

PROPONENTE  
**Repower Renewable Spa**  
Via Lavaredo, 44  
30174 Venezia

**REPOWER**  
L'energia che ti serve.

PROGETTAZIONE E CORDINAMENTO

**LAAP ARCHITECTS®**  
urban quality consultants

Architetto e Dottore Agrotecnico Antonino Palazzolo

LAAP ARCHITECTS Srl  
via Francesco Laurana 28  
90143 - Palermo - Italy  
t 091.7834427 - fax 091.7834427  
laap.it - info@laap.it

Numero di commessa laap: 347

CONSULENTE  
Ingegnere Salvatore Caltabellotta



N° COMMESSA

**1539**

**IMPIANTO AGRIVOLTAICO BELLANOVA 9,6 MW E OPERE DI CONNESSIONE  
LIBERO CONSORZIO COMUNALE DI TRAPANI  
COMUNI DI CUSTONACI (TP), CASTELLAMMARE DEL GOLFO (TP), BUSETO PALIZZOLO (TP)  
VALDERICE (TP), ERICE (TP), TRAPANI E MISILISCEMI (TP)**

PROGETTO DEFINITIVO

ELABORATO

RELAZIONE TECNICA IMPIANTO AGRIVOLTAICO, IMPIANTI  
ELETTROMECCANICI, OPERE ARCHITETTONICHE E  
PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO

CODICE ELABORATO

**PD.11**

NOME FILE: 347\_CARTIGLIO\_r00.dwg

REV.	DATA	DESCRIZIONE REVISIONE	REDATTO	VERIFICA	APPROVAZIONE
00	31/08/2023	PRIMA EMISSIONE	Ing. Salvatore Caltabellotta	Arch. Sandro Di Gangi	Arch. e Agr. Antonino Palazzolo

## INDICE

<b>1. PREMESSA</b> .....	<b>4</b>
<b>2. NORMATIVA DI RIFERIMENTO</b> .....	<b>7</b>
<b>3. DEFINIZIONI E TERMINOLOGIA</b> .....	<b>9</b>
<b>4. DATI GENERALI DI PROGETTO</b> .....	<b>10</b>
4.1. Inquadramento territoriale .....	11
<b>5. SISTEMA ELETTRICO</b> .....	<b>14</b>
5.1. Descrizione dell'impianto agrivoltaico .....	14
5.2. Architettura del parco .....	14
5.3. Moduli fotovoltaici .....	16
5.4. Scelta dell'inverter .....	16
5.4.1. Reattanza subtransitoria degli inverter .....	18
5.4.2. Fattore di potenza nominale inverter .....	18
5.5. Scelta dell'interasse tra le stringhe .....	19
5.6. Cabina di trasformazione .....	20
5.7. Cabina di consegna DG2061 .....	21
5.8. Strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici .....	23
5.9. Assetti di funzionamento e stato del neutro .....	24
5.10. Sistema elettrico in corrente continua .....	24
5.11. Sistema elettrico in corrente alternata .....	24
5.12. Sistema di misura dell'energia elettrica per fini fiscali e tariffari .....	25
5.13. Trasformatori elevatori 20/0,8kV .....	25
5.14. Servizi Ausiliari .....	25
5.15. Elettrodotti interrati .....	26
5.16. Cavidotti interrati a 20 kV .....	26
5.16.1. Composizione tipica d'un elettrodotto interrato in cavo .....	27
5.16.2. Conduttore di energia .....	27
5.16.1. Giunti tra i cavi 20 kV .....	28
5.16.1. Terminali dei cavi 20 kV .....	29
5.16.2. Opere per la posa dei cavi a 20 kV .....	30
5.16.3. Directional Drilling (T.O.C.) .....	31
5.16.4. Configurazioni di posa .....	33
5.16.5. Modalità di collegamento degli schermi metallici .....	33
5.17. Sistemi ausiliari .....	34
5.18. Impianto di illuminazione del parco .....	34
5.19. Sistema di supervisione .....	35
5.20. Impianto di videosorveglianza .....	38
<b>6. VALUTAZIONE DELLA PRODUCIBILITÀ ENERGETICA</b> .....	<b>41</b>
6.1. Irraggiamento .....	41
6.2. Producibilità energetica .....	41
6.3. Allegato – Report producibilità © PVGIS © European Communities .....	43
<b>7. SISTEMI DI PROTEZIONE E SICUREZZA ELETTRICA</b> .....	<b>44</b>
7.1. Protezioni da adottare per gli Utenti attivi .....	44
7.1.1. Protezione di massima corrente di fase .....	45
7.1.2. Protezione di massima corrente omopolare .....	45

7.1.3. Protezione direzionale di terra .....	46
<b>8. SISTEMI DI REGOLAZIONE E CONTROLLO DELL'IMPIANTO.....</b>	<b>46</b>
8.1. Avviamento, sincronizzazione e presa di carico.....	46
<b>9. OPERE DI RETE PER LA CONNESSIONE .....</b>	<b>48</b>
9.1. Inquadramento cavidotti 20 kV .....	48
9.2. Inquadramento stallo di consegna CP Custonaci.....	49
9.3. Schema di connessione alla rete .....	49
9.3.1. Sistema a 20 kV .....	51
9.3.2. Servizi ausiliari .....	52
9.3.3. Cabina di consegna DG2061 .....	53
9.4. Sottoservizi interrati.....	55

## 1. PREMESSA

La società LAAP Architects Srl è stata incaricata di redigere il progetto definitivo dell'impianto agrivoltaico denominato "Bellanova" di potenza **9,6 MW**, ubicato nei Comuni di Castellammare del Golfo (TP) e Custonaci (TP), e delle relative opere di connessione. Il progetto è proposto dalla società Repower Renewable s.p.a. con sede legale in Venezia (VE) via Lavaredo 44/52 CAP 30174, d'ora in avanti chiamato **Proponente**.

Nello specifico si propone la realizzazione di:

1. **Un impianto agrivoltaico** su di un'area di circa 19 ettari sita nel territorio comunale di Castellammare del Golfo (TP) e Custonaci (TP), costituito da tracker ad inseguimento solare monoassiale composti da 30 moduli fotovoltaici da 640 W disposti su una singola fila. Il Parco agrivoltaico sarà suddiviso in **3 aree d'impianto**, così nominate:
  - **Area impianto "Forgia"**
  - **Area impianto "Guardia"**
  - **Area impianto "Susicchio"** ulteriormente suddiviso in due aree nominate **BS1** e **BS2**;

Al loro interno sono previste:

- mantenimento e ampliamento dell'attività colturale e zootecnica
- **opere di mitigazione** come fasce arboree/arbustive lungo il perimetro esterno dell'impianto
- **opere civili e idrauliche** a servizio dell'impianto e della produzione agricola

Da un punto di vista elettromeccanico, per il sistema di conversione dell'energia elettrica si è ipotizzato di installare un sistema di conversione DC/AC del tipo distribuito; tale tecnologia prevede l'adozione di inverter di piccola taglia (250 e 350 kW) installati all'interno del campo agrivoltaico in modo distribuito. Il sistema di trasformazione prevede l'installazione di trasformatori MT/BT 20/0.8 kV della taglia di 2.5 MVA e 1.25 MVA ubicati all'interno di apposite cabine di trasformazione all'interno del campo stesso (cabine di campo). Oltre all'impianto agrivoltaico verranno realizzati:

2. **Cavidotti interrati 20 kV interni al sito** per collegare le cabine di campo alla cabina di consegna CC, situata all'interno dell'area d'impianto Forgia. Verranno utilizzati cavi unipolari in formazione a trifoglio adatti alla posa direttamente interrata. All'interno dei campi le cabine di trasformazione sono collegate fra loro in entra-esce ed alla cabina di consegna;
3. Una **cabina di consegna CC** (DG 2061 Ed.9), situata all'interno dell'area d'impianto Forgia, da cui partiranno i cavidotti MT a 20 kV verso uno stallo nella cabina primaria CP AT/MT Custonaci
4. **Cavidotti interrati 20 kV esterni al sito** per il collegamento tra la cabina di consegna CC e lo stallo di consegna nella cabina primaria CP AT/MT Custonaci;
5. Un nuovo **elettrodotto RTN a 150 kV** di collegamento tra la SE "Buseto" e la Cabina Primaria di Ospedaletto, presso la quale dovrà essere realizzato uno stallo 150 kV, il cui tracciato si svilupperà per circa 12 km, ricadente nei comuni di Buseto Palizzolo (TP), Valderice (TP), Erice (TP) e Trapani, di cui la medesima società Repower Renewable s.p.a. ne è **Capofila**.

## 6. Un **ampliamento** della SE RTN 220/150 kV di Fulgatore.

La connessione alla rete MT di E-distribuzione è basata sulla soluzione tecnica minima generale per la connessione STMG, con codice rintracciabilità 347687734, ricevuta per l'impianto in oggetto da e-distribuzione S.p.A. Il collegamento è vincolato al potenziamento della capacità di trasformazione della CP Custonaci e alle opere del PdS Terna che prevede la realizzazione del nuovo elettrodotto RTN a 220 kV "Fulgatore - Partinico" e delle opere non previste a PdS Terna, ovvero realizzazione di un nuovo elettrodotto RTN a 150 kV di collegamento tra la SE Buseto e la Cabina Primaria di Ospedaletto e l'ampliamento della SE RTN 220/150 kV di Fulgatore.

L'impianto, ricadendo all'interno di un'area classificata come idonea ai sensi dell'art. 20 comma 8 c-quater del D.Lgs. 8 novembre 2021, n.199, non è soggetto a Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) ai sensi dell'art.6 comma 9-bis del D.Lgs. 3 marzo 2011, n.28 (comme sostituito dall'art. 9, comma 1-bis, legge n.34 del 2022).

Le opere di rete ricadono invece tra gli interventi sottoposti a Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) riportati nell'allegato II-Progetti di competenza statale, della Parte Seconda del Decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, all' art. 4-bis) *Elettrodotti aerei per il trasporto di energia elettrica, con tensione nominale superiore a 100 kV e con tracciato di lunghezza superiore a 10 Km*. Il nuovo elettrodotto prevede la realizzazione di 44 tralicci di sostegno costituiti da quattro piedini, con un conduttore di energia per ciascuna delle tre fasi elettriche e da una corda di guardia con altezza variabile tra i 28 e i 44 metri a seconda della morfologia del terreno. Si riporta per ulteriori caratteristiche tecniche agli specifici elaborati progettuali. In cartografia ogni nuovo traliccio è numerato in ordine crescente a partire dalla SE Buseto. Vengono inoltre indicati i tralicci di vertice al quale viene associata la seguente denominazione V+n. (es. V12).

Il documento si propone di fornire una descrizione tecnica completa del progetto definitivo volto al rilascio da parte delle Autorità competenti, delle autorizzazioni e concessioni necessarie alla sua realizzazione.

