3	Caratteristiche idrogeologiche del sito .....	15
5.4	Radiazione solare dell'area.....	17
<b>6</b>	<b>Impianto fotovoltaico</b> .....	<b>18</b>
6.1	Moduli fotovoltaici .....	18
6.2	Inseguitori solari.....	20
6.3	Quadri di campo.....	22
6.4	Power station .....	24
6.4.1	Inverter centralizzato .....	25
6.4.2	Trasformatore BT/36 kV .....	27
6.5	Cabine di smistamento.....	28
6.6	Sistema di distribuzione dei cavidotti in BT, MT .....	30
6.6.1	Distribuzione cavidotti in BT .....	30
6.6.2	Distribuzione cavidotti a 36 kV .....	34
6.7	Misura dell'energia elettrica prodotta .....	35
6.8	Servizi ausiliari .....	36
6.8.1	Impianto di illuminazione.....	36
6.8.2	Impianto di antintrusione .....	36
6.8.3	Impianto di videosorveglianza.....	37
6.8.4	Impianto antincendio .....	37
6.9	Impianto di messa a terra.....	37
6.10	Sistema di regolazione e controllo .....	38
6.11	Impianto di connessione alla RTN .....	39
6.11.1	Impianto Utente per la connessione alla RTN .....	40
6.11.2	Impianto di Rete per la connessione alla RTN .....	42
<b>7</b>	<b>Analisi della producibilità attesa (PVsyst 7.4)</b> .....	<b>56</b>
<b>8</b>	<b>Progetto agricolo</b> .....	<b>59</b>
8.1	Stato dei luoghi e colture praticate .....	59
8.2	Descrizione del progetto .....	59

<b>9</b>	<b>Descrizione delle opere</b>	<b>61</b>
9.1	Opere civili	62
9.1.1	Movimenti di terra	62
9.1.2	Viabilità interna	63
9.1.3	Scavi e rinterri per la posa dei cavidotti	64
9.1.4	Montaggio strutture di sostegno	65
9.1.5	Realizzazione della recinzione perimetrale	66
9.1.6	Realizzazione di fondazioni interne all’area di impianto	66
9.1.7	Preparazione dei terreni all’attività agricola	67
9.2	Interferenze con le opere in progetto	68
9.2.1	Opere in progetto all’interno della fascia di rispetto autostradale	68
9.2.2	Attraversamento della sede autostradale	71
<b>10</b>	<b>Gestione e manutenzione dell’impianto fotovoltaico con agricoltura integrata</b>	<b>73</b>

## 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 descrivere le caratteristiche tecniche dell’impianto fotovoltaico con agricoltura integrata “La Cipollona” che il proponente intende realizzare all’interno di un’area agricola localizzata nel comune di Pozzolo Formigaro (AL).

## **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.

- D.Lgs 9 Aprile 2008 n. 81 e s.m.i.: Attuazione dell'articolo 1 della Legge 3 Agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro;
- CEI EN 50110-1: Esercizio degli impianti elettrici;
- CEI 11-27: Lavori su impianti elettrici;
- CEI 0-10: Guida alla manutenzione degli impianti elettrici;
- CEI UNI EN ISO/IEC17025: Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura
- CEI 0-2. Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici;
- “Norme Tecniche per le Costruzioni 2018” indicate dal DM del 17 Gennaio 2018, pubblicate sulla Gazzetta Ufficiale il 20 febbraio 2018, in vigore dal 22 marzo 2018, con nota n. 3187 del Consiglio superiore dei Lavori pubblici (Cslpp) del 21 marzo 2018 e relative circolari applicative della norma;
- ANSI/UL 1703:2002: Flat-Plate Photovoltaic Modules and Panels;
- IEC/TS 61836: Solar photovoltaic energy systems – Terms, definitions and symbols;
- CEI EN 50461 (CEI 82-26): Celle solari;
- CEI EN 50521(82-31): Connettori per sistemi fotovoltaici;
- CEI EN 60891 (CEI 82-5): Caratteristiche I-V di dispositivi fotovoltaici in Silicio cristallino – Procedure di riporto dei valori misurati in funzione di temperatura e irraggiamento;
- CEI EN 60904-1 (CEI 82-1): Dispositivi fotovoltaici – Parte 1, Misura delle caratteristiche fotovoltaiche corrente-tensione;
- CEI EN 60904-2 (CEI 82-2): Dispositivi fotovoltaici – Parte 2, Prescrizione per i dispositivi solari di riferimento;
- CEI EN 60904-3 (CEI 82-3): Dispositivi fotovoltaici – Parte 3, Principi di misura dei sistemi solari fotovoltaici (PV) per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
- CEI EN 60904-4 (82-32): Dispositivi fotovoltaici -Parte 4Dispositivi solari di riferimento - Procedura per stabilire la tracciabilità della taratura;
- CEI EN 60904-5 (82-10): Dispositivi fotovoltaici -Parte 5, Determinazione della temperatura equivalente di cella (ETC) dei dispositivi solari fotovoltaici (PV) attraverso il metodo della tensione a circuito aperto;



- CEI EN 60904-7 (82-13): Dispositivi fotovoltaici -Parte 7, Calcolo della correzione dell'errore di disadattamento fra le risposte spettrali nelle misure di dispositivi fotovoltaici;
- CEI EN 60904-8 (82-19): Dispositivi fotovoltaici - Parte 8, Misura della risposta spettrale di un dispositivo fotovoltaico;
- CEI EN 60904-9 (82-29): Dispositivi fotovoltaici -Parte 9, Requisiti prestazionali dei simulatori solari;
- CEI EN 60068-2-21 (91-40): Prove ambientali -Parte 2-21, Prova U: Robustezza dei terminali e dell'interconnessione dei componenti sulla scheda;
- CEI EN 61173 (CEI 82-4): Protezione contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici (FV) per la produzione di energia – Guida;
- CEI EN 61215 (CEI 82-8): Moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61646 (CEI 82-12): Moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61277 (CEI 82-17): Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica – Generalità e guida;
- CEI EN 61345 (CEI 82-14): Prova all'UV dei moduli fotovoltaici (FV);
- CEI EN 61683 (CEI 82-20): Sistemi fotovoltaici - Condizionatori di potenza - Procedura per misurare l'efficienza;
- CEI EN 61701 (CEI 82-18): Prova di corrosione da nebbia salina dei moduli fotovoltaici (FV);
- CEI EN 61724 (CEI 82-15): Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici – Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
- CEI EN 61727 (CEI 82-9) Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo alla rete
- CEI EN 61730-1 (CEI 82-27): Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1, Prescrizioni per la costruzione;
- CEI EN 61730-2 (CEI 82-28): Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 2: Prescrizioni per le prove;
- CEI EN 61829 (CEI 82-16): Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino – Misura sul campo delle caratteristiche I-V;
- CEI EN 62093 (CEI 82-24): Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali;
- CEI EN 62108 (82-30): Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) – Qualifica del progetto e approvazione di tipo;
- 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 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 assiemate 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 11-17: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee incavo;
- 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): Pressa cavo 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).
- “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”;

CEI – PAS 82-93 “Impianti agrivoltaici”.

## 5 Descrizione del sito

### 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” in località “Cipollona”, 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.

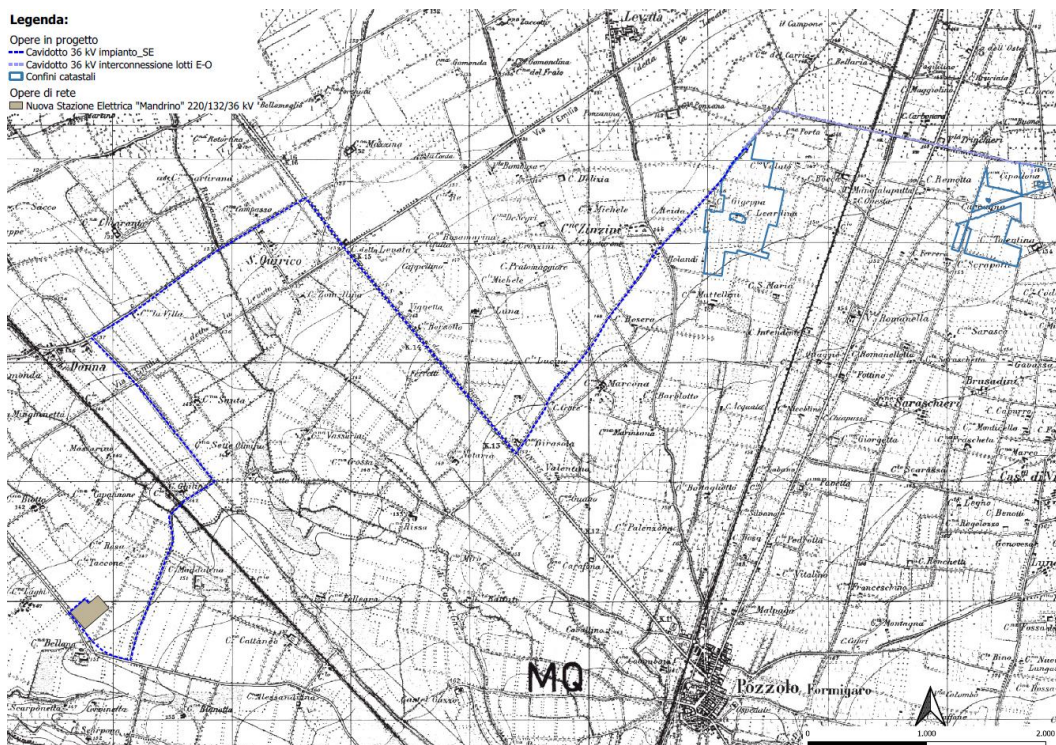
L'area oggetto di intervento risulta prevalentemente pianeggiante. Il macrolotto situato più a Ovest si trova ad una quota variabile tra i 144 e 148 m s.l.m. mentre quello situato più a Est,



situato in corrispondenza del raccordo autostradale A7-26 "Predosa-Bettole", 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**



### 5.1.1 Inquadramento su Piano Regolatore Generale

I terreni sui quali sorgerà l'impianto fotovoltaico con agricoltura integrata risultano classificati dal P.R.G. (Piano Regolatore Generale) di Pozzolo Formigaro (AL) come zona “E” ovvero attività agricole o connesse con l'agricoltura.

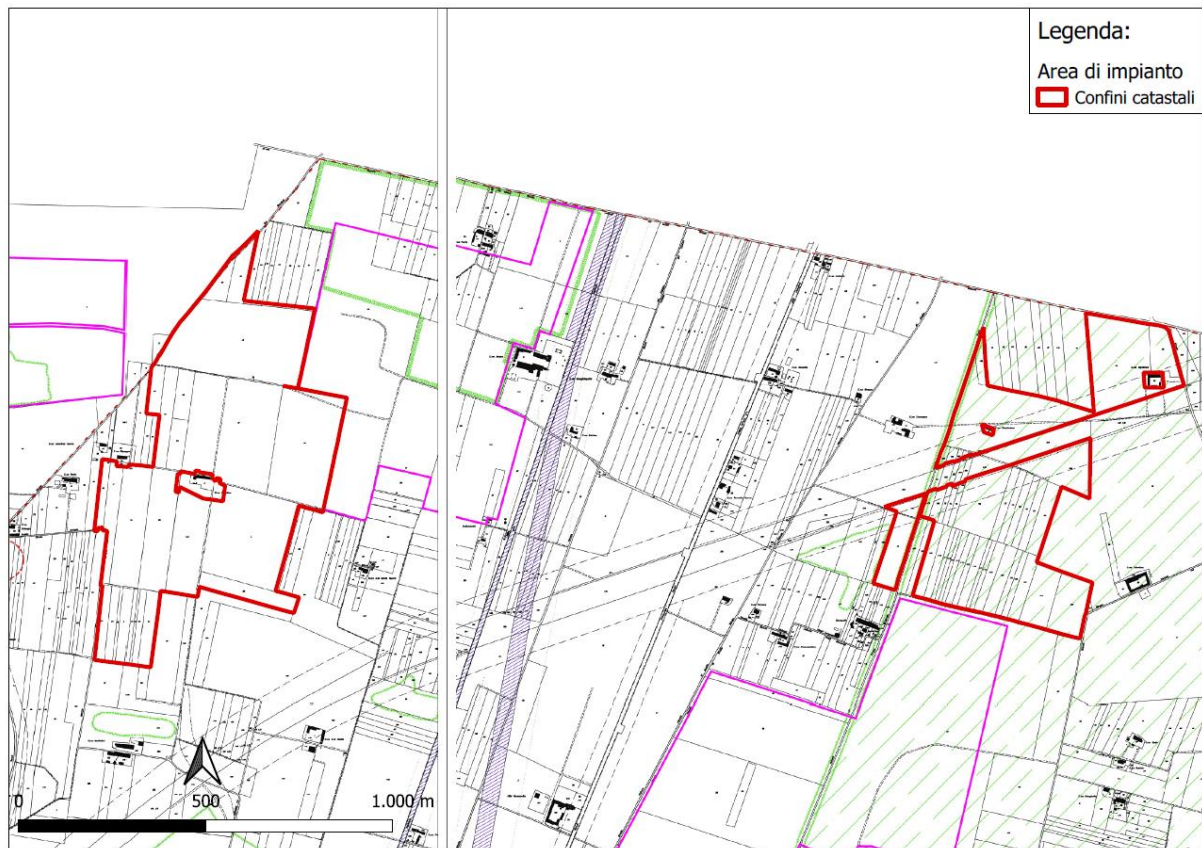


Figura 5-4 – Inquadramento area impianto fotovoltaico su PRG Pozzolo Formigaro

Il sito si configura come “area idonea” ai sensi del D. Lgs. dell’8 novembre 2021, n. 199 e s.m.i., art. 20, comma 8, lettera c-ter punto 1 e 3, in quanto ricade in parte entro i 500 metri da zona di cava (delimitate dallo stesso PRG in viola) e in parte entro i 300 metri dalla sede autostradale.

## 5.2 Morfologia e caratterizzazione geologica del sito

Le aree oggetto d'indagine presentano una morfologia pianeggiante ed esse sono caratterizzate dalla presenza di terreni alluvionali quaternari ghiaiosi addensati e costipati molto resistenti. L'area identificata per la costruzione dell'impianto è esente da fenomeni di dissesto geomorfologico ed idrogeologico, si presenta pertanto stabile e adatta all'intervento in progetto.

All'interno dell'area di impianto sono state eseguite n.4 indagini MASW, consistenti nella registrazione delle onde superficiali di Rayleigh o delle onde superficiali di Love; l'analisi della dispersione di tali onde, e delle sue componenti, permette di ricostruire le  $V_r$  (velocità delle onde di Rayleigh) e gli spessori dei materiali presenti in profondità.

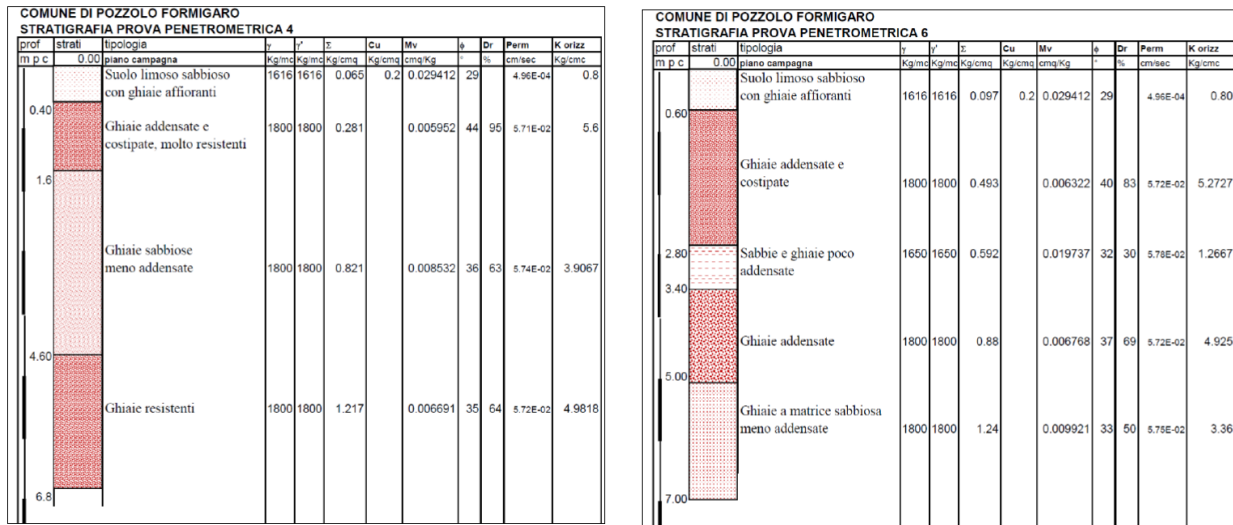
Inoltre, sono state eseguite n.12 prove penetrometriche dinamiche continue DPSH. La prova penetrometrica dinamica consiste nell'infissione di una punta conica montata su una batteria di aste per tratti consecutivi di 20 cm, misurando il numero di colpi N20 necessari all'avanzamento delle aste. I dati misurati in campagna sono stati elaborati mediante il programma di calcolo (GEOTAC A – Da Soc. Interstudio), il quale ha estrapolato i valori di resistenza del terreno riferito alla punta meccanica Begemann.

Il programma di calcolo ha permesso inoltre di calcolare: il peso specifico del terreno ( $\gamma$ ), il peso specifico del terreno sotto-falda ( $\gamma'$ ), la pressione litostatica ( $\sum 'V$ ) e la resistenza al taglio in condizioni non drenate ( $C_u$ ) delle argille sabbiose, l'angolo di attrito interno ( $\phi$ ), il coefficiente di compressibilità di volume ( $M_v$ ), il modulo di reazione orizzontale ( $K_{orizz.}$ ), il coefficiente di permeabilità ( $P_{erm}$ ).

In seguito, si riportano le stratigrafie risultanti dalle prove penetrometriche P4 e P6, ritenute rappresentative per i due macrolotti situati rispettivamente a Est e Ovest.







**Figura 5-5 – Stratigrafia indagini penetrometriche P4 e P6 macrolotto EST e OVEST**

### 5.3 Caratteristiche idrogeologiche del sito

Dal punto di vista idrogeologico, lo studio effettuato nel 2009 dalla Regione Piemonte et al. “*Geologia e idrostratigrafia profonda della Pianura Padana Occidentale*” mostra che l’area di progetto è nel Gruppo Acquifero A, corrispondente al sintema Q2, del Pleistocene medio-Olocene, in contesto deposizionale di tipo continentale “co” (comprensivo della piana alluvionale, piana costiera e deltizia).