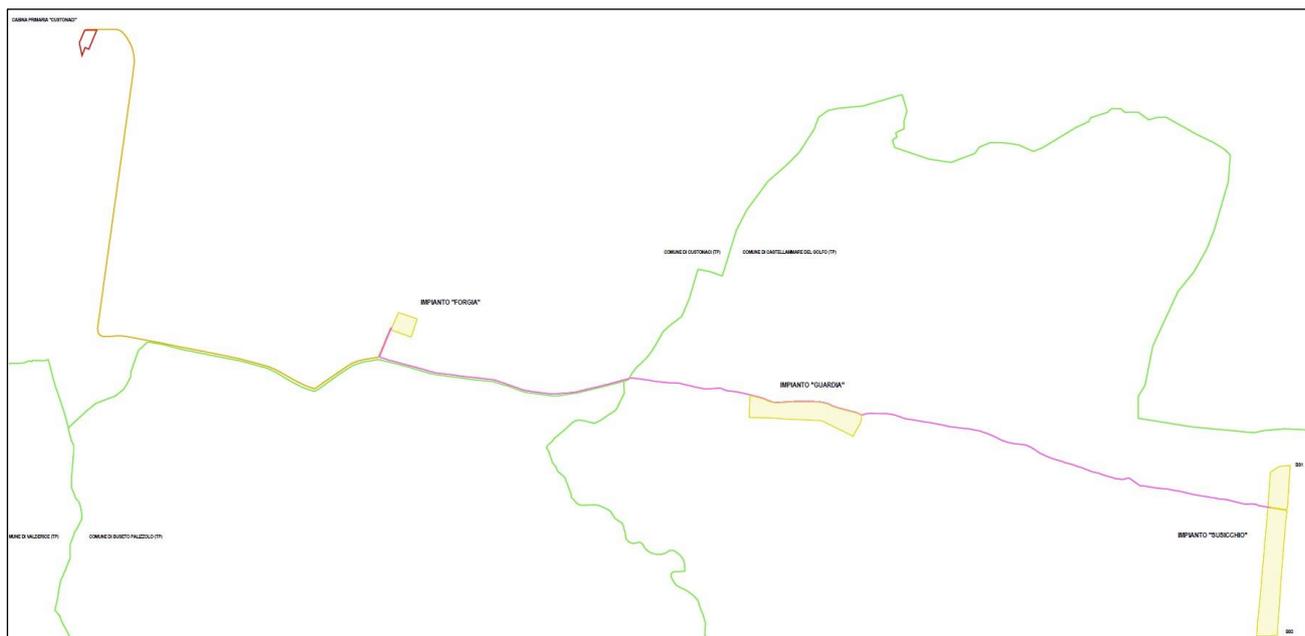


Figura 1. Schema generale impianto

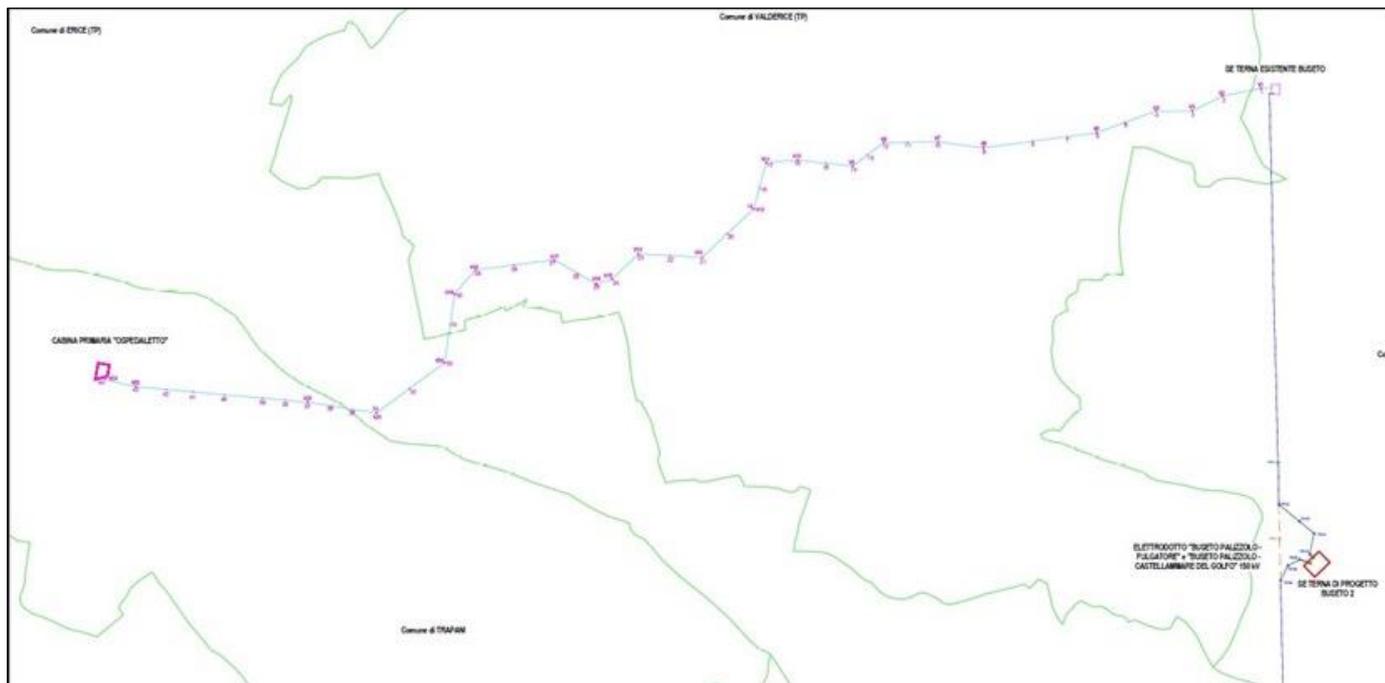


Figura 2. Schema generale delle Opere di Rete

## 2. NORMATIVA DI RIFERIMENTO

Come prescritto dalla Legge n. 186 del 1° marzo 1968 e ribadito dalla Legge n. 46 del 5 marzo 1990, gli impianti elettrici devono essere realizzati a regola d'arte. Per quanto riguarda l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla messa a disposizione sul mercato del materiale elettrico destinato ad essere adoperato entro taluni limiti di tensione si fa riferimento a quanto prescritto dal D.lgs. 81/2008 "Il Testo Unico sulla Sicurezza nei luoghi di lavoro e Norme complementari" e dal sindacato dei medici italiani e dal D.lgs.86/2016, ovvero l'attuazione della direttiva 2014/35/UE. Le caratteristiche dell'impianto, nonché di tutte le componenti l'impianto, dovranno essere in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi:

- alle prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVF;
- alle prescrizioni ed indicazioni delle Società Distributrice di energia elettrica;
- alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

Norme e guide tecniche:

- **CEI 0-2:** Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- **CEI 0-16:** Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle Imprese distributrici di energia elettrica;
- **CEI 11-17, V1:** Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo;
- **CEI 11-27:** Lavori su impianti elettrici;
- **CEI 13-4:** Sistema di misura dell'energia elettrica – Composizione, precisione e verifica;
- **CEI EN 60445 (CEI 16-2):** Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
- **CEI EN 61439-1:** Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT);
- **CEI 20-13:** Cavi con isolamento estruso. In gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV;
- **CEI 20-19:** Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- **CEI 20-20:** Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- **CEI 20-24:** Giunzioni e terminazioni per cavi di energia;
- **CEI 20-56:** Cavi da distribuzione con isolamento estruso per tensioni nominali da 3,6/6 (7,2) W a 20,8/36 (42) kV inclusi;
- **CEI 22-2:** Convertitori elettronici di potenza per applicazioni industriali e di trazione;
- **CEI 23-46:** Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche – Prescrizioni particolari per sistemi in tubi interrati;
- **CEI EN 60099-1 (CEI 37-1):** Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata;

- **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 EN 60529 (CEI 70-1):** Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- **CEI EN 62305 (CEI 81-10):** Protezione contro i fulmini;
- **CEI EN 61936-1 (CEI 99-2):** Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata Parte 1: Prescrizioni comuni;
- **CEI EN 50522 (CEI 99-3):** Messa a terra degli impianti elettrici a tensione > 1 kV c.a.;
- **CEI EN 61000-3-2/A1 (CEI 110-31):** Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso  $\leq 16$  A per fase);
- **UNI 10349:** Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici;
- GUIDA PER LE CONNESSIONI ALLA RETE DI ENEL DISTRIBUZIONE
- TICA - Testo integrato delle connessioni attive di ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente)

Disposizioni legislative:

- **D.M. 37/2008 e successive** modificazioni per la sicurezza elettrica.
- **D. Lgs. 09/04/08 n° 81 e s.m.i.**, “Attuazione dell’art. 1 della legge 3 agosto 2007, n° 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro.”
- **D. Lgs. 19/05/16 n° 86**, “Attuazione della direttiva 2014/35/UE concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla messa a disposizione sul mercato del materiale elettrico destinato ad essere adoperato entro taluni limiti di tensione.”

### 3. DEFINIZIONI E TERMINOLOGIA

- **Impianto fotovoltaico:** è un sistema di produzione di energia elettrica mediante conversione diretta della luce, cioè della radiazione solare, in energia elettrica (effetto fotovoltaico). Tale impianto rientra pertanto nella categoria degli impianti "alimentati da fonti rinnovabili non programmabili" (cioè la cui produzione di energia elettrica risulta aleatoria e in funzione del regime meteorologico istantaneo). L'impianto è schematicamente costituito dal campo fotovoltaico, dal gruppo di conversione c.c./c.a. e dal sistema di interfacciamento alla rete elettrica di distribuzione.
- **Modulo fotovoltaico:** Un modulo - o più comunemente pannello - fotovoltaico è un dispositivo optoelettronico, composto da celle fotovoltaiche, in grado di convertire l'energia solare in energia elettrica in corrente continua mediante l'effetto fotovoltaico.
- **Stringa fotovoltaica:** insieme di moduli fotovoltaici collegati in serie per raggiungere una determinata tensione ai suoi morsetti (maggiore di quella del singolo modulo).
- **Generatore fotovoltaico (FV):** insieme di stringhe fotovoltaiche collegate in parallelo per raggiungere una potenza desiderata.
- **Inverter:** Un inverter è un apparato elettronico di ingresso/uscita in grado di convertire una corrente continua in ingresso in una corrente alternata in uscita e di variarne i parametri di ampiezza e frequenza.
- **Gestore della Rete:** è il soggetto che presta il servizio di distribuzione e vendita dell'energia elettrica ai clienti utilizzatori;
- **Potenza massima o di picco  $W_p$ :** Potenza generata da un dispositivo fotovoltaico (modulo, stringa o generatore) in condizioni di prova definite "standard" (abbreviato STC) che risultano le seguenti: Air Mass= 1.5, irraggiamento solare sul piano dei moduli pari a 1 kW/m<sup>2</sup>, temperatura di lavoro della cella fotovoltaica pari a 25°C;
- **Tensione a vuoto  $V_{oc}$ :** tensione generata ai morsetti del modulo a circuito aperto, ad una particolare temperatura e radiazione solare;
- **Tensione alla massima potenza  $V_{mpp}$ :** tensione ai capi dei morsetti del modulo generata nelle condizioni di massima potenza erogata.
- **Corrente di corto circuito  $I_{sc}$ :** corrente erogata dal modulo in condizioni di corto circuito, ad una particolare temperatura e radiazione solare;
- **Corrente alla massima potenza  $I_{mpp}$ :** corrente generata dal modulo nelle condizioni di massima potenza erogata
- **Angolo di tilt:** angolo che la superficie esposta forma con l'orizzonte, positivo dal piano orizzontale verso l'alto.
- **Angolo di Azimut  $\alpha$ :** Posizione della superficie rispetto all'asse N-S; vale 0° quando la superficie è rivolta a sud, -90° quando è rivolta ad est e 90° se rivolta a Ovest. Il simbolo utilizzato è  $\alpha$  (alfa).
- **Angolo di Incidenza:** Angolo che un raggio luminoso, che colpisce una superficie, forma con la perpendicolare della superficie stessa.

## 4. DATI GENERALI DI PROGETTO

Nella tabella seguente sono riepilogate in forma sintetica le principali caratteristiche tecniche dell'impianto in progetto.

Tabella 1. Tabella sinottica dati di progetto

REPOWER RENEWABLE S.P.A	
<b>Luogo di installazione:</b>	Località: Comuni di Custonaci (TP) e Castellammare del Golfo (TP)
<b>Denominazione impianto:</b>	Impianto Agrivoltaico Bellanova
<b>Dati area di progetto:</b>	Area impianto Agrivoltaico: Comuni di Custonaci (TP) e Castellammare del Golfo (TP) Cabina di consegna: Comune di Custonaci (TP)
<b>Informazioni generali del sito:</b>	Zona prevalentemente rurale a basso tasso di inurbamento.
<b>Potenza (MW):</b>	Impianto fotovoltaico: 9,6 MW
<b>Superficie totale (STotale)</b>	19 ha
<b>Superficie Agricola (SAgricola)</b>	16,4 ha
<b>Superficie dei moduli (SModuli)</b>	4,5 ha
<b>SAgricola/STotale &gt; 70%</b>	86%
<b>LAOR (Smoduli/STotale) &lt; 40%</b>	23,7%
<b>Producibilità elettrica minima</b> (FVagri ≥ 0,6 x FVstandard)	87,8%
<b>Tipo strutture di sostegno:</b>	Strutture in materiale metallico ad inseguimento solare mono-assiali
<b>Inclinazione piano dei moduli (Tilt):</b>	Le strutture fisse avranno un angolo di tilt di circa 30° rispetto al piano orizzontale
<b>Caratterizz. - urbanistico/vincolistica:</b>	Programma di Fabbricazione di Custonaci; Piano Regolatore di Castellammare del Golfo; Piano Paesaggistico dell'Ambito 1 Provincia di Trapani
<b>Connessione:</b>	Connessione ad uno lo stallo di consegna nella cabina primaria CP AT/MT Custonaci;
<b>Coordinate Impianto Agrivoltaico</b>	Punto baricentrico alle tre aree d'impianto: 38° 2'24.64"N, 12°43'59.43"E

## 4.1. Inquadramento territoriale

L'intervento in oggetto riguarda la realizzazione dell'impianto agrivoltaico da realizzarsi in zona agricola in località Contrada Bellanova nei comuni di Custonaci (TP) e Castellammare del Golfo (TP). Nel dettaglio si ricordi che:

- il Comune di Custonaci è interessato dall'area d'impianto "Forgia", dalla cabina di consegna, da parte dei cavidotti interrati 20kV interni al sito e dai cavidotti interrati 20kV esterni al sito di collegamento con uno stallo di consegna nella cabina primaria CP AT/MT Custonaci;
- il Comune di Castellammare del Golfo è interessato dalle aree d'impianto "Guardia" e "Susicchio" e da parte dei cavidotti interrati 20kV interni al sito
- il Comune di Buseto Palizzolo è interessato da una porzione di nuovo elettrodotto RTN a 150 kV di collegamento alla Cabina Primaria di Ospedaletto;
- il Comune di Valderice è interessato da una porzione di nuovo elettrodotto RTN a 150 kV di collegamento alla Cabina Primaria di Ospedaletto;
- il Comune di Erice è interessato da una porzione di nuovo elettrodotto RTN a 150 kV di collegamento alla Cabina Primaria di Ospedaletto;
- il Comune di Trapani è interessato da una porzione di nuovo elettrodotto RTN a 150 kV di collegamento alla Cabina Primaria di Ospedaletto e dallo stallo a 150 kV ad Ospedaletto.
- Il Comune di Misiliscemi è interessato dall'ampliamento della SE RTN 220/150 kV di Fulgatore.

In generale, l'area deputata all'installazione dell'impianto agrivoltaico in oggetto risulta essere adatta allo scopo in quanto presenta una buona esposizione alla radiazione solare ed è facilmente accessibile attraverso le vie di comunicazione esistenti. Di seguito le coordinate di un punto baricentrico delle tre aree d'impianto:

**38° 2'24.64"N**

**12°43'59.43"E**

L'impianto, comprensivo di campi agrivoltaici, cabina di consegna e cavidotti, si trova all'interno delle seguenti cartografie e fogli di mappa catastali:

- Fogli IGM in scala 1:25.000 di cui alle seguenti codifiche: 248-II-SO -Buseto Palizzolo e 248-III-SE-Erice.
- CTR in scala 1:10.000, di cui alle seguenti codifiche: 593140, 593130, 593090.
- Fogli di mappa nn. 12, 13 nel Comune di Castellammare del Golfo (TP) e nn. 113, 118, 182 nel Comune di Custonaci (TP)

Di seguito una tabella che riassume le particelle interessate dalla realizzazione dell'impianto:

Tabella 2. Particelle catastali interessate dalla realizzazione dell'impianto

Impianto	Comune	Foglio	Particelle
Area impianto "Forgia" e cabina di consegna	Custonaci	118	69
Area impianto "Guardia"	Castellammare del Golfo	12	5, 421, 429
Area impianto "Susichio"	BS1	Castellammare del Golfo	4
	BS2	Castellammare del Golfo	15, 22, 24

Di seguito si riporta l'inquadramento su IGM (Scala 1:25000), CTR (Scala 1:10000), ortofoto (Scala 1:10000) e catastale (1:10000) delle opere in progetto. Per una migliore rappresentazione si riporta agli elaborati cartografici (cod. PD.23 "Carta del layout di progetto su corografia IGM", cod. PD.24 "Carta del layout di progetto su planimetria CTR", cod. PD.25 "Carta del layout di progetto su ortofoto", cod. PD.26 "Carta del layout di progetto su catastale").

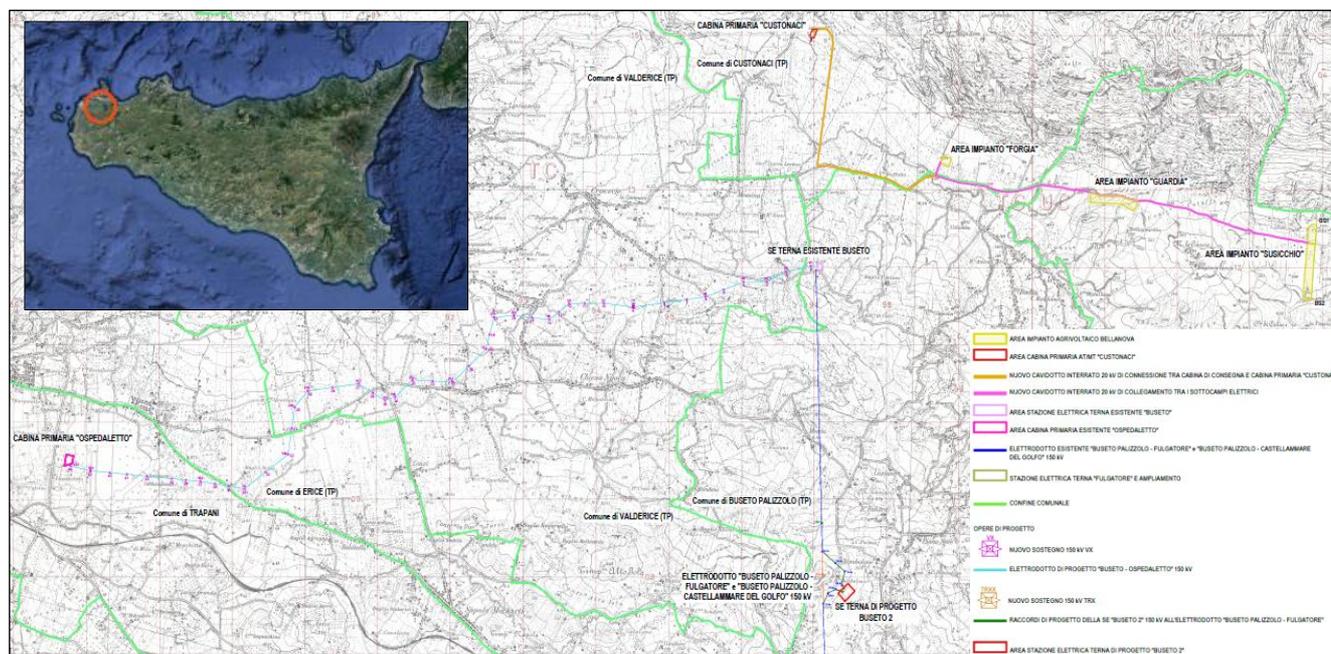


Figura 3. Localizzazione del sito e Inquadramento IGM (Scala 1:250000) delle opere in progetto

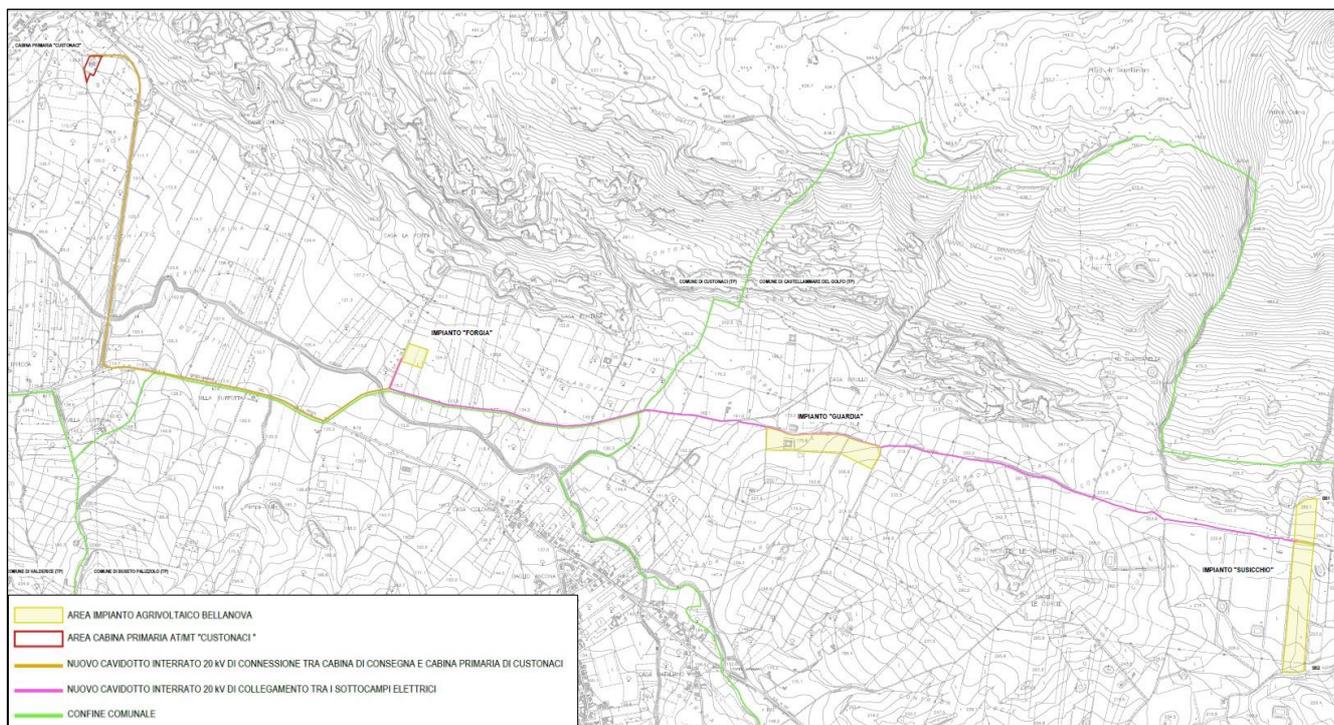


Figura 4. Inquadramento opere in progetto su CTR (Scala 1:10000)



Figura 5. Inquadramento opere in progetto su Ortofoto (Scala 1:10000)

## 5. SISTEMA ELETTRICO

### 5.1. Descrizione dell'impianto agrivoltaico

L'impianto agrivoltaico in oggetto sarà costituito dai seguenti elementi principali:

- **Pannello fotovoltaico dalla potenza nominale di 640 W** composto da moduli in silicio cristallino bifacciali installati su strutture metalliche monoassiali del tipo a vela infisse nel terreno;
- **Inverter** da 350 kW e 250 kW AC di piccola taglia installati al di sotto dei tracker ubicati in modo da non creare ombreggiamenti e/o ostacoli sui moduli
- **Trasformatori elevatori 20/0,8 kV** da 2500 kVA, da 2000 Kva, da 1000 kVA e da 750 kVA
- **Cavidotti di media e bassa tensione**
- **Impianti di illuminazione viabilità**
- **Impianto per la videosorveglianza**
- **Impianto di videosorveglianza per la rilevazione di eventuali incendi**
- **Viabilità ausiliaria interna al sito**
- **Fasce di mitigazione**
- **Recinzione**

### 5.2. Architettura del parco

L'area identificata per la realizzazione del parco nella località Bellanova si presenta con forma abbastanza regolare con discreta orientazione Nord-Sud. Questo permette un' ottimale distribuzione dei moduli fotovoltaici e quindi una buona producibilità energetica. Il campo agrivoltaico sarà costituito complessivamente da 15300 moduli da 640 W per una potenza totale in uscita dai moduli fotovoltaici, in corrente continua di 9,79 MW ed una corrispondente potenza in corrente alternata AC di circa 9,6 MW. In totale l'impianto sarà quindi costituito da 510 stringhe monoassiali ad inseguimento solare.