Il Gruppo A è un tipo di acquifero superficiale, costituito da depositi fluviali, fluvio-glaciali, lacustri ed eolici di ambiente continentale. Nel Gruppo si distinguono tre Unità Idrogeologiche (UIG): AI, AII, AIV. Nel Bacino di Alessandria buona parte della pianura è contraddistinta da aree a media e alta permeabilità (UI AI e AII) passanti a zone a bassa permeabilità ai margini settentrionali (AIV).

Il “Sistema” è definito come “*un corpo sedimentario complesso delimitato da superfici di discontinuità stratigrafica, costituito da gruppi di strati con geometria e litologia variabili ma legati geneticamente, ossia depositi in contesti deposizionali diversi e contigui ed in continuità di sedimentazione. Le superfici di strato possono toccare ma non intersecare le superfici di discontinuità stratigrafica a base ed a letto dei sintemi.*”

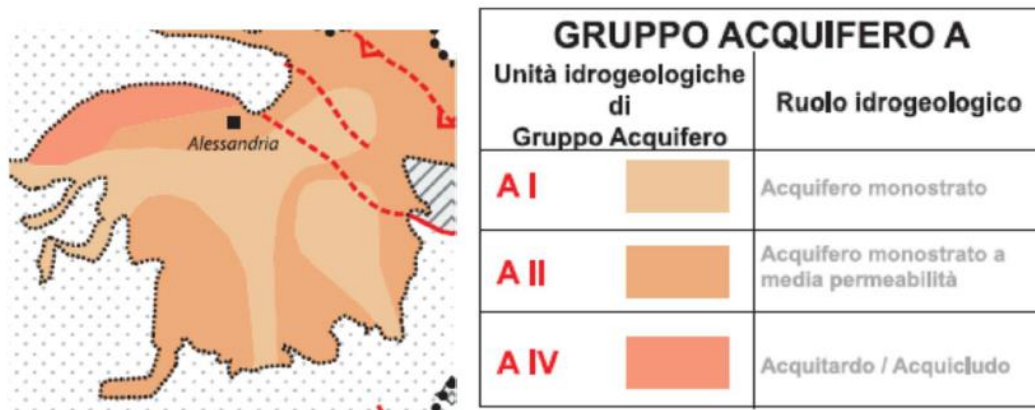
Il Sistema Q2, inerente all’area di progetto, presenta caratteristiche deposizionali esclusivamente di tipo continentale e comprende i depositi fluviali, glaciali, fluvio-glaciali, lacustri, eolici cartografati nel Foglio Alessandria (estremità NE).

In base al ruolo idrogeologico (acquifero monostrato, acquifero multistrato od acquitardo/acquiclude), lo studio della Regione ha definito quattro classi fondamentali di unità idrogeologiche, a diverso potenziale di sfruttamento idrico, decrescente dalla classe I alla classe IV, come illustrato nella seguente figura.

RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA

SIMBOLOGIA	Associazioni di Litofacies (If)	UNITA' IDROGEOLOGICHE (UI)	RUOLO IDROGEOLOGICO
	<b>If 1</b> sabbie e ghiaie con subordinate intercalazioni peltiche (peliti 0-20%, sabbie 80-100%)	<b>UI I</b>	ACQUIFERO MONOSTRATO
	<b>If 2</b> alternanze discontinue di sabbie e ghiaie prevalenti con peliti (peliti 20-40%, sabbie+ ghiaie 60-80%)		
	<b>If 3</b> alternanze discontinue di peliti e sabbie e ghiaie (peliti 40-60%, sabbie+ ghiaie 40-60%)	<b>UI II</b>	ACQUIFERO MULTISTRATO DISCONTINUO
	<b>If 4</b> alternanze discontinue di peliti prevalenti con sabbie e ghiaie (peliti 60-80%, sabbie+ghiaie 20-40%)		
	<b>If 5</b> alternanze continue di sabbie e ghiaie prevalenti con peliti (peliti 20-40%, sabbie+ ghiaie 60-80%)	<b>UI III</b>	ACQUIFERO MULTISTRATO CONTINUO
	<b>If 6</b> alternanze continue di peliti e sabbie e ghiaie (peliti 40-60%, sabbie+ ghiaie 40-60%)		
	<b>If 7</b> alternanze continue di peliti prevalenti e sabbie (peliti 60-80%, sabbie 20-40%)		
	<b>If 8</b> peliti con subordinate intercalazioni di sabbie e ghiaie (peliti 80-100%, sabbie 0-20%)	<b>UI IV</b>	ACQUITARDO / ACQUICLUDO
	<b>If 9</b> depositi caotici a blocchi di evaporiti e carbonati immersi in una matrice peltica (peliti 60-70%)		
	<b>If 10</b> alternanze di gessoruditi e gessareniti e peliti		

**Figura 5-6 – Schema illustrante le corrispondenze fra associazioni di litofacies e le Unità Idrogeologiche, in base al ruolo idrogeologico**



**Figura 5-7 – Distribuzione di sottosuolo delle Unità idrogeologiche all'interno del Gruppo Acquifero A (sintema Q2 – Pleistocene medio-superiore / Olocene) nel Bacino di Alessandria, per l'area di progetto**

Dalla lettura della carta della Distribuzione di sottosuolo delle Unità idrogeologiche all'interno del Gruppo Acquifero A (sintema Q2 – Pleistocene medio-superiore / Olocene) nel Bacino di Alessandria, si evince che l'area di progetto è nell'Unità Idrogeologica A1, acquifero monostrato, a media permeabilità.

Non è stata evidenziata, nell'area e nella zona circostante, la presenza di emergenze idriche (sorgenti), mentre si segnalano alcuni punti di captazione di acque sotterranee, pozzi, il cui archivio è consultabile presso la Provincia di Alessandria.

I terreni presenti nel sito in esame presentano le caratteristiche di un acquifero in grado di ospitare una falda di tipo freatico, in quanto i litotipi, di origine alluvionale, sono caratterizzati da un grado di permeabilità medio - elevato.

L'assetto geologico e geomorfologico del territorio costituisce un elemento di controllo sulla distribuzione delle acque nel suolo: in particolare, si evidenzia che la falda ospitata nei terreni in esame, avente carattere superficiale, risulta direttamente connessa con il locale reticolo idrografico.

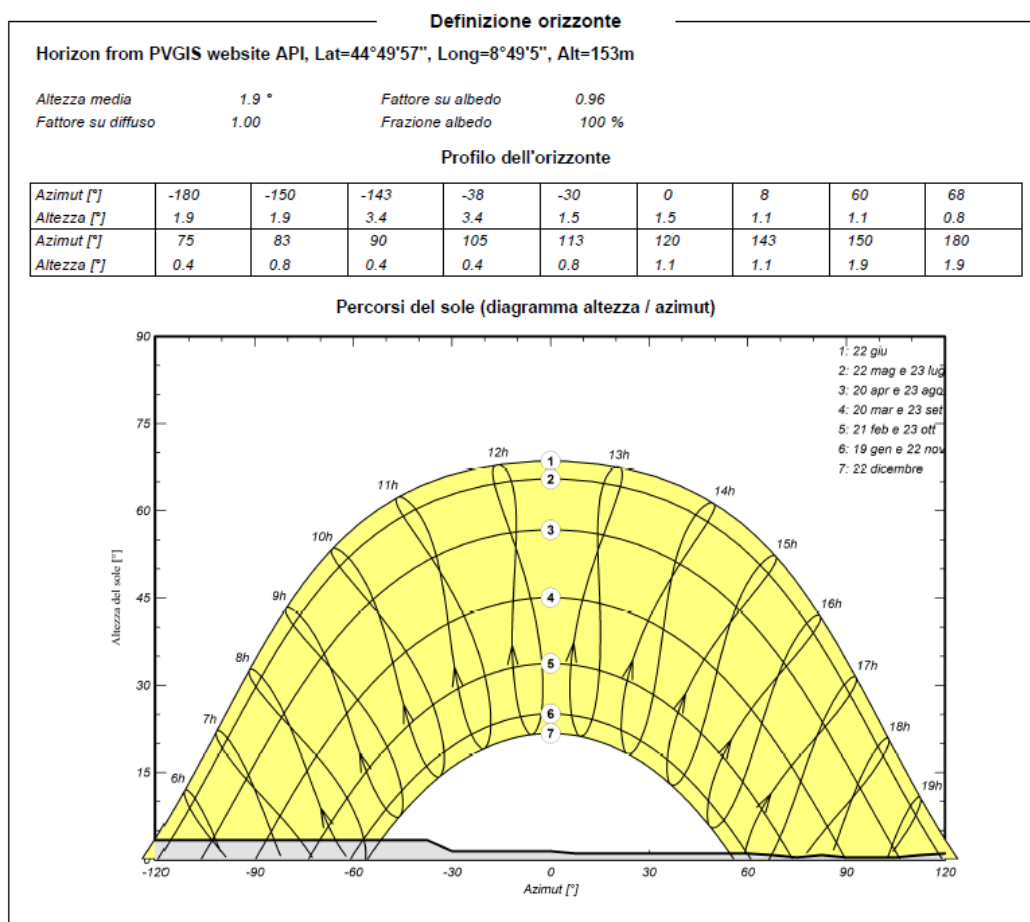
La superficie libera della falda può subire moderate variazioni di livello durante l’anno, a causa dei differenti apporti meteorici e a causa delle attività agricole, stabilizzandosi, nell’area d’intervento, ad una quota che oscilla tra -15 m e -25 m da p.c.

Secondo quanto dedotto dall’indagine eseguita a scala locale, nonché sulla base degli elaborati progettuali disponibili, si deduce che le opere fondazionali dei manufatti in progetto non intercettano le acque di falda, in quanto questa presenta una soggiacenza superiore rispetto alla quota di fondazione: alla luce di tale considerazione, si evidenzia quindi che i manufatti in progetto non interferiranno con il locale assetto idrogeologico.

### 5.4 Radiazione solare dell’area

La scelta dell’area di localizzazione del parco fotovoltaico è in compatibilità con gli strumenti di pianificazione di livello provinciale, regionale e nazionale. 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 1’395 W/m<sup>2</sup> all’anno e alla favorevole orografia dei terreni, che si presentano pressoché pianeggianti.



**Figura 5-8 – Definizione orizzonte da PVGIS**

## 6 Impianto 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.

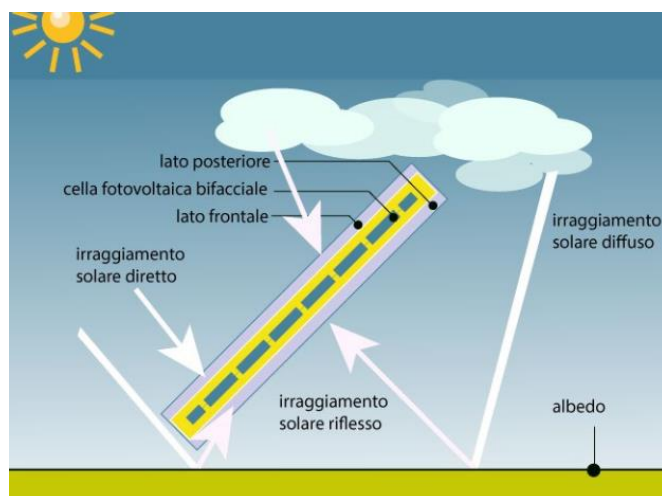
Le stringhe fotovoltaiche, ciascuna composta da una serie di n.24 moduli fotovoltaici, saranno collegate in parallelo all'interno dei quadri di campo, che saranno a loro volta collegati in parallelo all'interno della sezione BT delle stazioni di conversione e trasformazione (power station). All'interno 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 provenienti da ciascun sottocampo.

È 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 inserire in entra-esce alle linee aeree esistenti “Casanova – Vignole Borbera” a 220 kV, “Italsider Novi – Vignole Borbera” a 220 kV, “Aulara – 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/>

**RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA**

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

Length: ±2mm  
Width: ±2mm  
Height: ±1mm  
Row Pitch: ±2mm  
Distances measured from corner to corner

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

### Electrical Performance & Temperature Dependence

Current-Voltage & Power-Voltage Curves (615W)

Temperature Dependence of Isc, Voc, Pmax

### Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	156 (2x78)
Dimensions	2465x1134x30mm (97.05x44.65x1.18 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 1x4.0mm <sup>2</sup> (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

### Packing Configuration

( Two pallets = One stack )

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

### 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%.

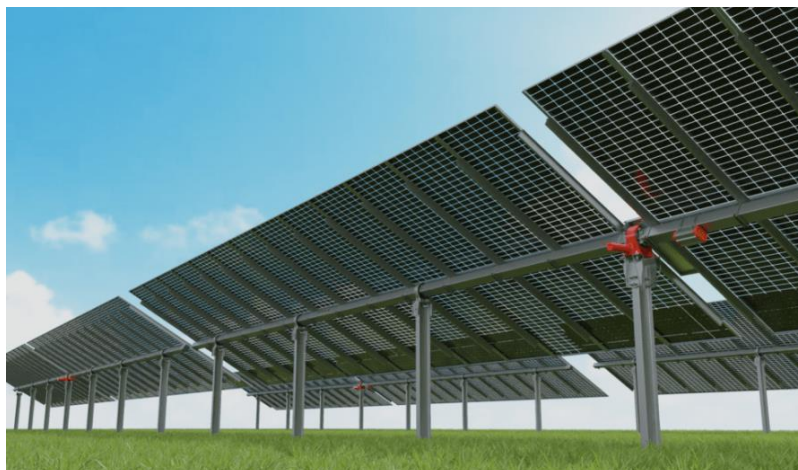


Figura 6-3 – Esempio di impianto con inseguitori solari monoassiali 2P



In seguito, vengono riportate 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

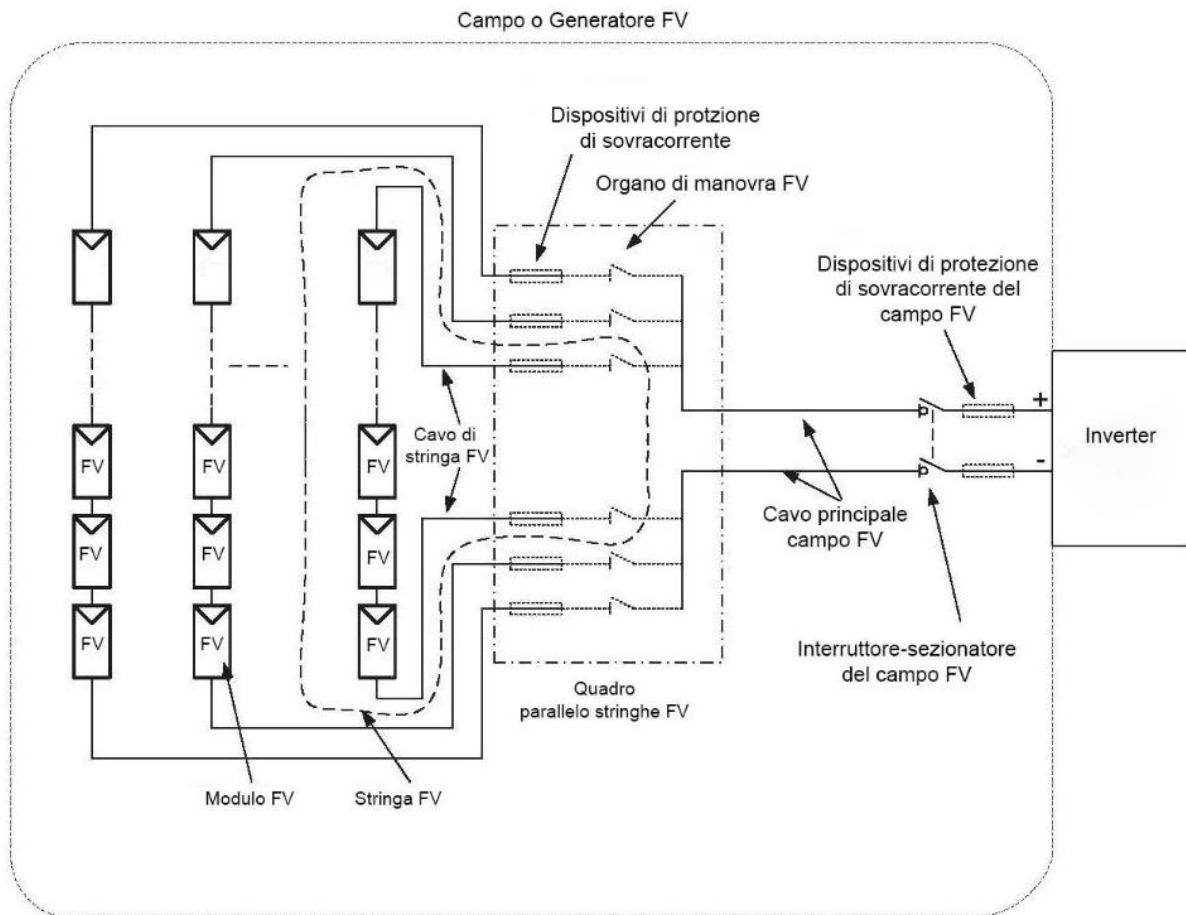
<b>Tracking System</b>	Horizontal Single-Axis with independent rows
<b>Tracking Range</b>	± 55° Optional: ± 60°
<b>Drive System</b>	Enclosed Slewing Drive, DC Motor
<b>Power Supply</b>	Dedicated Panel Optional: 120/240 Vac or 24 Vdc power-cable
<b>Tracking Algorithm</b>	Astronomical Algorithm with Asymmetric 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/AT. 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.

**RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA**



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		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/AT (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

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 630 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	o	
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)	75 A	
<b>AC side</b>		
Nominal AC power at $\cos \varphi = 1$ (at 35 °C / at 50 °C)	4400 kVA <sup>(1)</sup> / 3960 kVA	4600 kVA <sup>(1)</sup> / 4140 kVA
Nominal AC active power at $\cos \varphi = 0.8$ (at 35 °C / at 50 °C)	3520 kW <sup>(1)</sup> / 3168 kW	3680 kW <sup>(1)</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>(1)</sup>	> 2	
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>(1)</sup> / European efficiency <sup>(1)</sup> / CEC efficiency <sup>(1)</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	o / o	
Insulation monitoring	o	
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>(1)</sup> )	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	o Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range <sup>(1)</sup>	-25 °C to 60 °C / -13 °F to 140 °F	
Noise emission <sup>(1)</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>(1)</sup> 1000 m / 2000 m <sup>(1)</sup> / 3000 m <sup>(1)</sup>	● / o / -	
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	o (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 o 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.