Dal punto di vista elettrico, il campo agrivoltaico sarà suddiviso in 3 sottocampi (SP1, SP2, SP3) di dimensioni variabili, di seguito elencati:

- **SP1: Area dell'impianto "Forgia"**
- **SP2: Area dell'impianto "Guardia"**
- **SP3: Area dell'impianto "Susicchio";**

Ogni sottocampo sarà dotato di almeno un trasformatore elevatore 20/0,8 kV. Ogni trasformatore sarà confinato in un'apposita cabina di trasformazione all'interno del campo stesso (detta cabina di campo) e verrà collegato in entra-esce con altri trasformatori del parco agrivoltaico. Il cavidotto risultante dall'entra-esce di tutte le cabine di campo verrà intercettato in una cabina trasformazione nel sottocampo SP1 dove trovano alloggio tutte le apparecchiature MT di protezione, sezionamento conformi alla CEI 0-16 e trasformatore MT/BT per i servizi ausiliari. La cabina di trasformazione SP1 sarà infine collegata ad una cabina di consegna energia

CC, successivamente descritta, conforme alla specifica di E-Distribuzione "DG2061 ed.9". La cabina di consegna CC (DG 2061 Ed.9), ad uso esclusivo di E-Distribuzione, sarà ubicata all'interno della proprietà del proponente dalla quale partiranno i cavidotti MT a 20 kV verso uno stallo nella cabina primaria CP AT/MT Custonaci.

Come già anticipato, verranno utilizzati inverter del tipo Sungrow 350 kW AC e Sungrow 250 kW AC a seconda delle esigenze di carattere tecnico (vedi elaborato elaborato cod. PD.54 "Schema elettrico unifilare"). Nella tabella seguente è descritto brevemente ciascun sottocampo, il corrispondente numero di moduli, il numero di stringhe, la potenza prodotta sia in AC sia in DC e la potenza assorbita dai sistemi ausiliari di ciascuno di essi.

Tabella 3: Caratteristiche elettriche impianto agrivoltaico Bellanova

DATI PARCO AGRIVOLTAICO BELLANOVA						
CAMPO	N.STRINGHE	N. MODULI	POT. DC MODULI [kW]	POT. INVERTER AC [kW]	POT. S. AUSILIARI [KW]	Icu [kA]
P1	39	1170	748.8	733.8	20.0	1.1
P2	194	5820	3724.8	3650.3	40.0	5.7
P3	277	8310	5318.4	5212.0	40.0	8.1
	TOT.	TOT.	TOT. MODULI [kW]	TOT.INVERTER [kW]	TOT. S.A [kW]	TOT. Icu [kA]
	510	15300	9792	9596	100	14.9

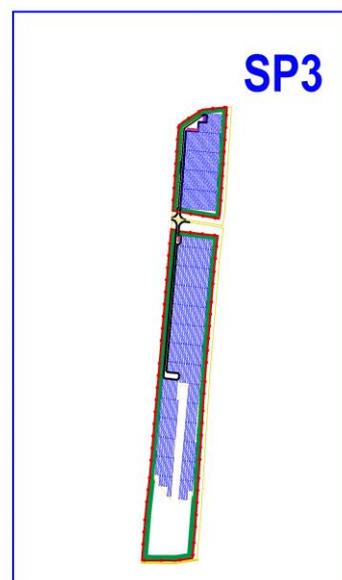
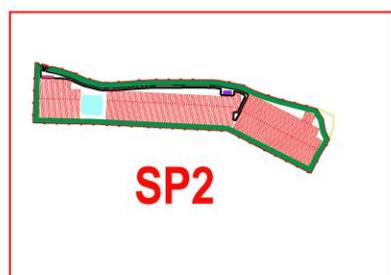


Figura 6. Divisione in sottocampi elettrici del parco agrivoltaico Bellanova

### 5.3. Moduli fotovoltaici

Nel presente paragrafo si riporta le scheda tecnica del modulo fotovoltaico utilizzato in fase progettuale come modulo di riferimento per il dimensionamento dell'impianto. Il modulo previsto è il modulo fotovoltaico da 640 W cadauno della Jollywood (modello JW-HD120N), installati sia su dei tracker mono-assiali disposti lungo l'asse geografico nord-sud sia sulle stringhe a telaio fisso. Ogni singolo tracker mono-assiale ospita n. 30 moduli (o 15 nel caso di mezza stringa) disposti in singola fila, a formare strutture indipendenti di lunghezza pari a 41,01 m e larghezza pari a 2,17 m. Le dimensioni dei singoli moduli sono invece pari a 130,3 cm x 217,2 cm.

## JW-HD120N Series

N-type Bifacial High Efficiency Mono Silicon  
 Half-Cell Double Glass Module

Electrical Properties	STC*					
Testing Condition	Front Side					
Peak Power (Pmax) (W)	615	620	625	630	635	640
MPP Voltage (Vmp) (V)	35.1	35.3	35.5	35.7	35.8	36.0
MPP Current (Imp) (A)	17.53	17.58	17.62	17.66	17.74	17.79
Open Circuit Voltage (Voc) (V)	41.9	42.1	42.3	42.5	42.6	42.8
Short Circuit Current (Isc) (A)	18.55	18.60	18.65	18.70	18.76	18.81
Module Efficiency (%)	21.73	21.91	22.08	22.26	22.44	22.61

\*STC: Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, AM1.5  
 The data above is for reference only and the actual data is in accordance with the practical testing

Electrical Properties	NOCT*					
Testing Condition	Front Side					
Peak Power (Pmax) (W)	465	469	473	477	480	484
MPP Voltage (Vmp) (V)	32.9	33.1	33.3	33.5	33.6	33.8
MPP Current (Imp) (A)	14.13	14.17	14.21	14.24	14.30	14.34
Open Circuit Voltage (Voc) (V)	40.0	40.2	40.4	40.6	40.7	40.9
Short Circuit Current (Isc) (A)	14.96	15.00	15.04	15.08	15.13	15.17

\*NOCT: Irradiance at 800 W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s

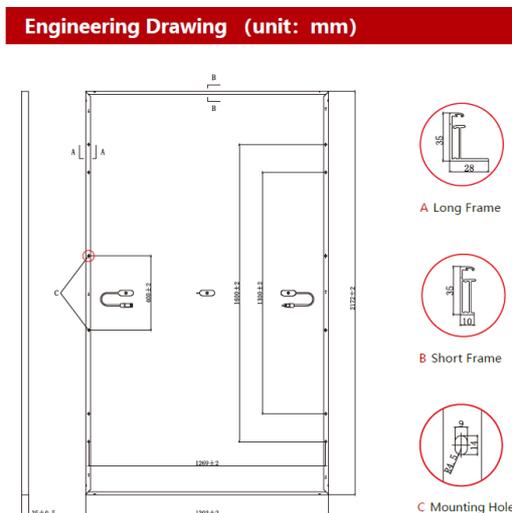


Figura 7. Scheda tecnica del modulo JW-HD120N

La scheda tecnica sopra riportata va considerata esemplificativa ma non vincolante ai fini della realizzazione dell'impianto.

### 5.4. Scelta dell'inverter

Per il presente progetto si prevede di utilizzare inverter del tipo Sungrow 350 kW AC e Sungrow 250 kW AC a seconda delle esigenze di carattere tecnico (si veda schema elettrico unifilare). Gli inverter selezionati offrono un'elevata efficienza di conversione, con un rendimento massimo di conversione del 99%.

Gli inverter Sungrow 350 kW AC presentano un'architettura hardware modulare con n. 16 canali indipendenti Maximum Power Point Tracking (MPPT) ed una elevata velocità di ricerca del punto di massima potenza, gli inverter Sungrow 250 kW AC presentano un'architettura hardware modulare con n. 12 canali indipendenti. In Figura 8 è mostrato l'andamento dell'efficienza degli inverter scelti in funzione della potenza in output normalizzata per diversi valori di tensione DC ai suoi capi.

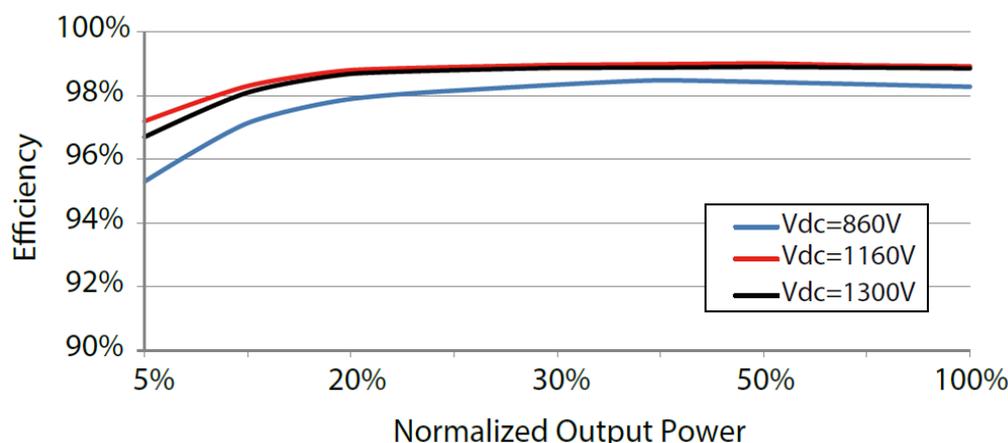


Figura 8. Efficienza in funzione della potenza in output normalizzata degli inverter scelti per l'impianto

Nel caso delle stringhe monoassiali, dal montaggio in serie di 30 pannelli risulta una tensione ai capi della stringa di 1080 V DC; motivo per cui è plausibile assumere un andamento dell'efficienza dell'inverter mostrato dalla curva in rosso. Nel caso delle stringhe fisse, dal montaggio in serie di 24 pannelli risulta una tensione ai capi della stringa di 864 V DC; motivo per cui è plausibile assumere un andamento dell'efficienza dell'inverter mostrato dalla curva in celeste. Per quanto mostrato in Figura 8 è stato assunto come valore intermedio di **efficienza degli inverter dell'impianto del 98,0%**. In Tabella 4 è riportata la scheda tecnica dell'inverter Sungrow da 350 kW (SG350HX).

Tabella 4: Scheda tecnica Inverter Sungrow SG350HX

Type designation	SG350HX
<b>Input (DC)</b>	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	500 V / 550 V
Nominal PV input voltage	1080 V
MPP voltage range	500 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	12 (Optional: 14 / 16)
Max. number of input connector per MPPT	2
Max. PV input current	12 * 40 A (Optional: 14 * 30 A / 16 * 30 A)
Max. DC short-circuit current per MPPT	60 A
<b>Output (AC)</b>	
AC output power	352 kVA @ 30 °C / 320 kVA @40 °C / 295 kVA @50 °C
Max. AC output current	254 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	640 – 920 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / Connection phases	3 / 3
<b>Efficiency</b>	
Max. efficiency / European efficiency / CEC	99.01 % / 98.8 % / 98.5 %
<b>Protection</b>	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch/ AC switch	Yes / No
PV String current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Optional
Overtoltage protection	DC Type II / AC Type II

#### 5.4.1. Reattanza subtransitoria degli inverter

La reattanza subtransitoria diretta (o reattanza  $X_D$ ) di un inverter dipende dalle caratteristiche dell'unità e può essere determinata tramite l'analisi dei parametri dell'inverter stesso.

Tuttavia, è importante notare che l'inverter fotovoltaico è un dispositivo di conversione di energia elettrica che trasforma la corrente continua (DC) prodotta dai moduli fotovoltaici in corrente alternata (AC) a una frequenza specifica in modo **statico**.

La reattanza subtransitoria diretta è una proprietà tipica delle macchine elettriche rotanti, come generatori sincroni e motori, motivo per cui **non è determinabile per gli inverter fotovoltaici in quanto macchine statiche**.

#### 5.4.2. Fattore di potenza nominale inverter

Il fattore di potenza nominale di un inverter fotovoltaico può essere calcolato conoscendo la potenza apparente nominale (in VA) e la potenza attiva nominale (in watt) dell'inverter. Il fattore di potenza ( $\cos\varphi$ ) rappresenta il rapporto tra la potenza attiva e la potenza apparente.

Può essere calcolato utilizzando la seguente formula:

$$\cos\varphi = \text{Potenza Attiva Nominale} / \text{Potenza Apparente Nominale}$$

Come si evince dalla formula appena descritta, il fattore di potenza nominale dell'inverter è un valore compreso tra -1 e 1.

Per la presente applicazione (come visibile in Tabella 4) l'inverter adottato ha un fattore di potenza alla potenza nominale di 0,99 e può essere regolato fino a 0,8 in anticipo o -0,8 in ritardo.

## 5.5. Scelta dell'interasse tra le stringhe

Per la valutazione del pitch, ovvero la distanza minima di installazione tra file parallele di pannelli fotovoltaici, si sono effettuati ragionamenti tecnico/economici al fine di massimizzare la resa generale dell'impianto agrivoltaico in termini di produzione energetica rispettando i vincoli di produzione agricola. L'impianto in oggetto prevede l'installazione di strutture di supporto dei moduli fotovoltaici (realizzate in materiale metallico) disposte approssimativamente in direzione Nord-Sud, su file parallele ed opportunamente spaziate tra loro per ridurre gli effetti degli ombreggiamenti. Come appena accennato, l'aspetto considerato per la valutazione delle interdistanze tra le stringhe monoassiali è l'ombreggiamento; per il parco in oggetto si è ipotizzato di non avere effetti di ombreggiamento per circa i 2/3 della giornata, ovvero il 67% del tempo totale. Come già detto si è adottata la tecnologia ad inseguimento solare, dove l'inseguitore solare è un dispositivo meccanico automatico il cui scopo è quello di inclinare i pannelli solari verso il sole in modo da mantenere un angolo di incidenza tra il pannello e i raggi solari di circa  $90^\circ$  durante tutte le ore della giornata, ottimizzando così la produzione energetica. Sempre tramite tale tecnica si possono evitare fenomeni di ombreggiamento a ridosso dell'alba e del tramonto. In pratica nelle prime ore della giornata e prima del tramonto i moduli non sono orientati in posizione ottimale rispetto alla direzione dei raggi solari, ma hanno un'inclinazione minore (tecnica del backtracking). Con questa tecnica si ottiene una maggiore produzione energetica dell'impianto fotovoltaico, visto che è possibile installare più vicine tra loro le file dei tracker mantenendo sotto controllo i fenomeni di ombreggiamento e trovando un compromesso ottimale tra la mancata produzione dovuta alla non perfetta ortogonalità dei moduli rispetto alla direzione dei raggi solari e l'ombreggiamento derivante dalla maggior vicinanza delle file stesse.

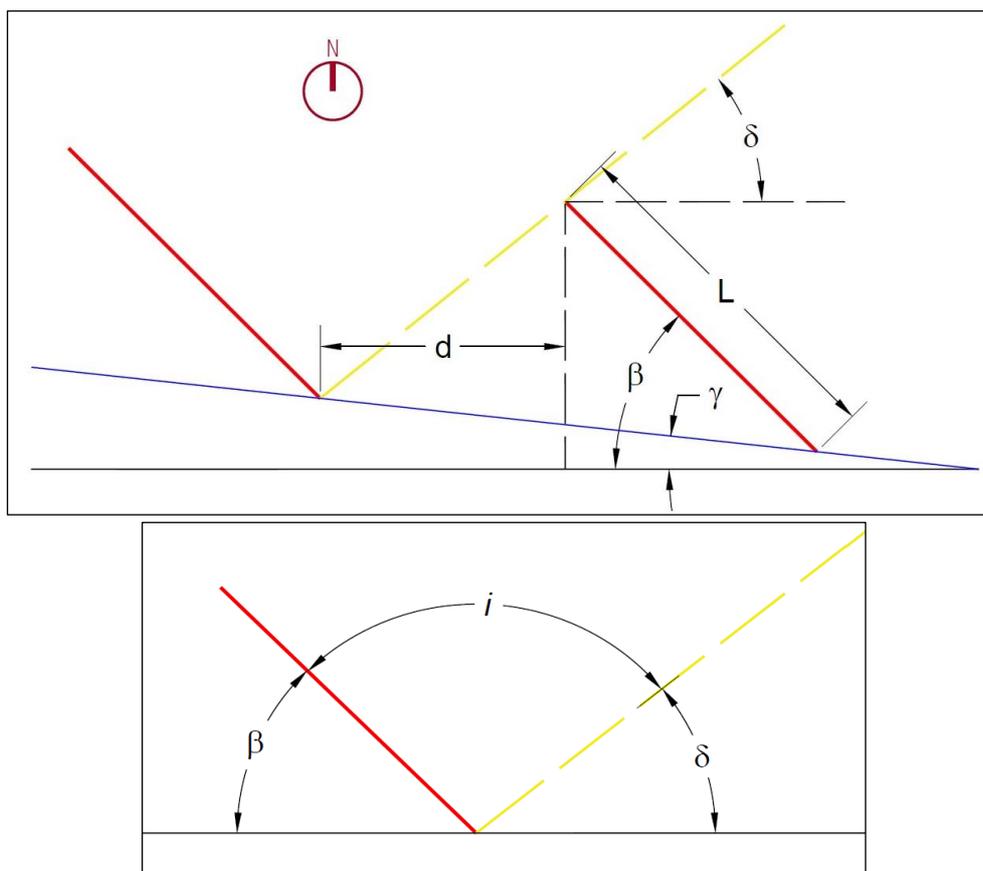


Figura 9. Schema grafico adottato per il calcolo del pitch dei tracker monoassiali

In Figura 9 è rappresentato graficamente lo schema adottato per il calcolo dell'interdistanza tra le stringhe fotovoltaiche, dove i simboli rappresentano rispettivamente:

$\theta$ : Angolo di inclinazione del modulo rispetto all'orizzontale [deg]

$\gamma$ : Angolo di inclinazione del terreno rispetto all'orizzontale [deg]

$\delta$ : Angolo di inclinazione dei raggi solari rispetto all'orizzontale [deg]

$L$ : lunghezza trasversale del modulo [m]

$d$ : distanza dal pannello successivo (pitch) [m]

$i$ : angolo di incidenza dei raggi solari con la superficie del modulo [deg]

È utile sottolineare che per il calcolo del pitch gioca un ruolo importante l'inclinazione del terreno del sito di ubicazione delle stringhe che per il parco considerato è di circa il 4,2% in direzione E-O.

Da quanto appena descritto si è calcolata un'interdistanza minima ammissibile per l'intero parco agrivoltaico di circa  $d=2.8$  m tra i pannelli dei tracker in posizione orizzontale e una distanza  $d_2=4.5$  m tra gli assi dei tracker monoassiali.

Per l'applicazione in oggetto si è adottata una interdistanza  $d_2$  differente per i vari sottocampi, ovvero:

- Area impianto "Forgia":  $d_2 = 5.0$  m
- Area impianto "Guardia":  $d_2 = 5.0$  m
- Area BS1 di impianto "Susicchio":  $d_2 = 4.5$  m
- Area BS2 di impianto "Susicchio":  $d_2 = 5.0$  m

Si è scelto di adottare una interdistanza tra le stringhe differenziata per i vari sottocampi così da poter rispettare l'orditura della vigna dove presente, mentre nell'area BS1 dell'impianto "Susicchio", che è destinata al pascolo, si è adottato il valore minimo di interdistanza precedentemente calcolata.

## 5.6. Cabina di trasformazione

L'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico è in corrente continua. Per essere immessa sulla rete elettrica, dopo essere stata convertita in alternata grazie ai convertitori CC/CA (Inverter), deve essere elevata alla tensione di 20 kV per essere immessa in rete. Nel presente progetto è stato previsto l'impiego di cabine di trasformazione, contenenti tutti i componenti necessari per interfacciare la produzione di impianto con la rete elettrica. Le unità impiantistiche assunte a riferimento sono cabine prefabbricate (o container con il grado protezione IP66) che contengono: la parte di media tensione 20KV, Il trasformatore (2500, 2000, 1250 o 750 kVA) con un primario da 20KV e un secondario da 800V con gli interruttori degli inverter; e un trasformatore da 20KVA con un primario da 800V e un secondario da 400V per il quadro dei servizi di cabina e di campo.

L'unità di trasformazione contiene al suo interno:

- trasformatore MT/BT 20KV/800V per l'energia elettrica in AC proveniente dagli Inverters fotovoltaici
- trasformatore BT/BT 800V/400V per i servizi ausiliari
- Il quadro elettrico di Media Tensione con sezionatore e fusibili;
- Il quadro elettrico degli interruttori degli inverter

- Il quadro elettrico dei servizi e circuiti ausiliari
- Il quadro elettrico della sezione privilegiata.
- L'UPS da 10 KVA 3f + N

Si riporta di seguito la configurazione impiantistica tipo scelta per le **5** unità di trasformazione presenti in campo.

L'unità monoblocco avrà dimensioni indicative **8700 x 3000 x 3290** mm (lunghezza x larghezza x altezza).