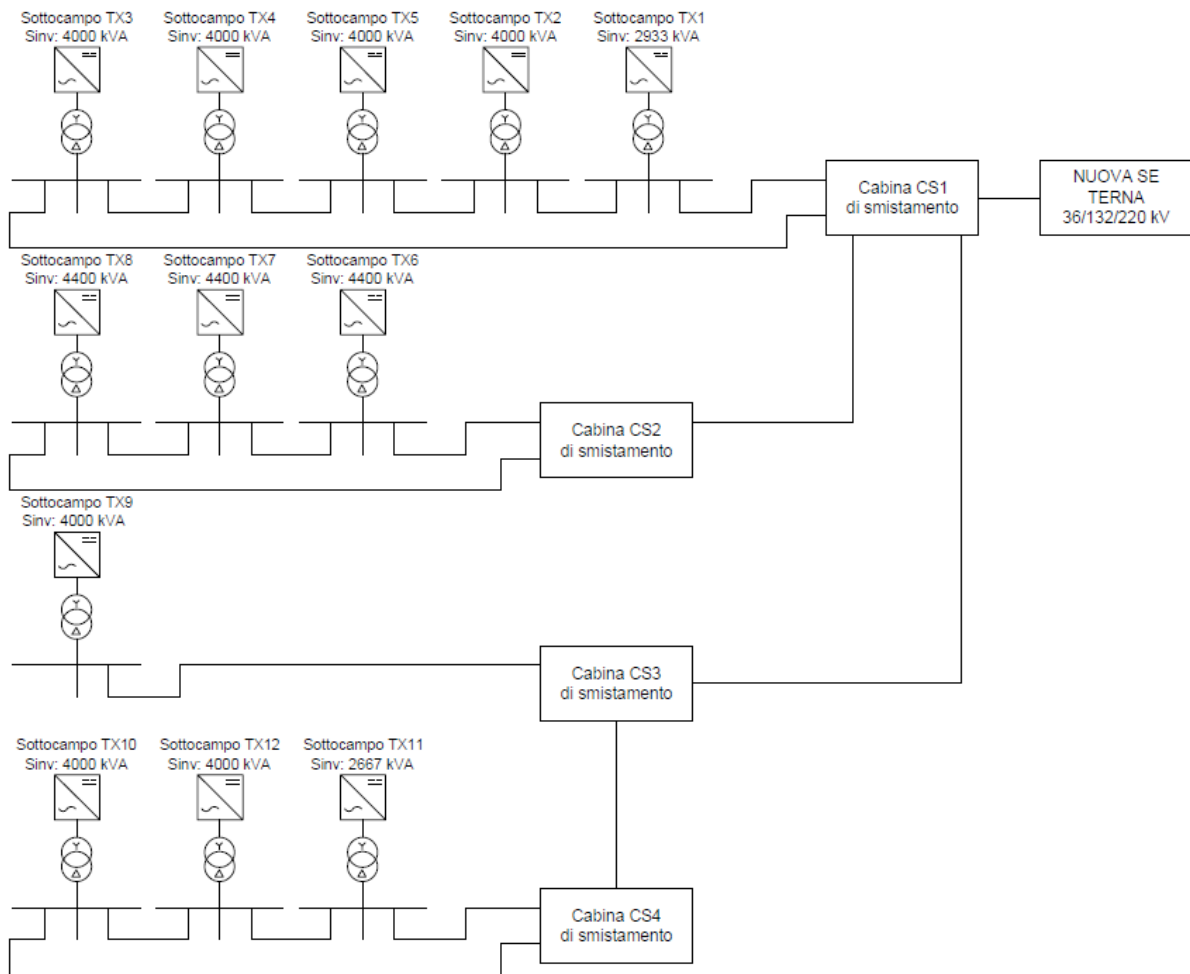
TYPE	Medium-voltage transformer for inverter application	
DESIGN	Three-phase-liquid immersed-transformer hermetically sealed suitable for Q@Night	
RATED POWER @ 50 °C	[kVA]	3780
RATED POWER @ 25 °C	[kVA]	4200
RATED CURRENT HV/LV @ 50°C	[A]	63 / 3464
RATED CURRENT HV/LV @ 25 °C	[A]	70 / 3849
RATED VOLTAGE (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 MIDEI	
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.

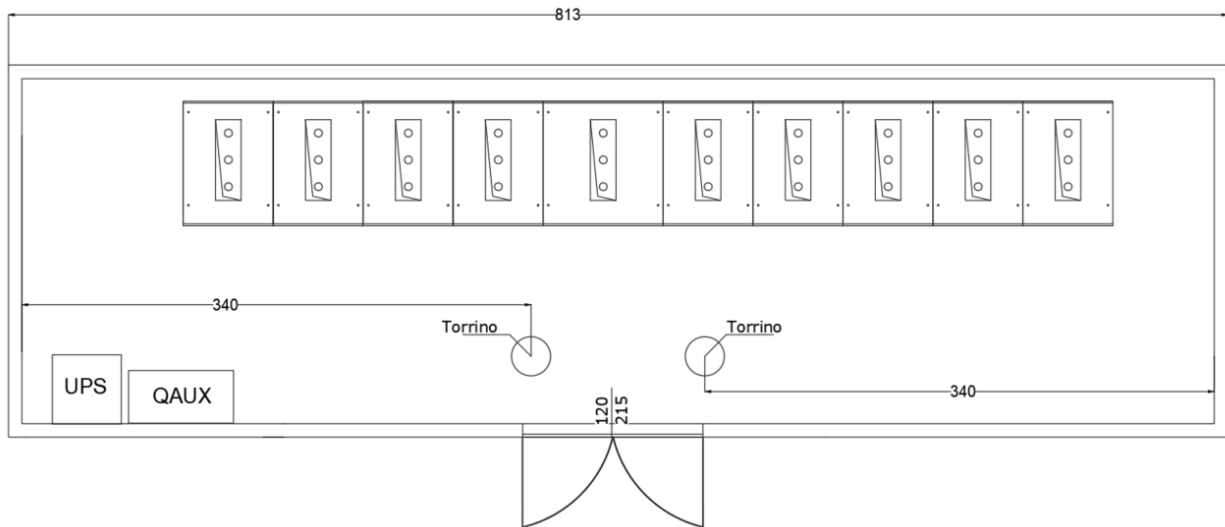
## 6.5 Cabine di smistamento

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
Classificazione IAC	AFLR (40 kA, 1 sec)

**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 Sistema di distribuzione dei cavidotti in BT, MT

### 6.6.1 Distribuzione cavidotti in BT

#### Cavi di stringa

Saranno impiegati cavi di stringa tipo H1Z2Z2-K per la connessione della stringa fotovoltaica fino al quadro di campo per il collegamento in parallelo. I cavi sono composti da conduttore in alluminio, isolante e guaina esterna in materiale elastomero reticolato atossico di qualità Z2. Si prevede l'impiego di cavi da 4/6/10 mm<sup>2</sup>.

## H1Z2Z2-K

**CAVI BASSA TENSIONE NON PROPAGANTI LA FIAMMA - ZERO ALOGENI - RESISTENTI AI RAGGI UV**  
LOW VOLTAGE FLAME RETARDANT CABLES - HALOGEN-FREE - UV RESISTANT

NON PROPAGANTE  
LA FIAMMA  
FLAME RETARDANT

ZERO ALOGENI  
HALOGEN-FREE

RIFERIMENTO NORMATIVO/STANDARD REFERENCE	
Costruzione e requisiti / Construction and specifications	CEI EN 50618
Emissione gas corrosivi o alogenidrici / Corrosive or Halogen gas emission	CEI EN 50525-1
Resistenza raggi UV / UV Resistance	CEI EN 50289-4-17 (A)
Resistenza all'ozono / Ozone Resistance	CEI EN 50396
Resistenza alla sollecitazione termica / Thermal stress resistance	CEI EN 60216-1
Direttiva Bassa Tensione / Low Voltage Directive	2014/35/UE
Direttiva RoHS / RoHS Directive	2011/65/UE

**CONFORME  
CPR**

REAZIONE AL FUOCO/REACTION TO FIRE	
REGOLAMENTO/REGULATION 305/2011/UE	
Norma/Standard	EN 50575:2014+A1:2016
Classe/Low Voltage Directive	Cca-s1b,d1,a1
Classificazione/Classification (CEI UNEL 35016)	EN 13501-6:2019
Prova di non propagazione della fiamma su un singolo conduttore o cavo isolato / Test for resistance to vertical flame propagation for a single insulated conductor or cable	CEI EN 60332-1-2:2016/A1:2016 CEI EN 60332-1-1:2016/A1:2016 EN 60332-1-2:2014/A11:2016 EN 60332-1-1:2014/A1:2015
Grado di acidità (corrosività) dei gas / Degree of acidity of gases for materials	CEI EN 60754-2:2015 EN 60754-2:2014-04
Densità dei fumi / Smoke density	CEI EN 61034-2/A1:2014 CEI EN 61034-1/A1:2014 EN 61034-2/A1:2013/08 EN 61034-1/A1:2014-04
Propagazione della fiamma / Flame retardant	EN 50399:2016-09
Organismo notificato/Notified body	L.A.P.I. - 0987
CE	2020

**CAVI PER APPLICAZIONI IN IMPIANTI FOTOVOLTAICI - zero alogeni  
SOLAR PLANTS CABLES - halogen free**

## H1Z2Z2-K

**CAVI NON PROPAGANTI LA FIAMMA - ZERO ALOGENI - RESISTENTI AI RAGGI UV  
FLAME RETARDANT CABLES - HALOGEN-FREE - UV RESISTANT**

**CARATTERISTICHE FUNZIONALI:**

- Tensione nominale Uo/U: 1/1 kVAc 1,5/1,5 kVcc
- Tensione massima: 1,2 kVAc 1,8 kVcc
- Tensione di prova: 6,5 kVAc 15 kVcc
- Temperatura massima di esercizio: 90°C
- Temperatura minima di posa: -25°C
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C
- Raggio minimo di curvatura: 6 volte il diametro esterno massimo

**CARATTERISTICHE PARTICOLARI:**

Per trasporto di energia e trasmissione segnali in ambienti interni o esterni anche bagnati. Funzionamento per almeno 25 anni in normali condizioni d'uso. Funzionamento a lungo termine (Indice di temperatura TI): 120°C riferito a 20.000 ore (CEI EN 60216-1)

**CONDIZIONI DI IMPIEGO:**

Uso previsto in installazioni fotovoltaici es. in conformità all'HD 60364-7-712. Adatti per applicazione su apparecchiature con isolamento di protezione (Classe di protezione II). Intrinsecamente sono a prova di cortocircuito e di dispersioni a terra in conformità all'HD 60364-5-52. Uso previsto in installazioni fotovoltaici es. in conformità all'HD 60364-7-712. Adatti per applicazione su apparecchiature con isolamento di protezione (Classe di protezione II). Intrinsecamente sono a prova di cortocircuito e di dispersioni a terra in conformità all'HD 60364-5-52. Installazioni non previste dalle classi superiori e dove non esiste rischio di incendio e pericolo per persone e/o cose (Rischio basso posa singola).

Adatti per uso permanente all'esterno o all'interno, per installazioni libere mobili, libere a sospensione e fisse. Installazione anche in condotti e su canaline, all'interno o sotto intonaco oltre che nelle apparecchiature.

**FUNCTIONAL CHARACTERISTICS**

- Rated voltage Uo/U: 1/1 kVAc 1,5/1,5 kVdc
- Maximum voltage: 1,2 kVAc 1,8 kVdc
- Testing Voltage: 6,5 kVAc 15 kVdc
- Max working temperature: 90°C
- Minimum installation temperature: -25°C
- Maximum short circuit temperature: 250°C
- Minimum bending radius: 6 x maximum external diameter




**SPECIAL FEATURES**

Power transmission, signal transmission indoor and outdoor, even wet. Suitable for working up to 25 years standard conditions. Long term working (temperature index TI): 120° C referred to 20.000 hours (CEI EN 60216-1)

**USE AND INSTALLATION**

Intended use in photovoltaic installations and in accordance with HD 60364-7-712. Suitable for application on devices with protective insulation (protection class II). They are inherently short-circuit proof and earth leakage pursuant to HD 60364-5-52. Installations not provided by upper and lower classes where there is no risk of fire or danger to people and / or people things (Low risk installed individually). Suitable for permanent use outdoors or indoors, for mobile free installation, free hanging and fixed. Installation also in conduits and ducts on, inside or under plaster as well as in equipment.

**COSTRUZIONE DEL CAVO / CABLE CONSTRUCTION**

	<p><b>CONDUTTORE</b> Materiale: Rame stagnato ricotto, classe 5 CEI EN 60228 (tabella 9)</p>	<p><b>CONDUCTOR</b> Material: Annealed tinned copper cl.5 CEI EN 60228 (Table 9)</p>
	<p><b>ISOLANTE</b> Materiale: Elastomero reticolato atossico di qualità Z2 Colore: naturale CEI EN 50618</p>	<p><b>INSULATION</b> Material: Non-toxic crosslinked elastomer quality Z2 Colour: natural CEI EN 50618</p>
	<p><b>GUAINA ESTERNA</b> Materiale: Elastomero reticolato atossico di qualità Z2 Colore: Nero RAL 9005 - Rosso RAL 3013, blu RAL 5015 CEI EN 50618</p>	<p><b>OUTER SHEATH</b> Material: Non-toxic crosslinked elastomer quality Z2 Colour: black RAL 9005, red RAL 3013, blue RAL 5015 CEI EN 50618</p>

**Figura 6-12 – Caratteristiche tecniche cavi solari H1Z2Z2-K**

I cavi H1Z2Z2-K ai sensi della CEI EN 50618 sono progettati per funzionare ad una temperatura normale massima del conduttore di 90° C, ma per un massimo di 20 000 ore ad una temperatura max. del conduttore di 120° C e ad una temperatura max. ambiente di 90° C. La tensione nominale in corrente continua (c.c.) è 1,5 kV sia tra i conduttori che tra i conduttori e la terra.

### Cavi per la distribuzione in c.c.

Per il collegamento tra i quadri di campo al comparto in BT interno alla power station si prevede l'impiego di cavi del tipo ARE4E AL/XLPE/HDPE o similari. I cavi sono adatti per l'interconnessione degli elementi degli impianti fotovoltaici e sono costituiti da conduttore in alluminio, isolante e guaina esterna in materiale elastomero non propagante la fiamma e l'incendio. E' previsto l'impiego di cavi da 300/400 mm<sup>2</sup>.

**AL/XLPE/HDPE 1,8/3 (3.6) kV**

NON PROPAGANTI LA FIAMMA - NON PROPAGANTI L'INCENDIO  
FLAME RETARDANT - FIRE RETARDANT

NON PROPAGANTE LA FIAMMA  
FLAME RETARDANT

NON PROPAGANTE L'INCENDIO  
FIRE RETARDANT

**RIFERIMENTO NORMATIVO/STANDARD REFERENCE**

Costruzione e requisiti elettrici fisici e meccanici/Structure and electrical, physical, mechanical requirements	IEC 60228 IEC 60502-1 EN 50618
--	--------------------------------------



AL/XLPE/HDPE 1,8/3 (3.6) kV

ino puramente illustrative e coperte da copyright ©



## AL/XLPE/HDPE 1,8/3 (3.6) kV

**DESCRIZIONE:**

Cavo con isolamento in XLPE, sotto guaina in polietene alta densità, a ridotta emissione di gas corrosivi. Buon comportamento alle basse temperature.

**DESCRIPTION:**

Cable insulated XLPE, with sheath high density polythene, with reduced corrosive gas emission.

**CARATTERISTICHE FUNZIONALI:**

- Tensione nominale U<sub>0</sub>/U: 1,8/3 kV a.c.  
1,5/1,5 (1,8) kV c.c.
- Temperatura massima di esercizio: 90°C
- Temperatura minima di esercizio: -15°C
- Temperatura minima di posa: -5°C
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C
- Sforzo massimo di trazione (consigliato): 50 N/mm<sup>2</sup> di sezione del rame.
- Raggio minimo di curvatura: 8 volte il diametro esterno del cavo

**FUNCTIONAL CHARACTERISTICS**

- Rated voltage U<sub>m</sub>: 1,8/3 kV a.c.  
1,5/1,5 (1,8) kV c.c.
- Maximum operating temperature: 90°C
- Minimum operating temperature: -15 °C (without mechanical stress)
- Minimum installation temperature: -5°C
- Maximum short circuit temperature: 250° C
- Maximum tensile stress (recommended): 50 N/mm<sup>2</sup> of the cross-section of the copper.
- Minimum bending radius: 8 times the cable outer diameter.




**CONDIZIONI DI IMPIEGO:**

Cavo con migliorate capacità di resistenza all'acqua e meccanica utilizzato in impianti civili e industriali. Indicato per l'installazione fissa all'esterno o all'interno. Adatto per posa interrata diretta, in tubo o in aria libera

**USE AND INSTALLATION**

Cable with improved water resistance capacity and mechanical resistance, suitable for outdoor and indoor fixed installation. It's normally used for power distribution sin urban networks and industrial plants. These cables are suitable for direct burial or for installation on trays or in ducts.

**COSTRUZIONE DEL CAVO / CABLE CONSTRUCTION**

	<p><b>CONDUTTORE</b> <b>Materiale:</b> Alluminio, formazione Rigida, classe 2</p>	<p><b>CONDUCTOR</b> <b>Material:</b> Aluminum, class 2</p>
	<p><b>ISOLAMENTO</b> <b>Materiale:</b> XLPE</p>	<p><b>INSULATION</b> <b>Material:</b> XLPE</p>
	<p><b>GUAINA ESTERNA</b> <b>Materiale:</b> Polietene alta densità <b>Colore:</b> Nero</p>	<p><b>OUTER SHEATH</b> <b>Material:</b> High density polythene <b>Colour:</b> Black</p>

**Figura 6-13 – Caratteristiche tecniche cavi distribuzione in c.c. ARE4E AL/XLPE/HDPE**

I cavi ARE4E AL/XLPE/HDPE sono progettati per funzionare ad una temperatura normale massima del conduttore di 90° C. La tensione nominale in corrente continua (c.c.) è 1,5 kV sia tra i conduttori che tra i conduttori e la terra (CEI EN 60216).

### 6.6.2 Distribuzione cavidotti a 36 kV

La distribuzione dei cavidotti in AT 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<sub>0</sub>/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>.