Sarà divisa in n. 3 locali o scomparti;

- Locale Trasformatore 20KV/800V

- Locale Trasformatore 20 KVA 800V/400V

- Locale quadri elettrici con:

- Unità di arrivo linea con sezionatori e fusibili con isolamento a 24 kV, per la protezione trasformatore 2000 KVA
- I quadri elettrici generali BT per ingresso degli inverter 800V
- Il quadro elettrico di distribuzione di tutti i servizi di cabina;
- Il quadro elettrico di tutte le utenze alimentate da UPS;
- I contatori di misura dell'energia prodotta;
- I dispositivi per il monitoraggio degli impianti e delle sicurezze elettriche

## **5.7. Cabina di consegna DG2061**

Per il parco agrivoltaico in oggetto è prevista una cabina di consegna energia CC conforme alla specifica di E-Distribuzione "DG2061 ed.9", ad uso esclusivo di e-distribuzione, che alimenta in MT una cabina denominata utente dove trovano alloggio tutte le apparecchiature MT di protezione, sezionamento conformi alla CEI 0-16 e trasformatore MT/BT per i servizi ausiliari. A quest'ultima cabina sono interconnesse le cabine di sottocampo/trasformazione con installato un trasformatore in resina 20/0,8 kV, a mezzo quadro di bassa tensione di parallelo si collegano i rispettivi inverter trifase di stringa installati sul campo.

La struttura prefabbricata della cabina di consegna sarà costruita secondo quanto prescritto dalle norme CEI EN 61936-1 "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata Parte 1: Prescrizioni comuni", dalle Norme CEI 11-35 "Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/Utente finale" e dalle Norme CEI 0-16 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica". Le strutture sono realizzate in modo da assicurare un grado di protezione verso l'esterno, IP 33 Norme CEI 70-1.

Nel caso specifico i manufatti prefabbricati DG2061 devono essere costruiti secondo quanto prescritto dalla Legge 5 Novembre 1971 n.1086 "Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica", dalla Legge n. 64 "Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche", dal D.M. 17 gennaio 2018 del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti "Norme tecniche per le Costruzioni".

I manufatti prefabbricati DG2061 devono essere realizzati da elementi componibili prefabbricati in calcestruzzo armato vibrato o a struttura monoblocco, tali da garantire pareti interne lisce senza nervature e una superficie interna costante lungo tutte le sezioni orizzontali.

Il calcestruzzo utilizzato per la realizzazione degli elementi costituenti i box deve essere additivato con fluidificanti-impermeabilizzanti al fine di ottenere adeguata protezione contro le infiltrazioni d'acqua per capillarità.

I manufatti realizzati devono assicurare verso l'esterno un grado di protezione IP 33 Norme CEI EN 60529. A tale scopo le porte e le finestre utilizzate devono essere del tipo omologato e-distribuzione.

Tutte le cabine, indipendentemente dalla tipologia costruttiva, devono poter essere sollevate complete di apparecchiature ad eccezione del trasformatore.

I quadri BT (specifica tecnica GSCL002) saranno posizionati su un supporto di acciaio utilizzando i supporti distanziatori unificati DS 3055; il numero massimo di linee BT è n. 8 con interruttori BT fino a 350 A (tipo GSCL003) su quadro BT e, in casi eccezionali, 630 A, su supporto non unificato per la posa sul telaio porta quadri BT.

Nel caso di fornitura di cabine complete di apparecchiature MT/BT (escluso TR), il costruttore dovrà assicurarne il loro fissaggio a terra anche durante il trasporto.

Si devono impiegare solo trasformatori (specifica tecnica GST001) con isolatori MT con presa a spina a cono interno (Isolatore passante con presa a spina 24 kV - 250 A per trasformatori MT/BT isolati) con potenza fino a 630 kVA.

Per completare il montaggio del manufatto DG2061 e per l'ingresso cavi, deve essere realizzato un basamento prefabbricato (basamento raccolta olio) da interrare in opera. Gli elementi metallici, come serramenti, porte e finestre accessibili dall'esterno, non devono essere collegati all'impianto di terra in applicazione del provvedimento M1.1. della norma CEI EN 50522.

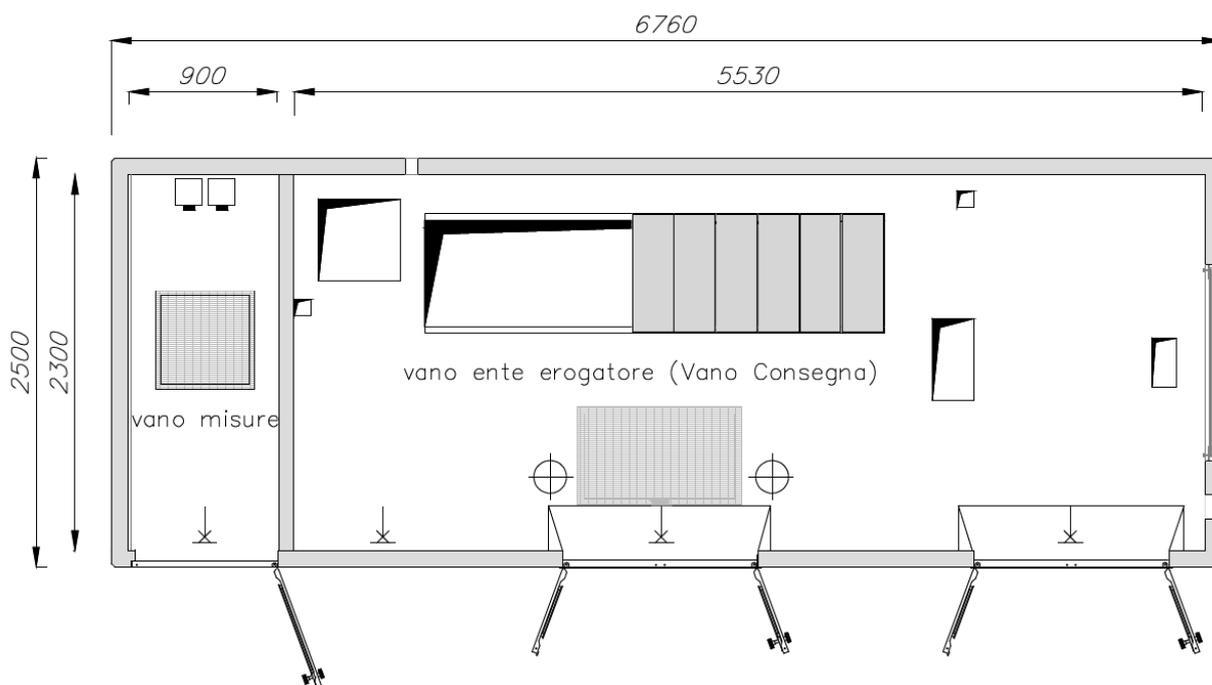


Figura 10. Tipico cabina di consegna DG2061 Ed.09

L'armatura interna dei fabbricati è totalmente collegata meccanicamente ed elettricamente in modo da creare una vera e propria gabbia di faraday che dal punto di vista elettrico protegge il manufatto da sovratensioni di origine. Le dimensioni e le armature metalliche delle pareti sono sovradimensionate rispetto a quelle occorrenti per la stabilità della struttura in opera, in quanto le sollecitazioni indotte nei vari elementi durante le diverse fasi di sollevamento e di posa in opera sono superiori a quelle che si generano durante l'esercizio.

## 5.8. Strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici

L'impianto in oggetto prevede l'installazione di strutture di supporto dei moduli fotovoltaici (realizzate in materiale metallico), su file parallele ed opportunamente spaziate tra loro per ridurre gli effetti degli ombreggiamenti.

Le strutture di supporto del tipo mono-assiale ad inseguimento solare sono costituite essenzialmente dalle componenti seguenti:

- Palo in acciaio zincato, direttamente infisso nel terreno
- Struttura porta moduli, composta da profili in acciaio, sulla quale verrà posata una fila di moduli fotovoltaici (in totale **30 o 15** moduli per struttura);

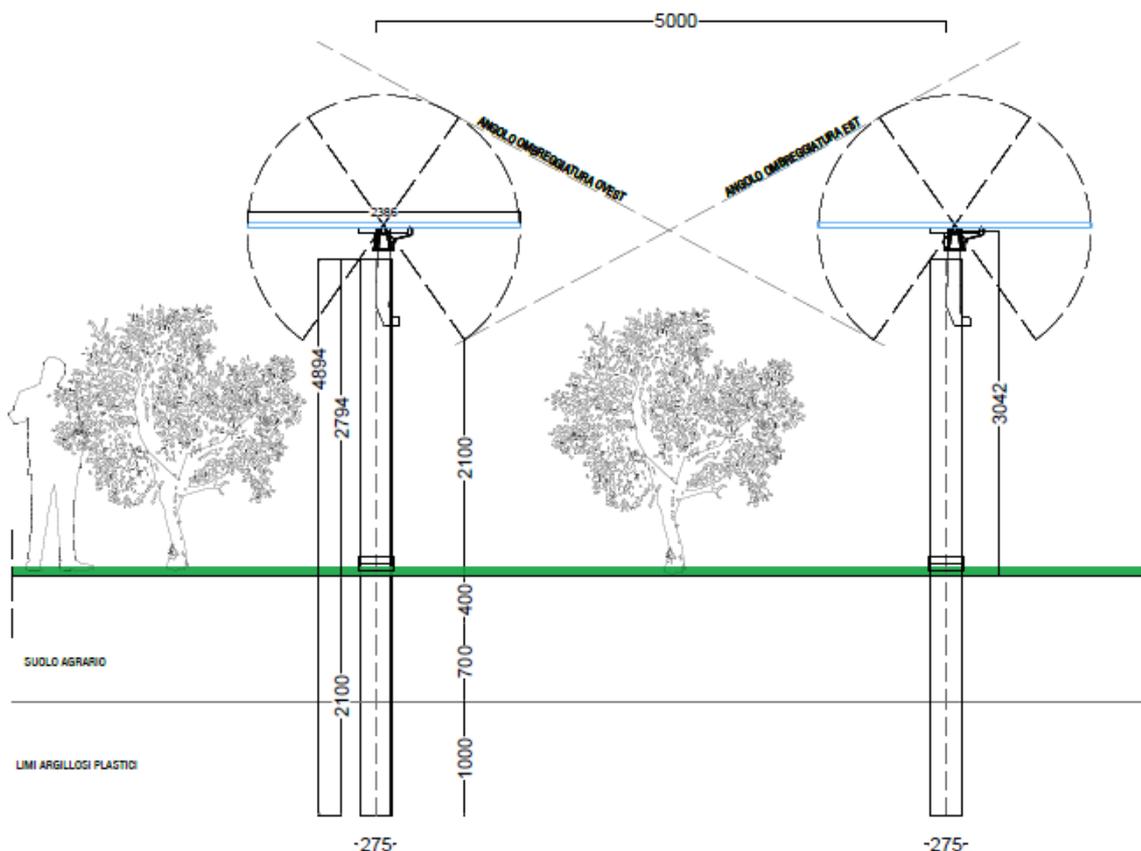


Figura 11. Tipico strutture a tracker mono-assiale

Le strutture saranno opportunamente dimensionate per supportare il peso dei moduli fotovoltaici e resistere agli eventi climatici estremi. Per ulteriori approfondimenti sulle strutture di sostegno si rimanda agli elaborati *cod. PD.12 "Relazione delle strutture con tabulati di calcolo"* e *cod. PD.55 "Disegni architettonici strutture sostegno moduli fotovoltaici e particolari sistemi ancoraggio"*

## 5.9. Assetti di funzionamento e stato del neutro

Lo stato del neutro dell'impianto in oggetto verrà realizzato tramite sistema IT; ovvero con il neutro isolato o collegato a terra tramite impedenza, mentre le masse sono collegate ad una terra locale (il neutro deve essere sempre sezionabile). Per quanto riguarda l'assetto di funzionamento, l'impianto in oggetto sarà predisposto per il solo funzionamento in parallelo con la rete, per cui non potrà funzionare in isola.