MEDIUM VOLTAGE POWER CABLES SINGLE CORE CABLES WITH ALUMINIUM CONDUCTOR, REDUCED THICKNESS XLPE INSULATION, ALLUMINIUM TAPE SCREEN AND PE OUTER SHEATH, LONGITUDINAL AND RADIAL WATERTIGHTNESS													
<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 border="0"> <tr> <td>Rated voltage U<sub>0</sub>/U:</td> <td>20,8/36 kV</td> </tr> <tr> <td>Maximum voltage U<sub>m</sub>:</td> <td>42 kV</td> </tr> <tr> <td>Test voltage:</td> <td>3,5 U<sub>0</sub></td> </tr> <tr> <td>Max operating temperature of conductor:</td> <td>90 °C</td> </tr> <tr> <td>Max short-circuit temperature:</td> <td>250 °C (max duration 5 s)</td> </tr> <tr> <td>Max short-circuit temperature (screen):</td> <td>150 °C</td> </tr> </table>		Rated voltage U <sub>0</sub> /U:	20,8/36 kV	Maximum voltage U <sub>m</sub> :	42 kV	Test voltage:	3,5 U <sub>0</sub>	Max operating temperature of conductor:	90 °C	Max short-circuit temperature:	250 °C (max duration 5 s)	Max short-circuit temperature (screen):	150 °C
Rated voltage U <sub>0</sub> /U:		20,8/36 kV											
Maximum voltage U <sub>m</sub> :	42 kV												
Test voltage:	3,5 U <sub>0</sub>												
Max operating temperature of conductor:	90 °C												
Max short-circuit temperature:	250 °C (max duration 5 s)												
Max short-circuit temperature (screen):	150 °C												
<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 D<sub>cab</sub> (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 (testing) Nexans Design HD 620 where applicable (materials)</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 border="0"> <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 6-14 – Specifiche tecniche cavi in 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 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.

### **6.8.1 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.

### **6.8.2 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.

### **6.8.3 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. 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.

### **6.8.4 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 torrino di estrazione aria e griglie di aspirazione, al fine di garantire una buona ventilazione del locale, di un'apertura con maniglione antipanico e di un estintore a polvere o a CO<sub>2</sub>.

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.

## **6.9 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/AT,
- i conduttori connessi ai chiusini di eventuali cunicoli portacavi,
- il nodo di terra dei quadri elettrici

## 6.10 Sistema di regolazione e controllo

L'impianto fotovoltaico dovrà essere dotato di:

- Controllo di produzione
- Modalità di avviamento e riconnessione alla rete
- Regolazione della potenza attiva e reattiva
- Sistema di teledistacco della produzione

Il sistema di controllo avverrà in due modalità:

- Controllo locale: monitoraggi tramite pc centrale, posto in prossimità dell'impianto
- Controllo remoto: gestione a distanza dell'impianto con scheda di rete Data-Logger montata sulle apparecchiature dell'impianto (es: inverter).

Le grandezze controllate da sistema sono:

- Potenza dall'inverter;
- Tensione di campo dell'inverter, corrente di campo degli inverter, Radiazione solare;
- Temperatura dell'ambiente, velocità del vento;
- Energia attiva e reattiva prodotte.



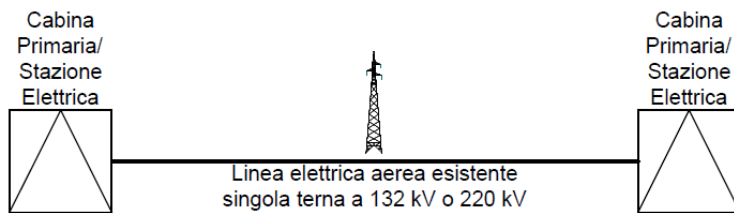
## 6.11 Impianto di connessione alla RTN

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, "Aulara – Frugarolo" a 132 kV e "Sezzadio – Spinetta" a 132 kV.

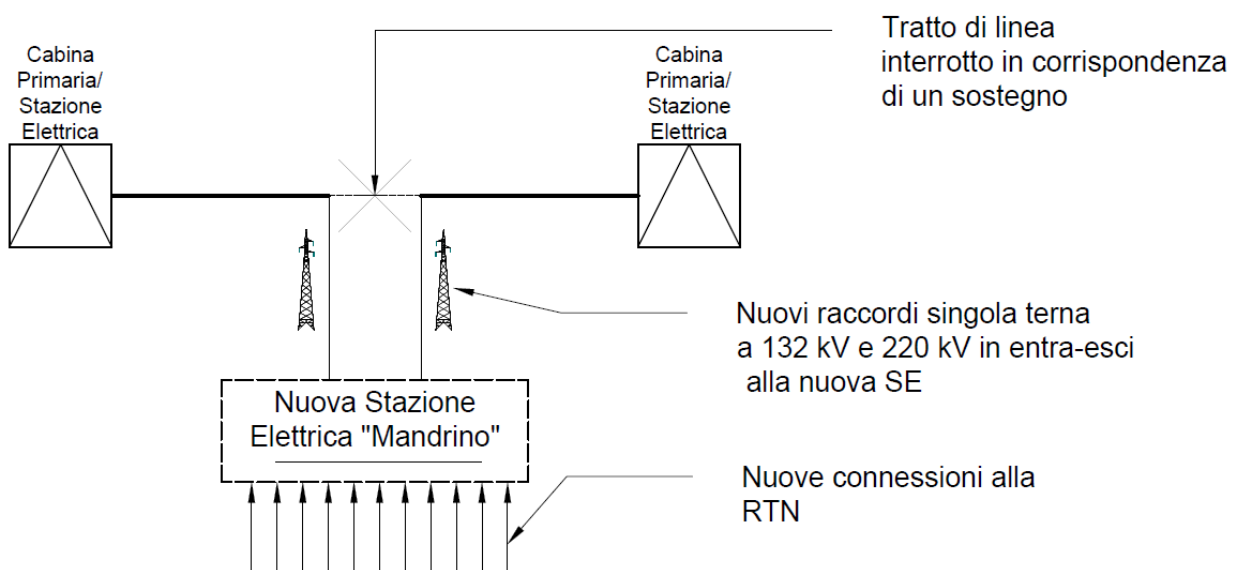
Per entra-esce s'intende l'inserimento di un impianto di consegna su una linea nuova o preesistente, in modo da generare due tronchi di linea afferenti a due impianti diversi. L'inserimento in entra-esce può essere realizzato con due tronchi di linea separati o con un tronco di linea in doppia terna.

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 6-15. Questo permetterà di evacuare la potenza prodotta dalla realizzazione di nuovi impianti di produzione all'interno della RTN.

### STATO DI FATTO



### PROGETTO



**Figura 6-15 – Schema opere di rete**

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.

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).

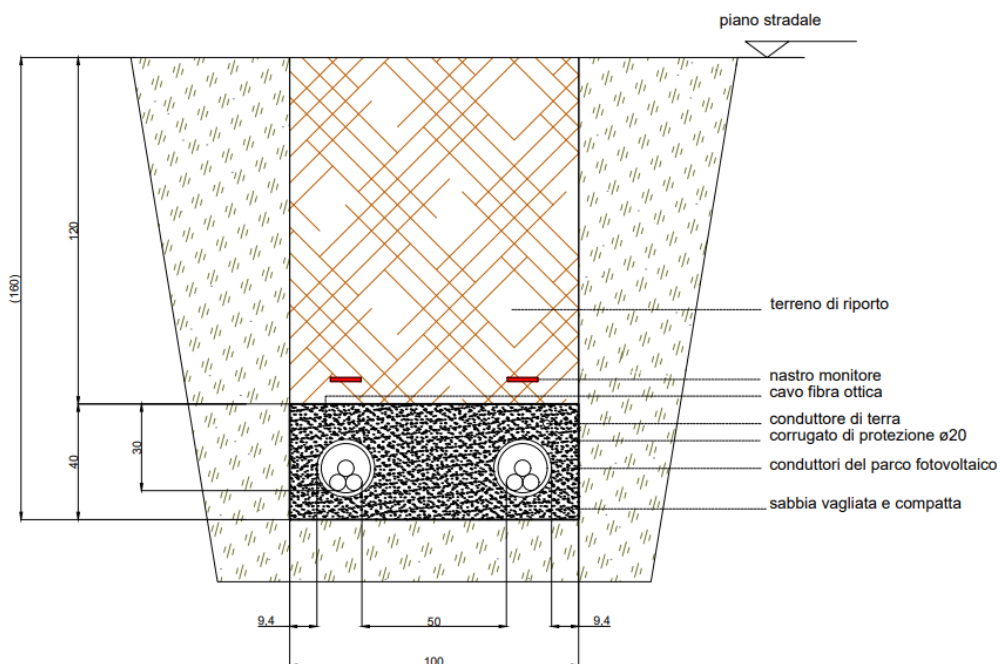
### 6.11.1 Impianto Utente per la connessione alla RTN

#### 6.11.1.1 Cavidotto di connessione della Centrale Fotovoltaica

Il cavidotto a 36 kV di collegamento della centrale fotovoltaica alla nuova Stazione Elettrica Terna di trasformazione 220/132/36 kV sarà realizzato tramite una doppia terna di cavi da 630 mmq posti in parallelo e interrati a trifoglio 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 6-16.

### Cavidotto a 2 terne di cavi unipolari sotto piano campagna



**Figura 6-16 – 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.

#### **6.11.1.2 Protezioni 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.

#### **6.11.1.3 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)

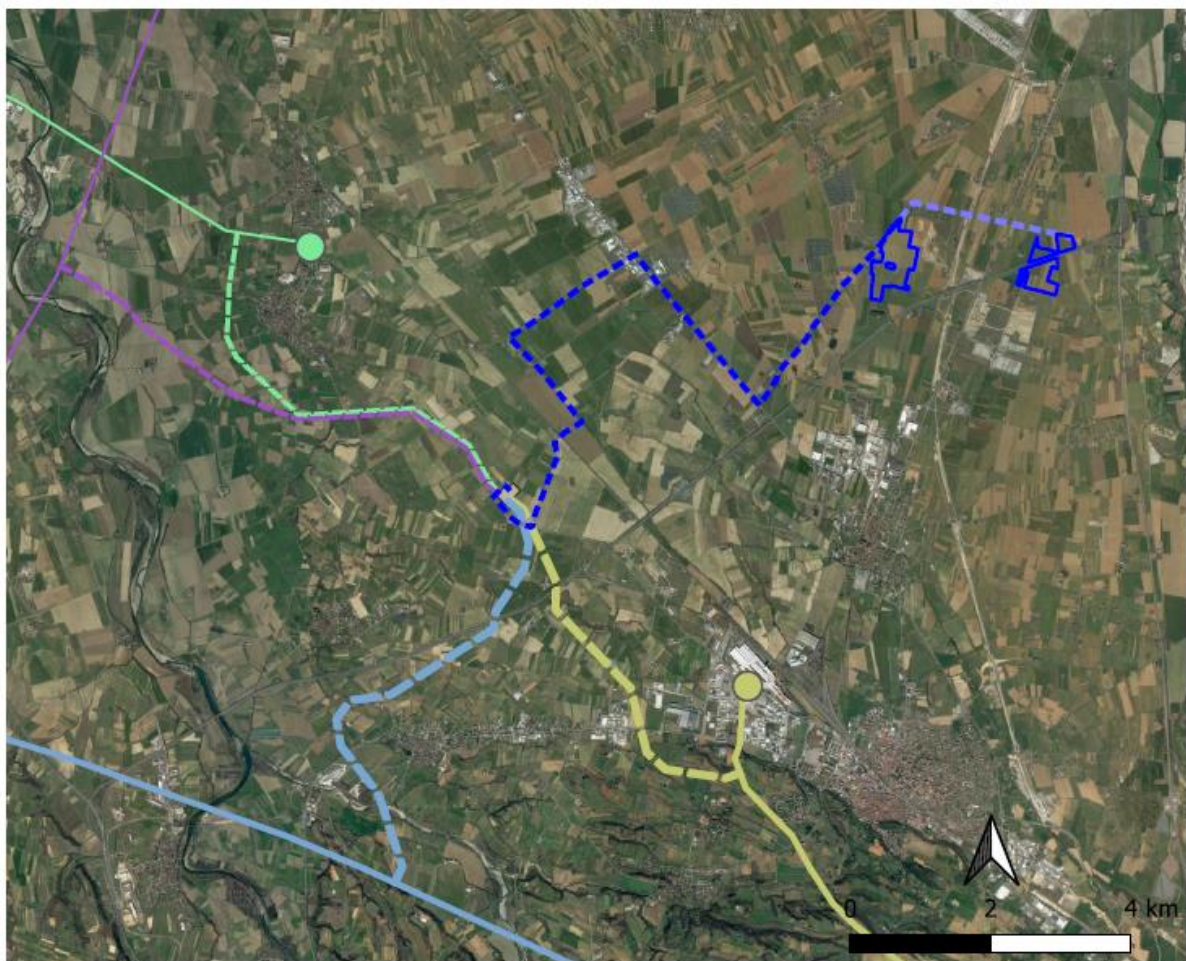
Eventuali protezioni e/o tarature diverse da quelle riportate in tabella al paragrafo 7.3.2.1. dell'allegato A.68 di Terna potranno essere impostate a cura dell'Utente purché garantiscano il corretto coordinamento con le altre protezioni di rete. Dovranno essere comunque concordate con Terna e riportate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

## 6.11.2 Impianto di Rete per la connessione alla RTN

### 6.11.2.1 Nuova Stazione Elettrica Terna di trasformazione 220/132/36 kV “Mandrino”

#### Localizzazione

La collocazione della nuova SE denominata “Mandrino” di trasformazione 220/132/36 kV è prevista 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 6-17 – 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.

### **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.

### **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)

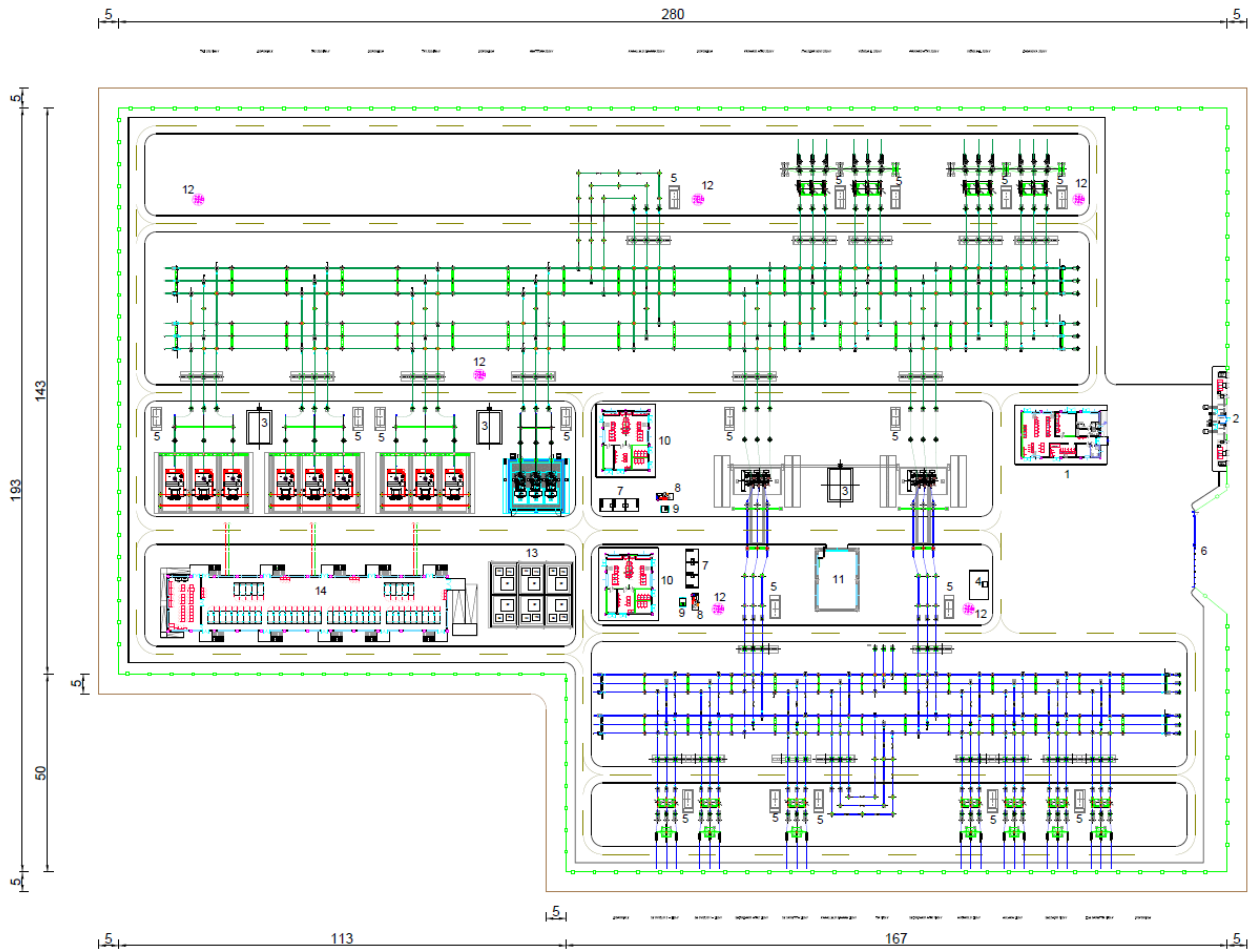


- n.2 stalli per il parallelo;
- n.1 stallo attrezzato per possibile reattore / compensatore sincrono;
- n.2 stalli ATR 220/132 kV (250MVA);
- n.3/4 passi sbarra per future connessioni / opere di rete.

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

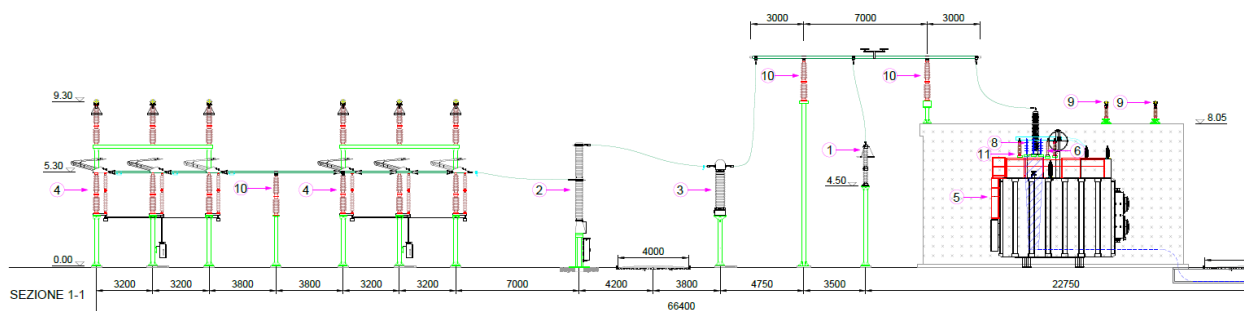
- n.1 stallo per linea su SE SPINETTA;
- n.2 stalli per entra-esce alla linea Aulara – Frugarolo;
- n.2 stalli per entra-esce alla linea Sezzadio – C.le Spinetta;
- n.2 stalli per possibile doppia antenna su SE OVIGLIO;
- n.2 stalli parallelo;
- n.2 stalli per ATR 220/132 kV (250MVA);
- n.2 passi sbarra 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 6-18 – Planimetria Stazione Elettrica 220/132/36 kV**

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



**Figura 6-19 – 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 saranno quindi utilizzate due celle distinte sulla medesima sezione 36 kV della SE Terna.