## 5.10. Sistema elettrico in corrente continua

Il sistema elettrico dedicato alla sezione in corrente continua comprenderà il collegamento in serie dei singoli moduli fotovoltaici al fine di realizzare la tensione desiderata ai capi della stringa e il successivo collegamento di queste ultime agli inverter. Come mostrato nella figura seguente ad ogni inverter saranno collegate più stringhe, motivo per cui gli inverter avranno anche il compito di realizzare il parallelo elettrico delle stringhe e il successivo controllo e monitoraggio.

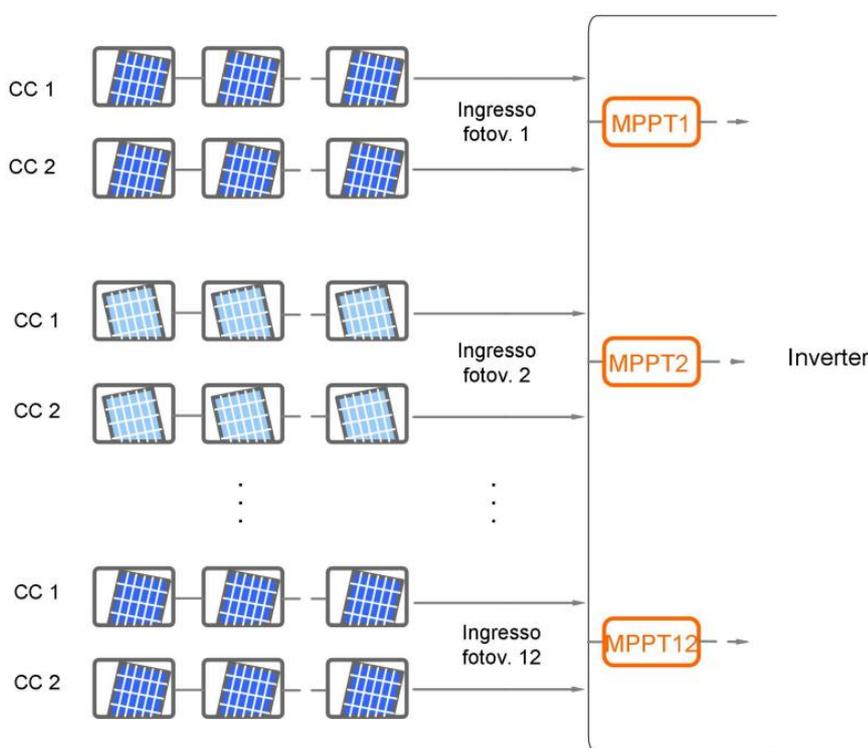


Figura 12. Rappresentazione schematica del collegamento delle stringhe fotovoltaiche ad ogni inverter

Il collegamento tra le stringhe e gli inverter sarà realizzato tramite cavi unipolari con guaina, isolati in gomma e con tensioni nominali di almeno 0,6/1 kV AC (1500V DC) con sezione tale da contenere le perdite per effetto joule all'interno del parco entro il 2%.

## 5.11. Sistema elettrico in corrente alternata

Come già accennato, all'interno di ogni sottocampo saranno previsti trasformatori elevatori 20/0,8 kV di taglia da 2500, 1250 kVA e 1000 kVA. I suddetti trasformatori saranno ubicati all'interno di apposite cabine di trasformazione. All'interno di ogni cabina di trasformazione sarà ubicato il trasformatore elevatore con i relativi quadri di protezione e sezionamento 20 kV, i quadri di parallelo in corrente alternata e il sistema di misura dell'energia prodotta. A sua volta le varie cabine di trasformazione saranno collegate tra di loro in entra-esce e infine con la cabina di trasformazione nel sottocampo SPI mediante cavidotto interrato a 20 kV. La cabina di

trasformazione SP1 verrà collegata alla cabina di consegna CC all'interno della proprietà del proponente, ad uso esclusivo di E-Distribuzione, dalla quale partiranno i cavidotti MT a 20 kV verso uno stallo nella cabina primaria CP AT/MT Custonaci.

### 5.12. Sistema di misura dell'energia elettrica per fini fiscali e tariffari

A valle del quadro di parallelo in corrente alternata QPCA sarà installato un sistema di misura dell'energia elettrica prodotta che sarà conforme ai requisiti espressi nel Dlgs 22/2007 attuativo della direttiva 2004/22/CE (MID – Measuring Instruments Directive). Esso sarà costituito da un contatore e relativi TA marcato CE e certificato UTF, e sarà dotato di dispositivi per l'interrogazione e l'acquisizione per via telematica delle misure da parte del gestore di rete.

### 5.13. Trasformatori elevatori 20/0,8kV

I trasformatori elevatori installati nelle cabine di campo, saranno rispondenti alla **EU 542 Fase 2**, ed avranno le seguenti caratteristiche principali di progetto:

Tabella 5. Caratteristiche principali dei trasformatori installati nelle cabine di campo

Potenza Nominale	2500 kVA	2000 kVA	1250 kVA	750 kVA
Tipo isolamento	Resina	Resina	Resina	Resina
Gruppo CEI	Dyn11	Dyn11	Dyn11	Dyn11
Frequenza	50 Hz	50 Hz	50 Hz	50 Hz
Tensione di Corto Circuito	8%	6%	6%	6%
V1 Tensione Primario	20000 V	20000 V	20000 V	20000 V
Commutatore	$\pm 2 \times 2,5 \%$			
V2 Tensione Secondario	800 V	800 V	800 V	800 V
Perdite vuoto/carico	A0AK EU542F2	A0AK EU542F2	A0AK EU542F2	A0AK EU542F2
Raffreddamento	ANON	ANON	ANON	ANON

### 5.14. Servizi Ausiliari

L'alimentazione dei servizi ausiliari sarà derivata da un trasformatore 800/400 V da 20 kVA in resina installato all'interno delle cabine di campo che alimenterà il sistema di supervisione e controllo del campo fotovoltaico, l'impianto di videosorveglianza, l'impianto di illuminazione del campo ed infine gli impianti ausiliari dei locali tecnici.

Verranno utilizzate tubazioni e scatole di derivazione in PVC posate a vista, con grado di protezione minimo IP54, e conduttori tipo FG16R16 / FS17. In ogni cabina elettrica sarà previsto un quadro di distribuzione destinato all'alimentazione dei servizi ausiliari della cabina stessa e dei relativi servizi di campo (illuminazione, rack dati, tvcc). Tale quadro sarà installato a parete, ed avrà lo stesso grado di protezione dell'impianto. Esso potrà essere realizzato in materiale isolante (soluzione preferibile) oppure metallico. Per l'illuminazione ordinaria dei locali tecnici sarà previsto un impianto costituito da plafoniere LED 30W, grado di protezione minimo IP54, fissate a soffitto, che garantirà un illuminamento minimo di 150 lux. Sarà previsto inoltre un impianto di illuminazione di emergenza che interverrà automaticamente al mancare dell'energia elettrica. Sarà costituito da plafoniere LED autonome da 4,2W, grado di protezione IP54, autonomia minima 1 ora, installate a soffitto o a parete in modo da garantire un illuminamento di almeno 10 lux. Sarà realizzato inoltre un impianto per l'illuminazione esterna, composto da plafoniere LED 30W, fissaggio a sospensione

con corpo in materiale isolante, con grado di protezione non inferiore a IP55. Il cablaggio delle stesse sarà realizzato in cavo multipolare tipo FG16R16 formazione 3G1,5 mmq; per i tratti posati in altezza dal piano di calpestio inferiore a 2,5 m il cavo sarà posato all'interno di tubi protettivi di tipo rigido posati a vista. L'accensione dei corpi illuminanti sarà di tipo a comando centralizzato dal quadro elettrico, con interruttore crepuscolare.

### 5.15. Elettrodotti interrati

Come già accennato il collegamento tra cabina di consegna CC (DG 2061 Ed.9) e la cabina primaria CP AT/MT Custonaci avverrà per mezzo di elettrodotti interrati MT 20 kV formati da terne di cavidotto unipolare in formazione a trifoglio.

La norma tecnica italiana che fa da riferimento al corretto dimensionamento dei cavi elettrici interrati è la CEI 20-21. Secondo norma il dimensionamento è stato eseguito in base ad una conduttività termica media. La geometria e le dimensioni dello scavo nell'intorno del cavo influenzano la capacità di smaltimento del calore disperso per effetto Joule dai cavi stessi.

Sempre secondo norma CEI 20-21, per la valutazione del calore smaltibile dai cavidotti, e quindi il loro corretto dimensionamento, è stato utilizzato un valore medio di resistività termica specifica del terreno, compreso tra gli 0,7 (°C m)/W ed i 3,0 (°C m)/W consigliati dalla norma stessa.

Per quanto riguarda la protezione meccanica dei cavidotti MT è stata usata una guaina maggiorata, secondo quanto prescritto dalla norma CEI 11-17.

I cavidotti principali MT a 20 kV sono:

- Cavidotto 20 kV interno al parco agrivoltaico per il collegamento in entra-esce tra gli le cabine di campo ed infine il collegamento con la cabina di raccolta;
- Cavidotto 20 kV esterno al parco agrivoltaico per il collegamento tra la cabina di consegna CC e la cabina primaria CP Custonaci;

In caso di tragitto comune dei cavidotti 20 kV, essi saranno posizionati nella medesima trincea ad una opportuna distanza.

### 5.16. Cavidotti interrati a 20 kV

All'interno dei campi le cabine sono collegate fra loro in entra-esce ed infine alla cabina di consegna CC da cui partirà il cavidotto verso la cabina primaria CP Custonaci. La figura seguente mostra schematicamente il collegamento per l'impianto in oggetto.

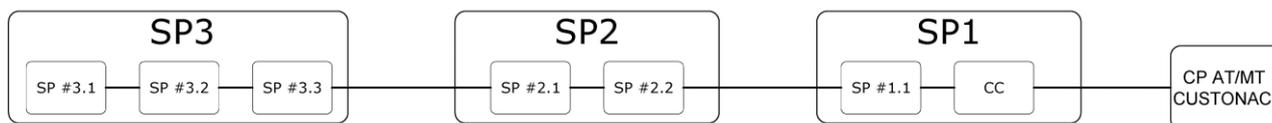


Figura 13. Schema di collegamento tra le cabine del parco

All'interno dei campi, si utilizzeranno cavi unipolari ARE4H5EX 12/20 kV in formazione a trifoglio **cordati ad elica** per le terne per sezioni di cavi unipolari al di sotto dei 300 mm<sup>2</sup>, mentre verranno utilizzati cavi unipolari ARE4H5EX 12/20 kV in formazione a trifoglio **non cordati ad elica** per le sezioni di cavo unipolare al di sopra dei 300 mm<sup>2</sup>. La Tabella 6 descrive le principali informazioni dei cavi impiegati per l'impianto in oggetto.

Il cliente ha formulato alcune richieste che dovranno essere tassativamente rispettate:

- Perdite all'interno dell'impianto: 1%;
- Perdite all'esterno dell'impianto: 3%;
- Perdite totali: 4%;
- Massima caduta di tensione: 5%;

Sempre dalla Tabella 6 si nota che tali vincoli sono stati rispettati.