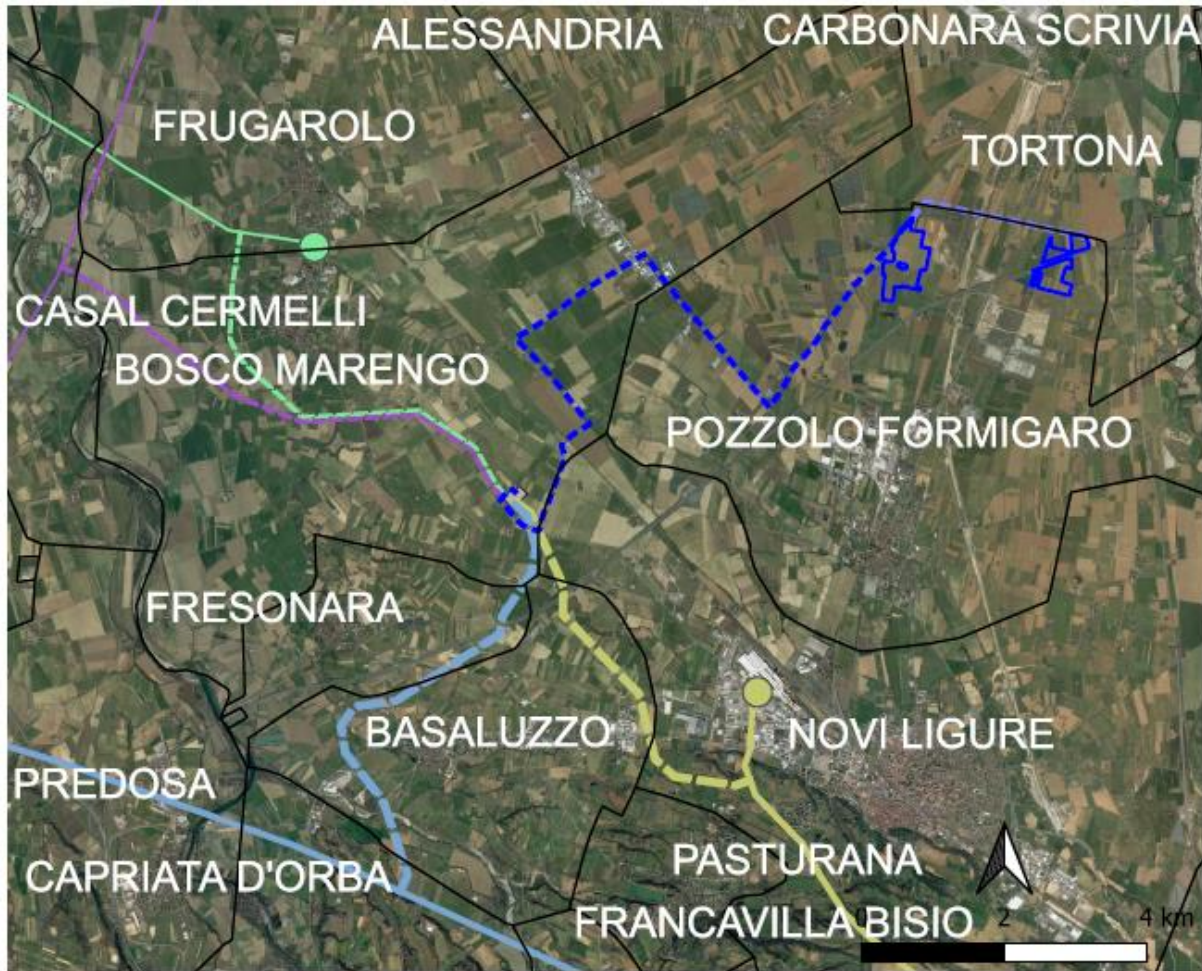
### 6.11.2.2 Nuovi raccordi aerei a 220 kV e 132 kV

#### 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

È 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 6-20 – 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.



## 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").

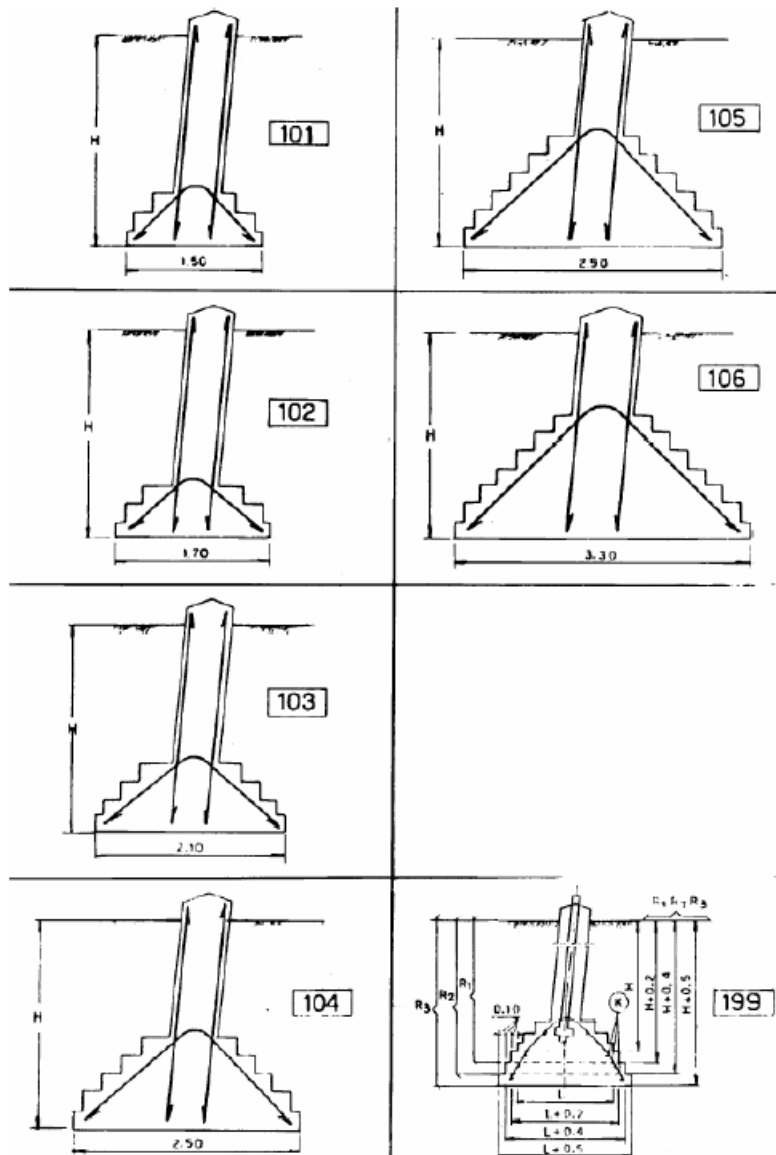


Figura 6-21 – Esempio fondazioni standard tecnico Enel

### 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.

### **Morsettiera 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.

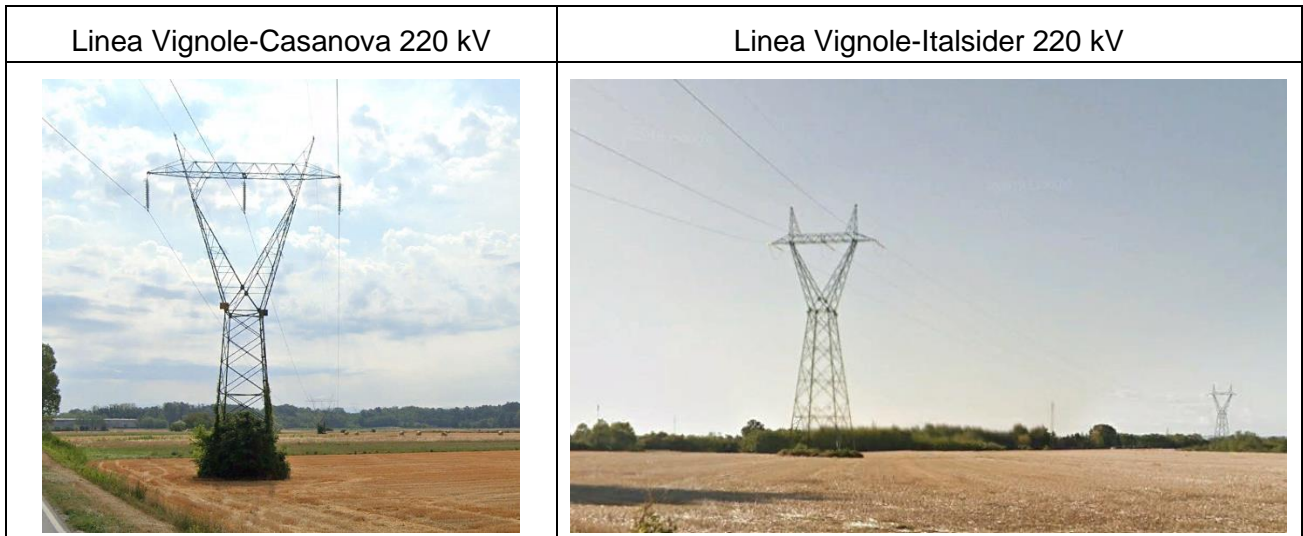
### **Elettrodotti aerei a 220 kV**

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. Come riportato nel paragrafo precedente, esistono varie tipologie di sostegni impiegati per linee a doppia terna 220 kV, in Figura 6-22 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-esce alla nuova SE.



**Figura 6-22 – 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 4metri.







Figura 6-23 – Realizzazione piedino del traliccio

### 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.

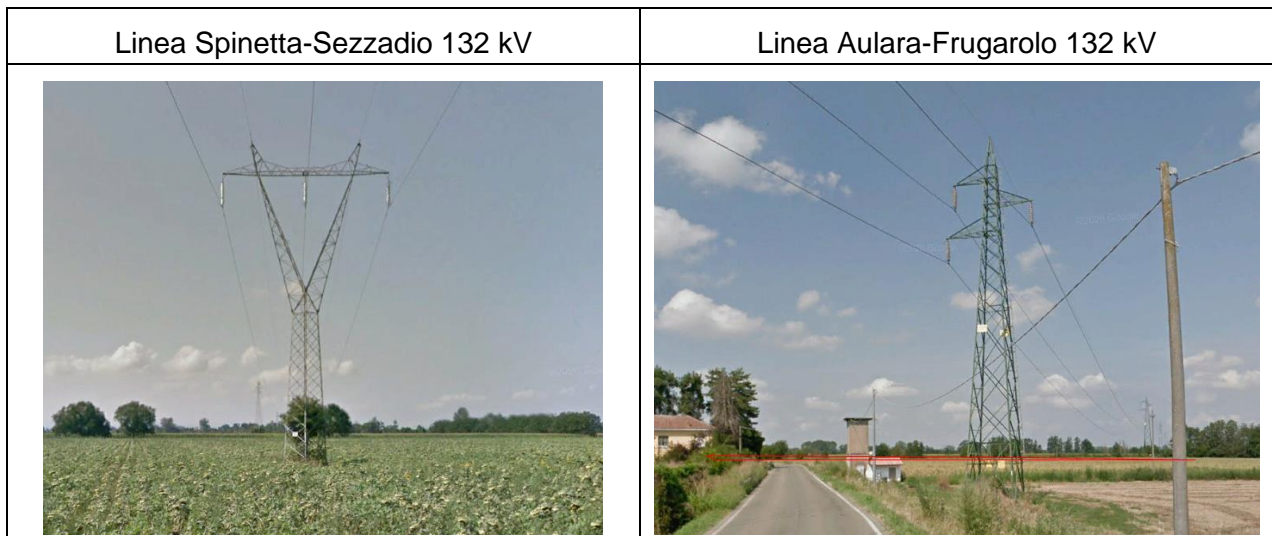
Ogni fase è costituita da n.1 conduttore di energia costituito da una corda di alluminio-acciaio con un diametro di 31,50 mm. Le principali caratteristiche elettriche sono le seguenti:

- 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 km 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 6-24 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 6-24 – Sostegni esistenti per linee a 132 kV**

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

## 7 Analisi della producibilità attesa (PVsyst 7.4)

Per quantificare la producibilità attesa dall’impianto fotovoltaico “La Cipollona” è stata effettuata una analisi dedicata tramite software PVsyst V7.4.0. Il software consente di modellare l’impianto e simulare la producibilità di energia elettrica nel corso di un anno.

<b>Località</b>	“Rivalta Nuova” (44,83 °N; 8,82°E)
<b>Albedo</b>	0,20
<b>Modello moduli fotovoltaici</b>	Jinkosolar Tiger Neo N-type 78HL4-BDV bifacciali da 625 Wp
<b>Numero totale moduli fotovoltaici</b>	74'952
<b>Potenza di picco installata in c.c.</b>	46'845,00 Wp
<b>Numero moduli per stringa</b>	24
<b>Numero inverter SMA SC UP</b>	n. 7 x 4'000 kVA n.3 x 4'400 kVA n.1 x 2'933 kVA; n.1 x 2'667 kVA
<b>Numero inseguitori solari monoassiali “2P”</b>	1'653
<b>Distanza interasse inseguitori (pitch)</b>	9,60
<b>Ampiezza massima inseguitore (+/- 55°)</b>	4,40 m
<b>Fattore di Bifaccialità</b>	80%
<b>Ombreggiamento posteriore</b>	5,0%
<b>Perdite per consumi ausiliari</b>	5 W/kW
<b>Perdite tratto stringa-quadro di campo</b>	$L_{media}=100$ m; Sezione= 6 mm <sup>2</sup>
<b>Perdite tratto quadro di campo-inverter</b>	$L_{media}=200$ m; Sezione= 240 mm <sup>2</sup>
<b>Perdite tratto AT</b>	$L_{media}=10'000$ m; Sezione= 500 mm <sup>2</sup>
<b>Perdite trafo BT/AT</b>	A vuoto: 0,1% @P <sub>nom</sub> ; a carico: 1% @P <sub>nom</sub>
<b>Limite potenza in immissione in AT</b>	42,6 MW

**Tabella 7-1 – Principali dati in input PVsyst**

All’interno dell’analisi è stato modellato il generatore fotovoltaico fino all’immissione della potenza all’interno dello stallo a 36 kV presso la SE di Terna. Sono state considerate le perdite lungo i cavidotti nei vari tratti in corrente continua ed alternata a 36 kV interni all’area di impianto e fino al punto di immissione. Sono state inoltre comprese le perdite di energia per trasformazione da BT a 36 kV.

I principali risultati dell’analisi sono riportati in seguito.

**RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA**

**Risultati principali**

**Produzione sistema**

Energia prodotta **74801670 kWh/anno**

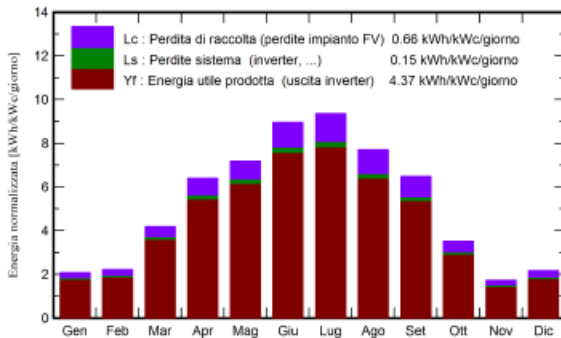
Prod. Specific.

**1597 kWh/kWp/anno**

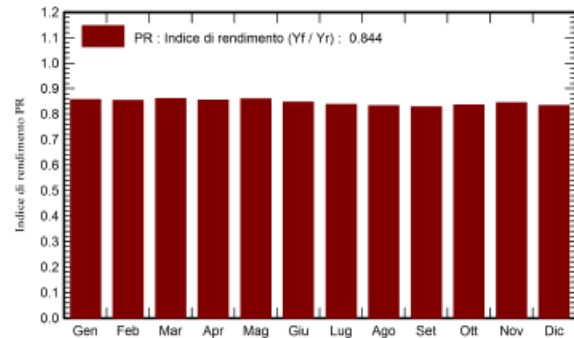
Indice rendimento PR

**84.45 %**

**Produzione normalizzata (per kWp installato)**



**Indice di rendimento PR**



**Bilanci e risultati principali**

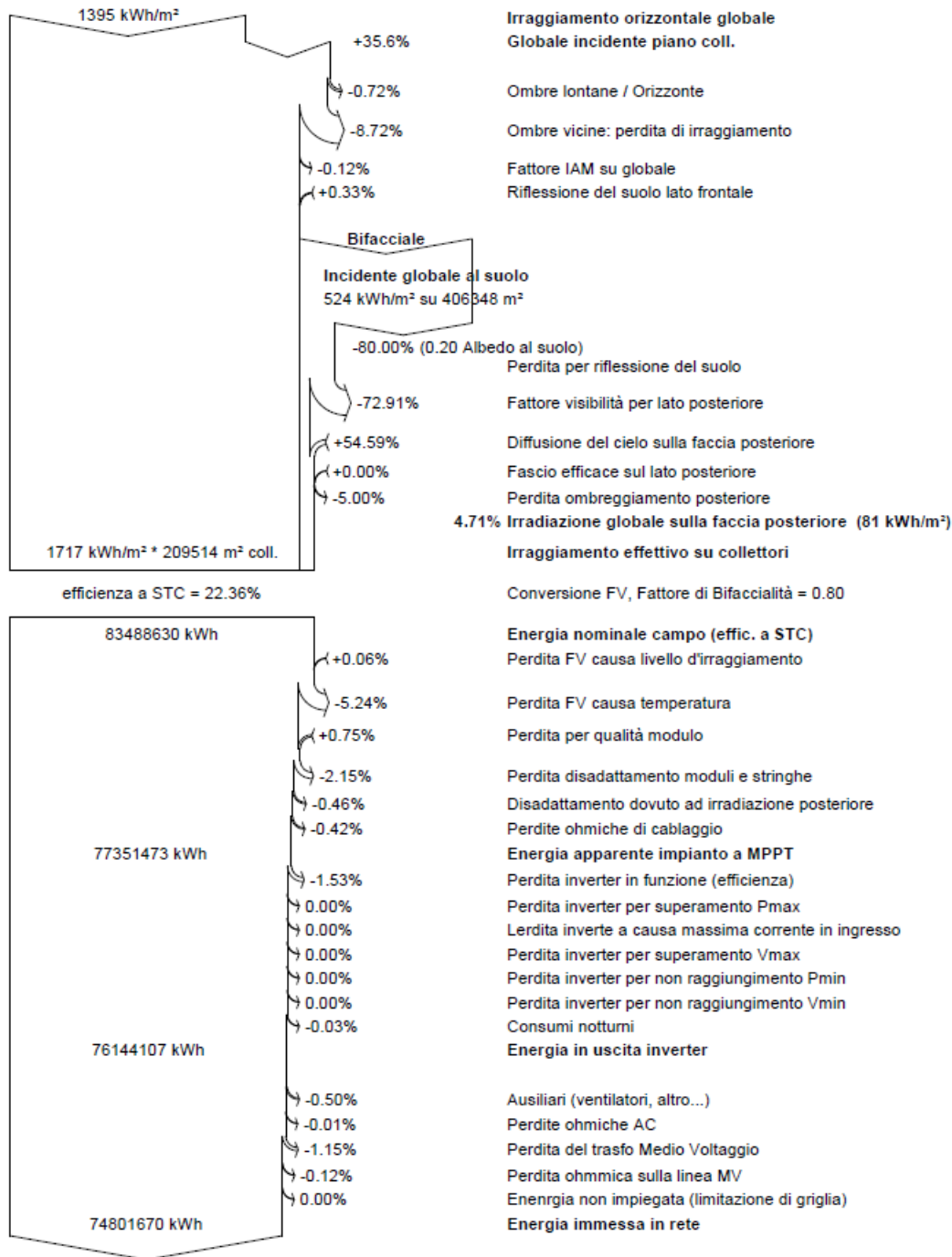
	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
Gennaio	44.4	20.06	3.98	64.5	55.5	2692944	2588001	0.856
Febbraio	46.3	32.48	3.37	62.0	52.1	2578579	2480139	0.854
Marzo	94.2	46.91	6.75	130.0	114.6	5422722	5240964	0.861
Aprile	142.2	59.21	12.21	191.9	175.2	7935260	7676981	0.854
Maggio	170.2	70.89	13.91	222.4	206.1	9256918	8955932	0.860
Giugno	205.8	76.34	20.61	268.7	252.4	11011984	10664208	0.847
Luglio	216.7	73.18	22.80	290.2	272.5	11760276	11390715	0.838
Agosto	176.7	69.18	21.33	238.8	219.1	9620720	9318838	0.833
Settembre	139.0	52.97	19.62	194.7	175.4	7802615	7558519	0.829
Ottobre	76.8	39.80	14.55	108.8	94.3	4408603	4261165	0.836
Novembre	38.0	23.77	8.79	51.7	43.8	2136549	2046325	0.845
Dicembre	44.4	20.75	3.92	67.1	56.1	2723456	2619882	0.833
<b>Anno</b>	<b>1394.8</b>	<b>585.54</b>	<b>12.70</b>	<b>1890.9</b>	<b>1717.1</b>	<b>77350626</b>	<b>74801670</b>	<b>0.844</b>

**Legenda**

GlobHor	Irraggiamento orizzontale globale	EArray	Energia effettiva in uscita campo
DiffHor	Irraggiamento diffuso orizz.	E_Grid	Energia immessa in rete
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Indice di rendimento
GlobInc	Globale incidente piano coll.		
GlobEff	Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre		

**Figura 7-1 – Bilancio energetico Centrale Fotovoltaica**

**RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA**



**Figura 7-2 – Diagramma delle perdite Centrale Fotovoltaica**

## 8 Progetto agricolo

Per coniugare al meglio l'esigenza di rispetto dell'ambiente e del territorio con obiettivo di produrre energia elettrica “carbon-free”, il progetto “La Cipollona” prevede, oltre alla produzione di energia elettrica da fonte solare, la continuità delle attività di coltivazione agricola sul sito di installazione.

### 8.1 Stato dei luoghi e colture praticate

I diversi appezzamenti oggetto di intervento si presentano pianeggianti, e regolarmente coltivati a seminativo/pomodoro da industria. Sul sito in esame, con sopralluoghi di verifica e di controllo, sono state individuate le seguenti classi di utilizzazione del suolo:

#### Seminativo

Gli appezzamenti a seminativo, in tutto l'areale, presentano, in buona misura, un suolo fertile che, con un sufficiente apporto idrico e una sistemazione dal punto di vista idraulico, consente un'agricoltura intensiva con una produttività medio-alta; in questa condizione si riscontrano gli appezzamenti coltivati con colture ortive in pieno campo, come pomodoro da industria ecc. In coltura estensiva i seminativi non irrigui, quando non sono coltivati a cereali (grano tenero, orzo, mais, ecc.) si alternano a colture foraggere.

### 8.2 Descrizione del progetto

Per il progetto dell'impianto agro-fotovoltaico in esame, considerate le dimensioni relativamente ampie tra le strutture, tutte le lavorazioni del suolo, nella parte centrale dell'interfila, possono essere compiute tramite macchine operatrici impiegate in frutticoltura senza particolari problemi.

Per le caratteristiche pedoclimatiche della superficie di progetto si ritiene opportuno edificare un nocciolo intensivo multi-varietale unitamente alla costituzione di un prato stabile impiegato come cover crops durante tutto l'anno (misura annoverata anche nelle nuove norme della PAC). In particolar modo nei primi anni di sviluppo del nocciolo, la copertura vegetale a suolo consentirà un miglioramento delle condizioni chimico-fisiche del terreno oltre ad un impiego per la produzione di fieno.

Le specie erbacee scelte appartengono alla famiglia delle leguminosae e pertanto aumentano la fertilità del terreno principalmente grazie alla loro capacità di fissare l'azoto. La tipologia di piante ha ciclo poliennale, a seguito anche della loro capacità di autorisemina, consentendo così la copertura del suolo in modo continuativo per diversi anni dopo la prima semina.

Le specie arboree che saranno utilizzate sono:

- Nocciolo varietà Tonda di Giffoni;
- Nocciolo varietà Tonda Romana;
- Nocciolo varietà Nocchione.

Le specie erbacee che saranno utilizzate sono:

- Erba Medica (*Medicago sativa*)
- Trifoglio Bianco (*Trifolium repens*)



Le superfici oggetto di coltivazione saranno dotate di impianti di irrigazione fissi e/o mobili pertanto si prevede una tecnica di coltivazione in “irriguo”, cioè tenendo conto dell’apporto idrico dovuto alle precipitazioni meteoriche incrementato da irrigazioni artificiali durante i periodi di maggior necessità per la coltura (sia arborea che erbacea).

Per la coltura del nocciolo intensivo le piante saranno disposte con un sesto di 4,50m x 2,50m. È previsto l’impianto di circa 880 piante di nocciolo per ettaro nelle 3 varietà identificate precedentemente (Tonda di Giffoni, Tonda Gentile Romana, Nocchione).

L’impiego di varietà differenti permetterà di ottimizzare la produzione di polline e pertanto la produttività dell’impianto arboreo.

Nelle aree di incidenza del progetto fotovoltaico, e soprattutto per le aree a ridosso dei moduli fotovoltaici, è prevista la messa a coltura di prato permanente Erba medica/Trifoglio bianco, ciò per consentire il facile accesso alla manutenzione dei moduli stessi.

Il trapianto per il nocciolo sarà eseguito nel periodo autunno-invernale a conclusione delle fasi preparatorie del suolo ed in piena fase di riposo delle piantine. Si prevede l’impiego di piante di 1-2 anni di vivaio, propagate da ceppaia e/o micropropagazione le quali possano avere un adeguato apparato radicale ed un buon sviluppo del fusto. Tutto il materiale impiegato sarà prodotto da vivaisti certificati i quali possano aderire al SQV Italia, ovvero il sistema di qualità in grado di garantire la qualità di prodotto e sistema (compresa la tracciabilità dei materiali di propagazione).

La semina del prato permanente è prevista a fine estate (settembre-ottobre). La semina sarà fatta con impiego di idonee seminatrici. Se non si è provveduto alla concimazione di fondo organica durante le operazioni di aratura è consigliabile effettuare una concimazione contestualmente alla semina. In tal caso è consigliabile effettuare concimazioni con prodotti che consentano di apportare quantità di fosforo pari a 100-150 Kg/Ha e potassio pari a 100 Kg/Ha.

Essendo un erbaio di prato stabile irriguo sono ipotizzabili un numero massimo di cinque periodi durante i quali le piante completerebbero il loro ciclo vitale per la successiva fienagione.

## 9 Descrizione delle opere

Le principali opere in progetto si possono identificare in:

- Posa n°4 cabine di smistamento;
- posa n°4 cabine ausiliari;
- posa n°4 cabine generica ad uso magazzino;
- posa n°12 power station di conversione c.c./a.c. e di trasformazione BT/AT;
- realizzazione viabilità interna per una lunghezza totale di circa 9,8 km;
- infissione e montaggio delle strutture e dei moduli fotovoltaici;
- realizzazione di una recinzione metallica perimetrale;
- realizzazione sistema di drenaggio in prossimità della fascia di mitigazione perimetrale;
- realizzazione di n.3 pozzi a scopo irriguo;
- preparazione dei terreni all'attività agricola;
- piantumazione della fascia alberata mitigativa lungo il perimetro dell'impianto;
- realizzazione cavidotti e posa cavi interni al campo fotovoltaico;
- installazione sistema antintrusione/videosorveglianza;
- realizzazione del cavidotto interrato a 36 kV di collegamento tra la centrale fotovoltaica e lo stallo a 36 kV presso la nuova SE di Terna.

Di seguito viene riportato un elenco delle principali attività previste per la costruzione dell'impianto fotovoltaico con agricoltura integrata:

- Progettazione pre-esecutiva per qualifica EPC (60 gg lavorativi): progettazione pre-esecutiva delle opere per la costruzione dell'impianto fotovoltaico con agricoltura integrata e dell'impianto di connessione alla RTN, preparazione altra documentazione per indire gara per qualifica EPC.
- Procurement (95 gg lavorativi): qualifica EPC, realizzazione di pull out test per la determinazione della corretta profondità di infissione dei pali di sostegno degli inseguitori solari, progettazione esecutiva dell'impianto fotovoltaico con agricoltura integrata e dell'impianto di connessione alla RTN, spedizione e consegna delle varie componenti dell'impianto tra cui moduli fotovoltaici, materiale per fondazioni, pali tracker, unità power stations, , cabinati, cavi elettrici, opere accessorie.
- Installazione del cantiere (25 gg lavorativi): allestimento del cantiere con recinzioni e baracche temporanee, pulizia del sito di cantiere e attività di tracciamento.
- Opere civili (175 gg lavorativi): realizzazione recinzioni e strade, opere di drenaggio e fondazioni per la posa delle componenti e dei cabinati vari.
- Opere meccaniche (80 gg lavorativi): installazione tramite battimento dei pali di sostegno inseguitori solari, montaggio e fissaggio dei moduli fotovoltaici.

- Opere elettriche (110 gg lavorativi): posa dei cavidotti all'interno dell'area di impianto, allestimento delle unità di conversione e trasformazione e sistemi ausiliari. Effettuazione di test di collaudo del generatore fotovoltaico.
- Costruzione delle infrastrutture di connessione (200 gg lavorativi): opere civili quali scavo di sezione obbligata e riporto del materiale di risulta, opere elettriche quali posa del cavidotto interrato, giuntura dei tratti di cavidotto e allestimento delle cabine di sezionamento.
- Esecuzione di opere e interventi accessori (75 gg lavorativi): preparazione dei terreni per la coltivazione, esecuzione dei ripristini e delle opere di mitigazione, installazione di impianto di videosorveglianza. Collaudo funzionale e smobilizzo del cantiere.

Per ulteriori approfondimenti si rimanda al cronoprogramma allegato “21042.PZZ.PD.R.16.00 - Cronoprogramma” e al computo metrico estimativo “21042.PZZ.PD.R.17.00 – Computo metrico estimativo” per la stima dei costi di realizzazione delle opere nelle varie fasi.

## 9.1 Opere civili

Per accedere al sito, per le operazioni di cantiere e per la fase di esercizio dell'impianto non sono necessarie opere sul sistema viario pubblico esistente, il quale è già adeguato.

Le principali opere civili consisteranno pertanto in:

- scotico e livellazione del terreno;
- realizzazione viabilità interna;
- scavi e rinterri dei cavidotti BT e 36 kV interni al parco fotovoltaico;
- montaggio strutture di sostegno moduli;
- realizzazione della recinzione e relativi accessi;
- realizzazione drenaggi;
- preparazione dei terreni all'attività agricola;
- realizzazione piattaforme in calcestruzzo armato per basamento delle cabine elettriche;
- posa in opera dei componenti dei gruppi di conversione e trasformazione;
- posa in opera del locale prefabbricato di alloggio della cabina di smistamento;
- scavo e rinterro del cavidotto a 36 kV di collegamento tra la Centrale Fotovoltaica e lo stallo a 36 kV della nuova SE Terna.

### 9.1.1 Movimenti di terra

Le caratteristiche plano altimetriche e fisico/meccaniche del terreno sono idonee per la posa delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici, non sono quindi previsti nel progetto ingenti movimenti terra, se non alcune sistemazioni locali per l'adeguamento di eventuali gibbosità e per lo spianamento della base delle platee per l'ubicazione delle unità di trasformazione.

Il criterio di gestione del materiale scavato prevede il suo deposito temporaneo presso apposite aree di cantiere situate all'interno dell'area di impianto e successivamente il suo utilizzo per il

riempimento degli scavi e per il livellamento del terreno, previo accertamento, in fase esecutiva, dell'idoneità del materiale per il riutilizzo in sito e dell'assenza di contaminanti così come previsto nel piano preliminare di utilizzo in sito delle terre e rocce da scavo “21042.PZZ.SA.R.07.00 – Piano preliminare gestione terre e rocce da scavo”.

Nel caso in cui i campionamenti eseguiti forniscano un esito negativo, il materiale scavato sarà destinato ad idonea discarica, con le modalità previste dalla normativa vigente e il riempimento verrà effettuato con materiale inerte di idonee caratteristiche.

Poiché per l'esecuzione dei lavori non saranno utilizzate tecnologie di scavo con impiego di prodotti tali da contaminare le rocce e terre, il materiale scavato sarà considerato idoneo al riutilizzo in sito.

### **9.1.2 Viabilità interna**

La viabilità interna al campo fotovoltaico, indispensabile per le varie operazioni di cantiere e di manutenzione, verrà realizzata in terra battuta.

Gli accessi al campo fotovoltaico dalla viabilità pubblica saranno garantiti con appositi cancelli. Le strade esterne esistenti permettono già di per sé di raggiungere agevolmente l'accesso all'area di impianto, al netto di lievi sistemazioni.

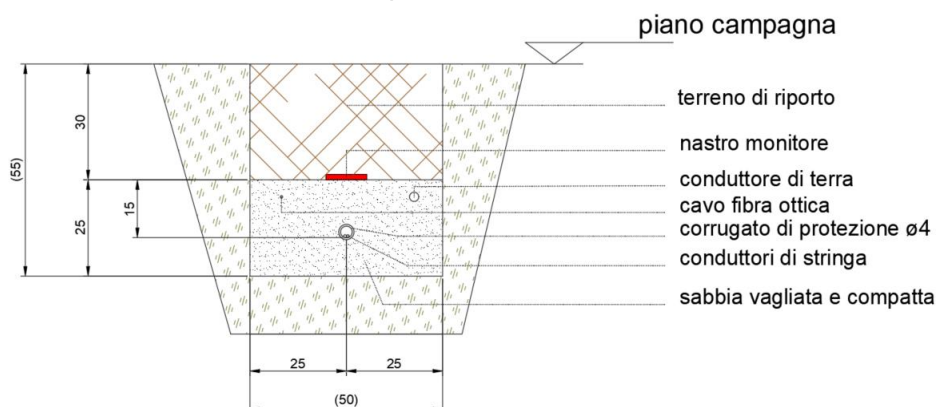
La viabilità dovrà essere realizzata in maniera da essere fruibile anche in caso di maltempo. Data la debole intensità del traffico, la velocità modesta dello stesso e la quasi unidirezionalità dei flussi, la strada in progetto sarà ad un'unica carreggiata, la cui larghezza di 4 metri è progettata nel minimo necessario ad assicurare il transito in sicurezza dei veicoli. Dovrà essere garantita la continua manutenzione della viabilità interna. Tale viabilità si estenderà per circa 9,8 km e prevederà un fondo stradale brecciato e la posa di terra battuta e misto granulare stabilizzato.

Sarà realizzato un sistema di drenaggio delle acque costituito da canali artificiali per garantire il corretto deflusso delle acque.

### 9.1.3 Scavi e rinterri per la posa dei cavidotti

#### Cavi in BT

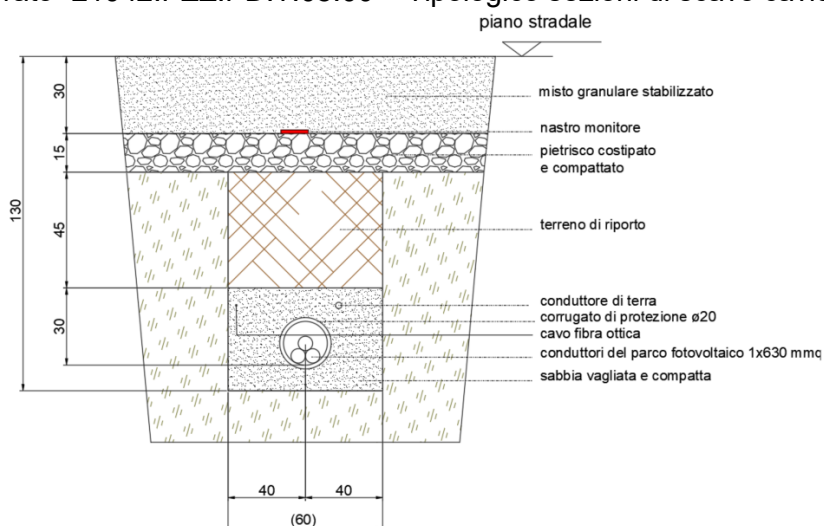
I cavi BT in c.c. saranno posati all'interno di tubi corrugati flessibili in PVC interrati in cavidotti della profondità di circa 55 cm (Figura 9-1) e larghezza variabile a seconda del numero di linee. Dopo la posa del cavo, lo scavo verrà riempito con lo stesso terreno di risulta.



**Figura 9-1 – Tipologico posa cavidotti BT in c.c.**

#### Cavi a 36 kV

I cavi MT interni all'area di impianto e di collegamento fino alla SE saranno posati all'interno di tubi corrugati flessibili in PVC interrati ad almeno 1,20 m e larghezza variabile a seconda del numero di linee. Dopo la posa del cavo, lo scavo verrà riempito con lo stesso terreno di risulta. Si rimanda all'elaborato “21042.PZZ.PD.T.05.00 – Tipologico sezioni di scavo cavidotti”.



**Figura 9-2 – Tipologico posa cavidotti AT su viabilità interna**

All'interno dell'area di impianto, verranno posti lungo il percorso del cavidotto dei pozzetti di ispezione di larghezza 80x80 cm, posizionati ad una distanza di circa 100 metri l'uno dall'altro, al fine di poter ispezionare il cavidotto ed effettuare le eventuali manutenzioni durante la vita utile dell'impianto fotovoltaico con agricoltura integrata.



#### 9.1.4 Montaggio strutture di sostegno

Le strutture di sostegno ipotizzate hanno la caratteristica di poter essere infisse nel terreno senza bisogno di alcun tipo di fondazione in calcestruzzo, compatibilmente alle caratteristiche geotecniche del terreno e alle prove penetrometriche, al fine di non andare ad impattare sull'equilibrio del terreno.

L'inseguitore solare (o tracker) sarà installato su pali di fondazione in acciaio zincato infissi nel terreno, senza necessità di opere in calcestruzzo, tramite un sistema di posa a battuta. Le strutture in questione sono in grado di supportare il peso dei moduli anche in presenza di eventi meteorologici esterni avversi, quali ad esempio raffiche di vento ad alta velocità, come certificato dal costruttore. I trackers sono dotati di un algoritmo in grado di orientarli nella posizione ottimale quando sottoposti a forti venti. Questo consente di limitare sensibilmente la profondità di infissione delle strutture.

Come riportato all'interno della relazione “21042.PZZ.PD.R.11e.00 – Relazione di calcolo preliminare struttura inseguitore solare” alla quale si rimanda per maggiori dettagli, data la tipologia di tracker previsto in questa fase progettuale, la caratterizzazione geotecnica del terreno ed i carichi agenti sul sistema, i pali di sostegno dovranno essere infissi per una profondità fino a circa 2,5 metri al fine di garantire la tenuta delle strutture.

La profondità di infissione dovrà comunque essere verificata in fase esecutiva con i risultati delle prove di estrazione eseguiti in vari punti del terreno.

Tali prove di estrazione o prove di “pull-out” sono prove strumentali che prevedono i seguenti step:

- infissione nel terreno del palo selezionato per una data profondità;
- cicli di carico/scarico con forze orizzontali incrementali applicate ad un'altezza di 50 cm dal piano campagna. Per ogni ciclo viene misurato lo spostamento orizzontale del palo stesso;
- cicli di carico con forze di compressione verticali incrementali applicate alla testa del palo. Per ogni ciclo viene misurato lo spostamento verticale del palo stesso;
- cicli di carico con forze di trazione verticali incrementali applicate alla testa del palo. Per ogni ciclo viene misurato lo spostamento verticale del palo stesso.

Qualora gli spostamenti evidenziati eccedessero le tolleranze, il test andrà ripetuto aumentando la profondità di infissione di 100 mm fino al superamento del test.

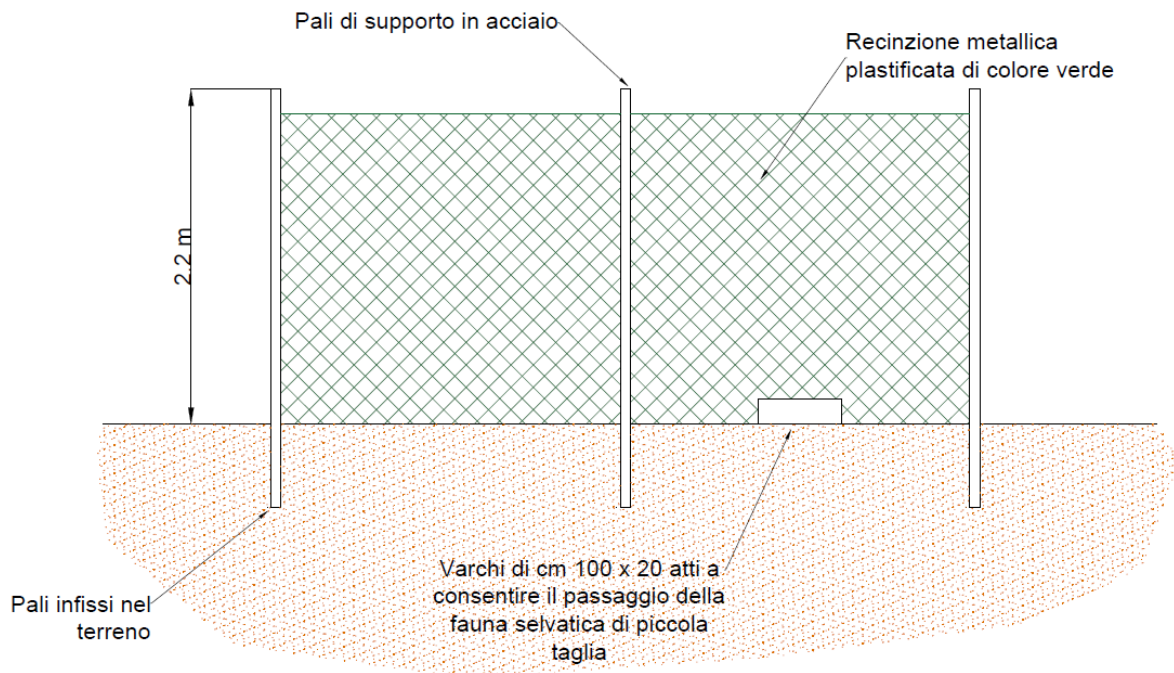
I risultati delle prove di pull-out dipendono dalla tipologia di inseguitore e di moduli fotovoltaici disponibili sul mercato e pertanto l'esatta profondità di infissione che si determinerà in fase di progettazione esecutiva potrebbe variare rispetto a quanto calcolato all'interno della relazione strutturale preliminare.

L'infissione sarà realizzata con l'ausilio di macchine battipalo. Le strutture di inseguimento monoassiale verranno posizionate in file contigue, compatibilmente con le caratteristiche plano altimetriche del terreno, e la distanza tra le interfile (pitch) sarà di 9,60 metri, come visibile nel layout di impianto.

### 9.1.5 Realizzazione della recinzione perimetrale

Per limitare l’impatto visivo tutto il perimetro del parco fotovoltaico con agricoltura integrata verrà completamente recintato da una maglia metallica elettrosaldata plastificata alta 2,2 metri, di colore verde, avente varchi di cm 100x20 a distanza di circa 20 metri l’uno dall’altro, al fine di consentire il passaggio della fauna selvatica di piccola taglia. La rete metallica che verrà utilizzata sarà di tipo “a maglia romboidale”.

Di seguito viene mostrato un particolare della recinzione.



**Figura 9-3 – Particolare recinzione**

### 9.1.6 Realizzazione di fondazioni interne all’area di impianto

Il progetto prevede la realizzazione di alcuni cabinati utili ad ospitare le componenti di impianto (quadri, etc..). Le cabine che ospiteranno le componenti di impianto hanno struttura prefabbricata per cui nella presente relazione si farà riferimento al solo calcolo delle platee di fondazione rimandando ad una fase successiva la presentazione del calcolo della struttura prefabbricata in sede di variante al progetto.

Il progetto prevede anche la realizzazione della fondazione per le unità di conversione e trasformazione interne ai sottocampi del generatore fotovoltaico.

La platea di fondazione delle opere sarà realizzata con calcestruzzo tipo C28/35 e ferri d’armatura del tipo B450C da 14 mm. Al di sotto della fondazione sarà posto un letto di ghiaia compattata con dimensione massima dell’aggregato pari a 50 mm.

Per ulteriori approfondimenti si rimanda ai progetti strutturali allegati.

### **9.1.7 Preparazione dei terreni all'attività agricola**

Trattandosi di terreni già regolarmente coltivati, non vi sarà la necessità di compiere importanti trasformazioni idraulico-agrarie. Nel caso dell'impianto del nocciolo, si effettuerà sui terreni un'operazione di scasso a media profondità (0,50-0,70m) mediante ripper - più rapido e molto meno dispendioso rispetto all'aratro da scasso - e concimazione di fondo, con stallatico pellettato in quantità comprese tra i 30,00 e i 40,00 q/ha, per poi procedere all'amminutamento del terreno con frangizolle ed al livellamento mediante livellatrice a controllo laser o satellitare.

Questo potrà garantire un notevole apporto di sostanza organica al suolo che influirà sulla buona riuscita dell'impianto arboreo e sul mantenimento/miglioramento delle caratteristiche chimiche dello stesso.

Le operazioni colturali preparatorie per l'impianto del nocciolo avranno medesima funzione per la costituzione del prato permanente pertanto, i costi preparatori per quest'ultima coltura, saranno ridotti del 50%.

Si prevedono delle lavorazioni del terreno profonde e superficiali. Un primo scasso mediante ripper ad una profondità di 60-80 cm tra le file di pannelli fotovoltaici e nelle zone perimetrali per la messa a dimora dei noccioli. Un'aratura autunnale preparatoria del terreno (20-30 cm) ed eventualmente contestuale interrimento di letame (concimazione di fondo con dose di letame di 300-400 q.li/Ha). Una successiva fresatura con il fine ultimo di preparare adeguate condizioni per trapianto e semina.

## 9.2 Interferenze con le opere in progetto

### 9.2.1 Opere in progetto all'interno della fascia di rispetto autostradale

In Figura 9-4 è riportato un inquadramento dei confini catastali del lotto sulla Tavola di Piano della frazione di Bettole del PRG di Pozzolo Formigaro.

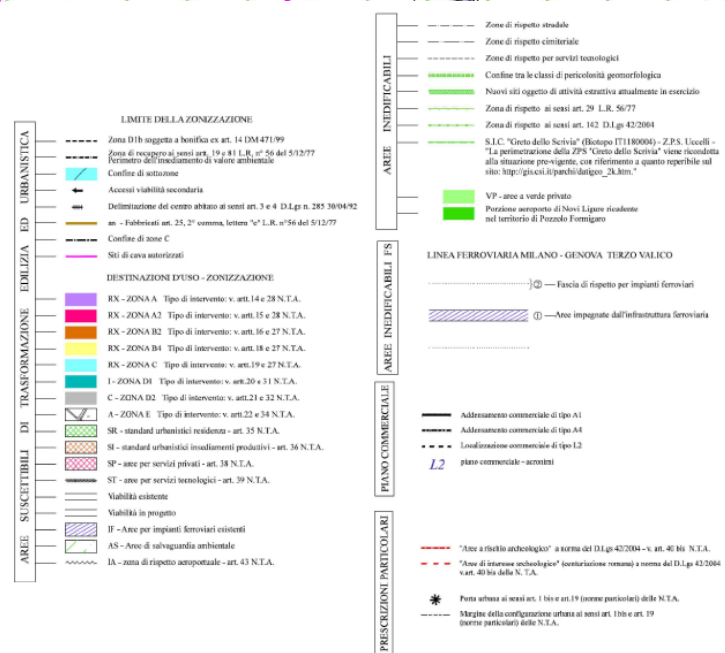


Figura 9-4 – Inquadramento confini catastali lotto est su PRG comune di Pozzolo Formigaro

I confini catastali del lotto intersecano in parte la fascia di rispetto autostradale di 60 m indicata all'interno della tavola. La fascia è calcolata a partire dalla recinzione di Autostrade, situata alla base del riporto di terreno della sede autostradale.

In accordo con la U.O Tecnica – Patrimonio e Fabbricati della Direzione I Tronco di Genova di Autostrade per l'Italia, è presentata nel presente progetto la soluzione che vede il mantenimento di una fascia di 30 metri a partire dal confine di Autostrade (recinzione esistente) fino alla recinzione dell'area dell'impianto fotovoltaico.

Le fasce di rispetto stradale e aree destinate alla viabilità sono trattate all'interno delle NTA del PRG di Pozzolo Formigaro all'art.40.

*“Le fasce di rispetto stradali, nelle aree fuori dai centri abitati e dalle zone previste come edificabili dal presente PRG, si intendono definite come all'art. 3, comma 1, n.22 del D. Lgs. 30.04.1992 n. 285 (Nuovo Codice della strada).*

*In tali aree sono vigenti le limitazioni ed i divieti di cui agli artt. 16 e 17 del D.Lgs. citato e relativi decreti applicativi (DPR 495/92; DPR 147/93 e DPR 610/96).*

*La profondità delle fasce di rispetto, come riportata in cartografia, e stabilita in conformità all'art.26 del Regolamento di esecuzione come segue:*

- *strade di tipo A (autostrade) 60 m*
- *strade di tipo B (extraurbane a carreggiate separate) 40 m*
- *strade di tipo C (extraurbane a carreggiata unica) 30 m*
- *strade di tipo F (strade locali) 20 m*
- *strade vicinali di tipo F 10 m*

*Fuori dai centri abitati, come delimitati ai sensi dell'art. 4 del Nuovo Codice della strada, per gli edifici ricadenti all'interno della fascia di rispetto stradale, non è consentito costruire, ricostruire o ampliare, lateralmente alle strade edificazioni di qualsiasi tipo e materiale; in quanto inedificabili ai sensi dell'art. 16, comma 1, lettera b) del D.L. 30.04.1992 n. 285 (Nuovo Codice della Strada) e dell'art.26, comma 2 del DPR 16.12.1992 n.495 e s.m.i. (Regolamento di attuazione del Nuovo Codice della Strada).”*

L'area di impianto sarà composta dall'esterno verso l'interno da: una fascia arborea di mitigazione di 10/20 metri perimetrale, una recinzione metallica magliata con altezza pari a 220 cm di delimitazione dell'impianto, una viabilità interna realizzata in terra battuta per una larghezza di 4 m e dalle varie componenti dell'impianto tra cui moduli fotovoltaici, inseguitori solari monoassiali (“trackers”), inverter, trasformatori, cabine e cavidotti interrati in media e bassa tensione.

All'interno della fascia di 60 metri di autostrade non saranno realizzate opere permanenti come le opere di fondazione dei cabinati. Le opere che saranno realizzate all'interno della fascia sono:

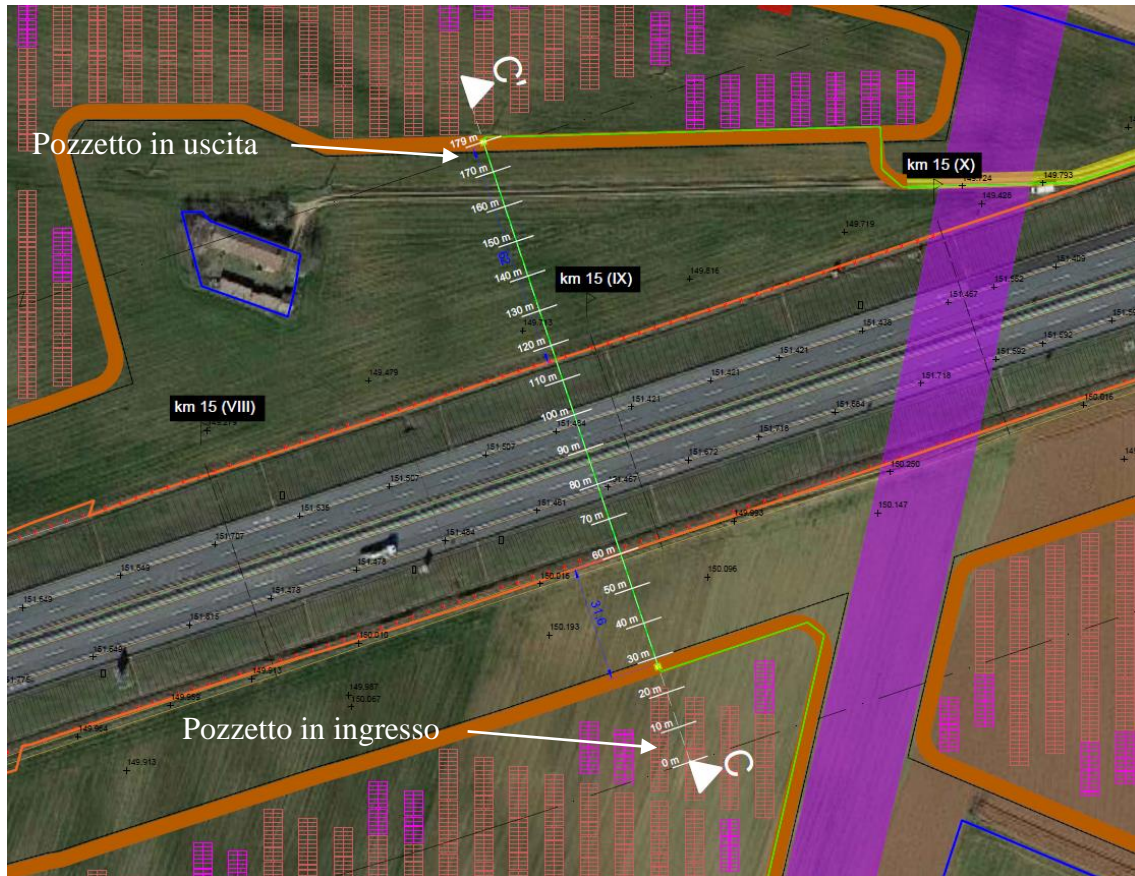
- Realizzazione della fascia arborea di mitigazione perimetrale, composta da nocciolo per una larghezza complessiva fino a 20 m. L'altezza delle piante non supererà i 5 m;



- Moduli fotovoltaici, installati su inseguitori solari del tipo monoassiale. I moduli sono collegati in serie per la realizzazione della stringa fotovoltaica composta da n.24 moduli. La tensione massima di funzionamento delle stringhe sarà pari a 1'500 V;
- Inseguitori monoassiali (o “trackers”, infissi nel terreno tramite pali in acciaio ad una profondità massima di 4 metri senza la realizzazione di opere di fondazione. Ciascun inseguitore monoassiale consentirà il supporto di 1/2 stringhe fotovoltaiche;
- Quadri di campo, scatole elettriche poste in corrispondenza dei pali degli inseguitori solari, ove saranno installati i dispositivi per le protezioni dalle sovracorrenti, sovratensioni e per il sezionamento delle linee;
- Cavidotti interrati in BT in regime c.c. con tensione massima pari a 1'500 V per il collegamento delle stringhe ai quadri di campo e dai quadri di campo alle power station. I cavidotti saranno realizzati prevalentemente al di sotto della viabilità perimetrale e interrati ad almeno 55 cm;
- Cavidotti interrati in AT in regime a.c. con tensione nominale pari a 36 kV per il collegamento delle varie power station alla cabina generale MT dell'impianto.
- **Realizzazione attraversamento tramite T.O.C. di un cavidotto in media tensione tra il km 15 (VIII) e il km 15 (IX).**

### 9.2.2 Attraversamento della sede autostradale

Per permettere il collegamento dei vari sottocampi dell’impianto fotovoltaico situati a ridosso della sede autostradale, si rende necessario l’attraversamento della viabilità.



**Figura 9-5 – Localizzazione attraversamento tramite T.O.C.**

L’intervento sarà effettuato tra il km 15 (VIII) e il km 15 (IX) del raccordo autostradale da Predosa a Milano Serravalle (A26/A7). Il pozzetto di ingresso sarà realizzato all’interno della viabilità interna perimetrale del parco fotovoltaico ad almeno 30 metri dal confine delle proprietà ASPI, il pozzetto in uscita sarà situato a circa 62 metri dalle proprietà.

**Pozzetto in ingresso**    44°49'47.13"N; 8°48'54.05"E

**Pozzetto in uscita**    44°49'51.78"N; 8°48'51.92"E

Il tracciato sarà effettuato in direzione ortogonale rispetto allo sviluppo della sede stradale, i pozzetti di ingresso e uscita saranno situati ad almeno 15 metri dalle proprietà di autostrade.

L’attraversamento in T.O.C. avrà una lunghezza complessiva pari a 152 metri.

Nel caso in esame si prevede la realizzazione di una perforazione con diametro da 300 mm. All’interno del foro sarà in seguito tirata una tubazione in materiale plastico tipo PVC o similare DN200, all’interno della quale sarà inserita una terna di cavi in media tensione.

I pozzetti di ispezione di ingresso e uscita avranno dimensioni in pianta da 1,80 m x 1,80 m e raggiungeranno una profondità di 1,30 metri.

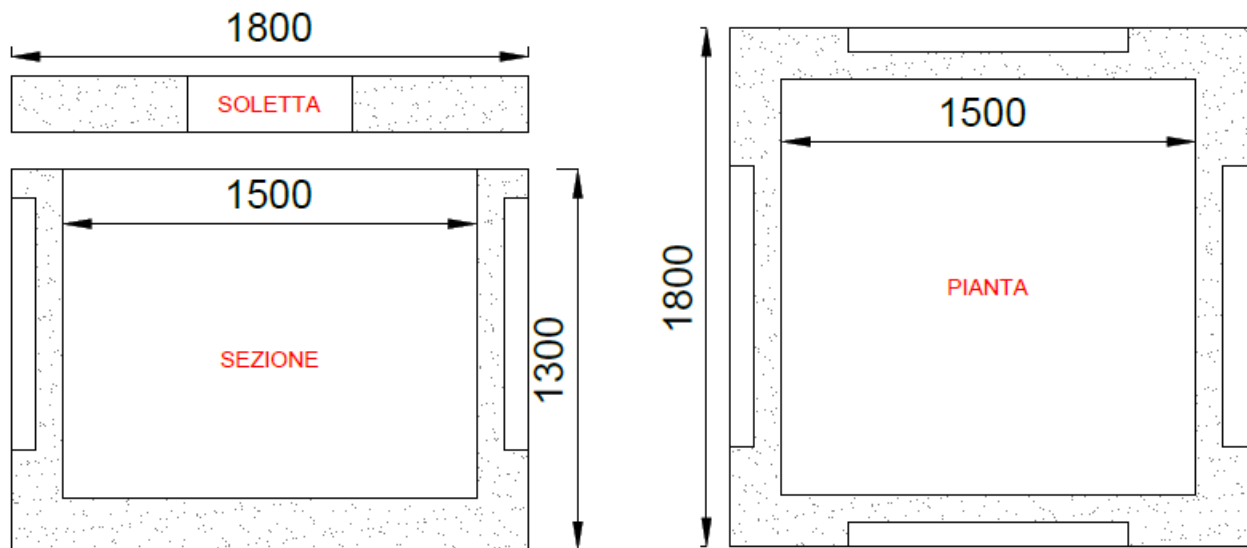


Figura 9-6 – Tipologico pozzetti di ispezione in ingresso e uscita

La perforazione sarà effettuata con un angolo di ingresso pari a  $5^\circ$  e non superiore a  $14^\circ$ . L'angolo in uscita sarà pari a  $5^\circ$  e non superiore a  $12^\circ$ . Il raggio di curvatura è impostato a 700 m. La perforazione sarà effettuata ad almeno 2 metri in corrispondenza dei fossi di guardia e ad almeno 4 metri in corrispondenza della sede autostradale. Per ulteriori approfondimenti si rimanda all'elaborato “21042.PZZ.PD.T.22.00 – Planimetria e sezioni attraversamento sede autostradale in TOC”.

Tutte le opere provvisorie saranno rimosse al termine dei lavori.

## 10 Gestione e manutenzione dell'impianto fotovoltaico con agricoltura integrata

La gestione dell'impianto e gli interventi di manutenzione saranno effettuati attraverso l'uso di software appropriati che permetteranno il monitoraggio ed il controllo dei parametri elettrici e di quelli relativi alle strutture di sostegno. Le attività di manutenzione preventiva sono previste con cadenza annuale, e nella maggior parte dei casi saranno effettuate anche da personale non esperto in tecnologia fotovoltaica purché addestrato ad operare su circuiti elettrici, operando nelle norme di sicurezza dopo aver preso visione del “Manuale d'uso e manutenzione”.

Per facilitare il compito di ispezione dell'impianto da parte dell'operatore, si rispetterà apposita checklist, dove sono raccolte le operazioni di verifica da effettuare con cadenza annuale.

**Moduli fotovoltaici.** La manutenzione preventiva sui singoli moduli non richiede la messa fuori servizio di parte o di tutto l'impianto e consiste in:

- Ispezione visiva tesa all'identificazione di danneggiamenti ai vetri anteriori, deterioramento del materiale usato per l'isolamento interno dei moduli, microscariche per perdita di isolamento ed eccessiva sporcizia del vetro;
- Controllo cassetta di terminazione mirata ad identificare eventuali deformazioni della cassetta di terminazione, la formazione di umidità all'interno, lo stato dei contatti elettrici delle polarità positive e negative, lo stato dei diodi di by-pass, il corretto serraggio dei morsetti di intestazione dei cavi di collegamento delle stringhe e l'integrità dei passacavi;
- Controllo pulizia pannelli. Il controllo prevede una cadenza mensile e, in caso di pioggia contenente polveri, sarà effettuato dopo ogni precipitazione. La pulizia sarà effettuata pompando acqua pulita, priva di detersivi, per mezzo di una lancia alimentata da autobotte;
- Stringhe fotovoltaiche. La loro manutenzione preventiva viene effettuata dal quadro elettrico in continua e consiste nel controllo delle grandezze elettriche con l'ausilio di un normale multimetro e controllare l'uniformità delle tensioni a vuoto e delle correnti di funzionamento per ciascuna stringa. Verificare che su tutte le stringhe che sono nelle stesse condizioni di esposizione vi siano scostamenti massimi del 10%;
- Strutture di sostegno per assicurarsi che le connessioni meccaniche bullonate più sollecitate risultino ben serrate, che l'azione degli agenti atmosferici non abbia piegato o modificato leggermente la geometria dei profili o ancora danneggiato la superficie.

**Quadri elettrici.** La manutenzione preventiva dei quadri elettrici non comporta operazioni di fuori servizio di parte o di tutto l'impianto e consiste in:

- Ispezione visiva tesa all'identificazione di danneggiamenti dell'armadio dei componenti contenuti ed alla corretta indicazione degli strumenti di misura presenti sul fronte quadro;
- Controllo protezioni elettriche per verificare l'integrità dei diodi di blocco e l'efficienza degli scaricatori di sovratensione;
- Controllo cablaggi elettrici per verificare l'efficienza degli organi di manovra (interruttori, sezionatori, morsetti sezionabili)

- Controllo elettrico per controllare la funzionalità e l'alimentazione del relè di isolamento installato e l'efficienza delle protezioni di interfaccia;
- Convertitori statici-trasformatori tramite una ispezione visiva mirata ad identificare danneggiamenti meccanici dell'armadio di contenimento, infiltrazioni d'acqua, formazioni di condensa, eventuale deterioramento dei componenti e controllo della corretta indicazione degli strumenti di misura eventualmente presenti. Tutte le operazioni è bene che vengano eseguite con impianti fuori servizio.

**Collegamenti elettrici.** La manutenzione preventiva su cavi elettrici di cablaggio non necessita di fuori servizio e consiste per i soli cavi a vista, in un'ispezione visiva tesa all'identificazione di danneggiamenti, bruciature, abrasioni, deterioramento isolante, variazioni di colorazioni del materiale usato per l'isolamento e fissaggio salvo nei punti di ancoraggio.

**Manutenzione viabilità interna al parco fotovoltaico.** Periodicamente, soprattutto dopo la stagione invernale si provvederà a risistemare quei tratti della viabilità interna che con le piogge si sono potuti deteriorare. Pertanto, si andranno ad appianare eventuali buche che si sono create al fine di mantenere lo strato superiore del manto stradale perfettamente livellato e compatto in grado da garantire il transito dei mezzi delle squadre di manutenzione. La conservazione delle giuste pendenze del manto stradale garantirà il deflusso delle acque piovane nei punti di scolo senza creare crepe e pozzanghere che a lungo andare rendono impraticabili tali strade di accesso.

Le opere di manutenzione e conservazione dovranno perseguire prevalentemente l'obiettivo di funzionalità ed estetica. In particolare, si dovrà mantenere una copertura vegetale continua così da prevenire ogni forma di erosione, si dovrà limitare il rischio di incendi e la loro propagazione.

### **Manutenzione e modalità di coltivazione dei terreni**

Il nocciolo spontaneo forma un cespuglio piuttosto fitto ed i polloni emessi dal colletto diventano lunghe branche che formano un intricato groviglio. E' però evidente che risulta necessario intervenire per poter avere un'adeguata produzione ed una facilità d'intervento e di lavorazione. Vediamo allora qual è il sistema di allevamento prescelto:

Vaso cespugliato: Si tratta di un vaso con 3-4 branche, impalcato a 30-40 cm da terra. E' una forma di allevamento di recente introduzione ma che si va molto diffondendo. Rappresenta una via di mezzo tra il cespuglio ed il sistema ad alberello. Presenta il vantaggio di facilitare le lavorazioni attorno al tronco, il controllo dei polloni e la coltivazione in sistema intensivo (modello a siepe). Questa forma di allevamento prevede un mantenimento della chioma mediante specifiche attrezzature specializzate. In particolare i filari disposti tra le file degli inseguitori solari saranno mantenuti ad una altezza fino a 2,5 metri.

Il principale vantaggio dell'impianto del nocciolo intensivo risiede nella possibilità di meccanizzare - o agevolare meccanicamente - tutte le fasi della coltivazione, ad esclusione dell'impianto che sarà effettuato manualmente (con ausilio di mezzi meccanici).

Per tutte le lavorazioni ordinarie si potrà utilizzare il trattore modello frutteto il quale, avente dimensioni più contenute rispetto al trattore convenzionale, permette una gestione delle operazioni colturali più agevole e veloce.



Per quanto concerne l'operazione di potatura, durante il periodo di accrescimento del nocciolo (circa 3 anni), le operazioni saranno eseguite a mano, anche con l'ausilio forbici pneumatiche/elettriche. Successivamente si utilizzeranno specifiche macchine a doppia barra di taglio (verticale e orizzontale per regolarne l'altezza), installate anteriormente alla trattrice per poi essere rifinite con un passaggio a mano.

Sarà necessario effettuare delle rotture del cotico erboso (2° anno a seguire) per favorire la propagazione ed eventuali semine per colmare le fallanze ed in ogni caso procedere alla coltivazione dell'area alla base delle piante di nocciolo (1°- 4° anno). L'analisi economica è stata fatta in modo molto prudentiale (valori minimi di produzione) per quanto riguarda la produzione di nocciole e foraggio (soprattutto per il prato stabile permanente la quale ha valenza principalmente ecologica).

La semina del prato permanente è prevista a fine estate (settembre-ottobre). La semina sarà fatta con impiego di idonee seminatrici. Essendo un erbaio di prato stabile irriguo sono ipotizzabili un numero massimo di cinque periodi durante i quali le piante completerebbero il loro ciclo vitale per la successiva fienagione.

Si prevede una fioritura a scalare che, a seconda dell'andamento climatico stagionale, può avere inizio ad aprile-maggio. Pertanto, oltre alla produzione di foraggio tardo primaverile (fine maggio normalmente), nel caso di irrigazione costante, è ipotizzabile effettuare ulteriori sfalci ogni 20-30gg.

## INDICE DELLE FIGURE

FIGURA 5-1 – INQUADRAMENTO AREA IMPIANTO SU CARTA DE AGOSTINI.....	11
FIGURA 5-2 – INQUADRAMENTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO E OPERE DI UTENZA SU ORTOFOTO .....	12
FIGURA 5-3 – INQUADRAMENTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO E OPERE DI UTENZA SU IGM.....	12
FIGURA 5-4 – INQUADRAMENTO AREA IMPIANTO FOTOVOLTAICO SU PRG POZZOLO FORMIGARO .....	13
FIGURA 5-5 – STRATIGRAFIA INDAGINI PENETROMETRICHE P4 E P6 MACROLOTTO EST E OVEST .....	15
FIGURA 5-6 – SCHEMA ILLUSTRANTE LE CORRISPONDENZE FRA ASSOCIAZIONI DI LITOFACIES E LE UNITÀ IDROGEOLOGICHE, IN BASE AL RUOLO IDROGEOLOGICO .....	16
FIGURA 5-7 – DISTRIBUZIONE DI SOTTOSUOLO DELLE UNITÀ IDROGEOLOGICHE ALL’INTERNO DEL GRUPPO ACQUIFERO A (SINTEMA Q2 – PLEISTOCENE MEDIO-SUPERIORE / OLOCENE) NEL BACINO DI ALESSANDRIA, PER L’AREA DI PROGETTO .....	16
FIGURA 5-8 – DEFINIZIONE ORIZZONTE DA PVGIS.....	17
FIGURA 6-1 – CONCETTO DI MODULO FOTOVOLTAICO BIFACCIALE (CEI 82-25) .....	18
FIGURA 6-2 – SPECIFICHE TECNICHE MODULI FOTOVOLTAICI.....	19
FIGURA 6-3 – ESEMPIO DI IMPIANTO CON INSEGUITORI SOLARI MONOASSIALI 2P .....	20
FIGURA 6-4 – CARATTERISTICHE TECNICHE INSEGUITORE SOLARE MONOASSIALE 2P.....	21
FIGURA 6-5 – ESEMPIO CONFIGURAZIONE CAMPO FOTOVOLTAICO DOTATO DI SINGOLO QUADRO DI CAMPO.....	22
FIGURA 6-6 – SCHEDA TECNICA STRING COMBINER SMA DC-CMB-U15 .....	23
FIGURA 6-7 – POWER STATION SMA SERIE MVPS.....	24
FIGURA 6-8 – SPECIFICHE TECNICHE INVERTER SC 4400 UP.....	26
FIGURA 6-9 – SCHEDA TECNICA TRASFORMATORE DA 4200 kVA (34,5 kV).....	27
FIGURA 6-10 – SCHEMA CONCETTUALE CENTRALE FOTOVOLTAICA .....	28
FIGURA 6-11 – TIPOLOGICO CABINA DI SMISTAMENTO .....	29
FIGURA 6-12 – CARATTERISTICHE TECNICHE CAVI SOLARI H1Z2Z2-K.....	31
FIGURA 6-13 – CARATTERISTICHE TECNICHE CAVI DISTRIBUZIONE IN C.C. ARE4E AL/XLPE/HDPE .....	33
FIGURA 6-14 – SPECIFICHE TECNICHE CAVI IN ARE4H5E 20,8/36 kV .....	34
FIGURA 6-15 – SCHEMA OPERE DI RETE .....	39
FIGURA 6-16 – SEZIONE DI SCAVO CAVIDOTTO DI COLLEGAMENTO ALLA NUOVA SE.....	40
FIGURA 6-17 – INQUADRAMENTO NUOVA SE SU ORTOFOTO.....	42
FIGURA 6-18 – PLANIMETRIA STAZIONE ELETTRICA 220/132/36 kV .....	46
FIGURA 6-19 – SEZIONE STALLO 220/36 kV .....	46
FIGURA 6-20 – NUOVI RACCORDI AEREI A 132 E 220 kV .....	49
FIGURA 6-21 – ESEMPIO FONDAZIONI STANDARD TECNICO ENEL.....	51
FIGURA 6-22 – SOSTEGNI ESISTENTI PER LINEE A 220 kV.....	53
FIGURA 6-23 – REALIZZAZIONE PIEDINO DEL TRALICCIO.....	54
FIGURA 6-24 – SOSTEGNI ESISTENTI PER LINEE A 132 kV.....	55
FIGURA 7-1 – BILANCIO ENERGETICO CENTRALE FOTOVOLTAICA .....	57
FIGURA 7-2 – DIAGRAMMA DELLE PERDITE CENTRALE FOTOVOLTAICA .....	58
FIGURA 9-1 – TIPOLOGICO POSA CAVIDOTTI BT IN C.C.....	64
FIGURA 9-2 – TIPOLOGICO POSA CAVIDOTTI AT SU VIABILITÀ INTERNA .....	64
FIGURA 9-3 – PARTICOLARE RECINZIONE .....	66
FIGURA 9-4 – INQUADRAMENTO CONFINI CATASTALI LOTTO EST SU PRG COMUNE DI POZZOLO FORMIGARO .....	68
FIGURA 9-5 – LOCALIZZAZIONE ATTRAVERSAMENTO TRAMITE T.O.C.....	71
FIGURA 9-6 – TIPOLOGICO POZZETTI DI ISPEZIONE IN INGRESSO E USCITA.....	72

## INDICE DELLE TABELLE

TABELLA 6-1 – DETTAGLIO POTENZE SOTTOCAMPI .....	25
TABELLA 6-2 – CARATTERISTICHE TECNICHE CABINA DI SMISTAMENTO.....	29
TABELLA 7-1 – PRINCIPALI DATI IN INPUT PVSYST .....	56