Tabella 6. Cavidotti a 20 kV del parco agrivoltaico

TAG CAVIDOTTO	Lunghezza	P	Vn	In	n° terne	Sezione cavo	$\Delta V$	$\Delta P$	Iz
	[m]	[kW]	[kV]	[A]	[-]	[mm <sup>2</sup> ]	[V]	[kW]	[A]
P3 - P2	3.090	5.453	20	164,5	1	240	113,74	32,41	590,3
P2 - P1	2.377	9.139	20	275,8	1	240	260,39	70,04	590,3
P1 - CP CUSTONACI	3.902	9.850	20	297,2	1	240	519,10	133,18	590,3

### 5.16.1. Composizione tipica d'un elettrodotto interrato in cavo

Per l'elettrodotto in cavo sono solitamente previsti i seguenti componenti:

- Conduttori di energia;
- Giunti;
- Terminali;
- Cassette di sezionamento;
- Cassette unipolari di messa a terra;
- Termosonde;

### 5.16.2. Conduttore di energia

Il cavo impiegato per la veicolazione dell'energia elettrica a 20 kV nel presente progetto è lo ARE4H5EX 12/20 kV della Com Cavi S.P.A. La Figura 14 mostra schematicamente la struttura costruttiva del caso in esame.



Figura 14. Parti costituenti un cavo unipolare MT

Per il cavo in esame si possono identificare le seguenti parti:

- Guaina esterna: Polietilene estruso PE colore rosso
- Schermo metallico: Nastro di alluminio longitudinale
- Barriera: Nastro semiconduttivo Water-Blocking
- Isolante: Polietilene reticolato (XLPE)
- Conduttore: Corda di alluminio rotonda compatta CEI EN 60228, classe 2

#### **5.16.1. Giunti tra i cavi 20 kV**

I giunti servono per collegare i terminali di due cavi contigui al fine di unire due o più conduttori in un unico conduttore.

Una giunzione deve quindi assicurare il corretto collegamento tra le parti costituenti il conduttore mostrate nel paragrafo precedente e garantire allo stesso tempo la medesima protezione da e verso l'esterno.

Un giunto effettuato a regola d'arte deve garantire:

- Connessione metallica tra i conduttori interni dei 2 terminali
- Continuità del semiconduttore interno per la schermatura del campo elettrico
- Continuità dell'isolamento interno del cavo
- Continuità del semiconduttore esterno
- Continuità dello schermo metallico esterno
- Protezione meccanica e di impermeabilità da e verso l'esterno



Figura 15. Esempio di giunto per cavo a 20 kV

### 5.16.1. Terminali dei cavi 20 kV

I terminali rappresentano uno fra le componenti e i dispositivi che realizzano il collegamento dei cavi fra loro e quello dei cavi con le apparecchiature elettriche e gli altri componenti di un impianto.

Questi sono utilizzati per collegare l'estremità di un cavo ad altri componenti dell'impianto come trasformatori o apparecchiature di comando. Essi sono stati scelti secondo quanto indicato dalla norma CEI 20-62/1.

I terminali considerati per il presente progetto sono dei terminali auto restringenti per media tensione TAMT-36 della Etelec (conformi alla Norma CEI 20-62/1).

Essi sono composti dai seguenti elementi principali:

- Unico corpo autorestringente in gomma siliconica che assolve sia al controllo del campo elettrico che alla funzione antitraccia
- Alette integrate, nelle versioni TAMT-I da interno e TAMT-E da esterno, consentendo l'installazione del terminale anche in ambienti inquinati o ad elevata presenza di umidità.
- Nastro sigillante e riempitivo in gomma siliconica per il riempimento degli spazi vuoti e la protezione dall'umidità degli elementi metallici.
- Lubrificante siliconico liquido per agevolare l'installazione del corpo sul cavo.

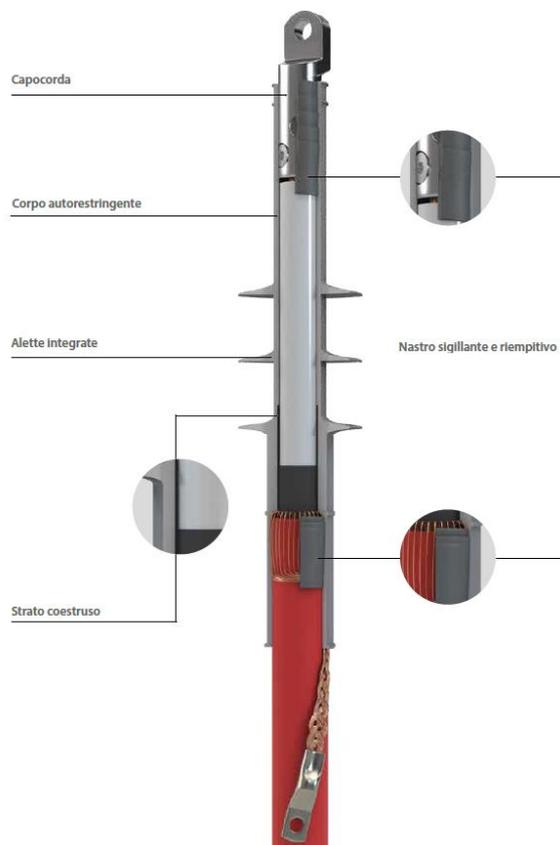


Figura 16. Esempio di terminale per cavo 20 kV

### 5.16.2. Opere per la posa dei cavi a 20 kV

Per cavidotto si intende il tubo interrato (o l'insieme di tubi) destinato ad ospitare i cavi di media e/o bassa tensione, compreso il regolare ricoprimento della trincea di posa (reinterro), gli elementi di segnalazione e/o protezione (nastro monitore, cassette di protezione o manufatti in cls.) e le eventuali opere accessorie (quali pozzetti di posa/ispezione, chiusini, ecc.).

La profondità minima di posa dei tubi deve essere tale da garantire almeno **1,0 m** misurato dall'estradosso superiore del tubo, con posa su di un letto di sabbia o di cemento magro, dello spessore di circa 5 cm. Va tenuto conto che detta profondità di posa minima deve essere osservata, in riferimento alla strada, tanto nella posa longitudinale che in quella trasversale.

Laddove le amministrazioni competenti non diano particolari prescrizioni in merito alle modalità di ricoprimento della trincea, valgono le seguenti indicazioni:

- la prima parte del reinterro del cavo sarà effettuata con il medesimo materiale usato per la realizzazione del letto di posa (sabbia o cemento magro) per uno spessore maggiore di 30 cm
- la restante parte della trincea (esclusa la pavimentazione) dovrà essere riempita a strati successivi utilizzando il materiale di risulta dallo scavo (i materiali utilizzati dovranno essere fortemente compressi ed eventualmente irrorati al fine di evitare successivi cedimenti).

All'interno della trincea è prevista l'installazione di un tubo di segnale rigida da diametro di 50 mm entro il quale potranno essere posti cavi a fibra ottica e di segnalamento.

Al di sopra dei cavidotti ad un'altezza compresa tra i 35 e i 50 cm dall'estradosso del tubo stesso (a seconda del tipo di posa), sarà collocato un nastro di segnalazione cavi in P.V.C. di colore rosso.

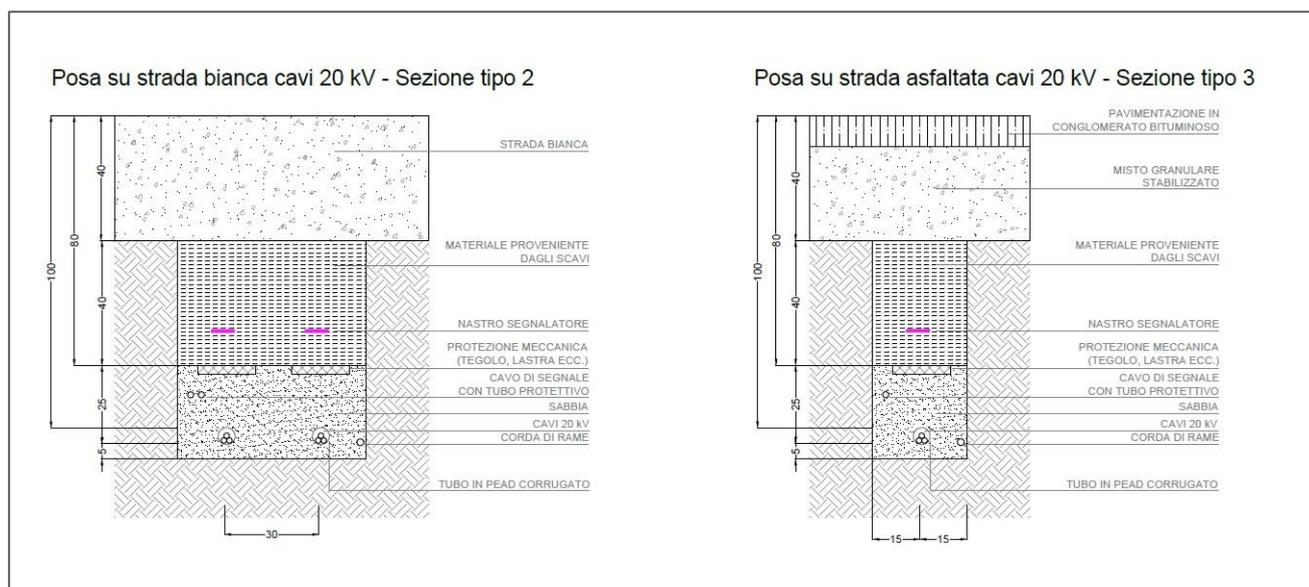


Figura 17. Esempio di tipico di scavo per posa cavidotto a 20 kV

Per la realizzazione delle canalizzazioni a 20 kV sono da impiegare tubi in materiale plastico conformi alle Norme CEI 23-46 (CEI EN 50086-2-4), tipo 450 o 750 come caratteristiche di resistenza a schiacciamento, nelle seguenti tipologie:

- rigidi lisci in PVC (in barre)
- rigidi corrugati in PE (in barre)
- pieghevoli corrugati in PE (in rotoli)

I tubi corrugati devono avere la superficie interna liscia.

Per quanto riguarda la coesistenza tra cavidotti a 20 kV e condutture di altri servizi del sottosuolo si è fatto riferimento alle Norme CEI 11-17 "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo".

Nello specifico le Norme CEI 11-17 precisano le distanze minime da mantenere tra i cavidotti MT e le linee di telecomunicazione, le tubazioni metalliche in genere e i serbatoi contenenti liquidi o gas infiammabili.

### 5.16.3. Directional Drilling (T.O.C.)

La tecnica della trivellazione orizzontale controllata (TOC) appartiene alle tecnologie "guidate" e rappresenta un metodo estremamente versatile per la posa di sottoservizi con un limitato o nullo ricorso agli scavi a cielo aperto. Questa tecnologia, come quasi tutte le tecnologie definite "No-Dig", ha un elevato contenuto tecnologico e richiede pertanto un alto livello di professionalità da parte di chi le utilizza. La TOC consiste in perforazioni guidabili e direzionabili da una postazione remota, che consentono di superare ostacoli naturali ed artificiali nella posa di tubazioni e cavi o semplicemente di evitare lo scavo a cielo aperto per la posa di servizi interrati di qualsiasi genere. Questo sistema consente di realizzare installazioni di condotte con un intervallo dei diametri di perforazione compreso tra 0,2 m e 1,8 m e lunghezze fino a 2000 m.

Un progetto in TOC prevede un sito di lancio in cui le aste sono installate e posizionate per eseguire un foro pilota lungo un percorso pianificato fino a una fossa di uscita in cui l'alesatore viene collegato e tirato indietro attraverso il foro pilota. L'angolo di entrata e di uscita delle trivellazioni orizzontali deve essere correlato al diametro e alle specifiche dei materiali della tubazione da installare. Indicativamente, l'angolo di entrata dovrebbe essere compreso tra 6° e 15°.

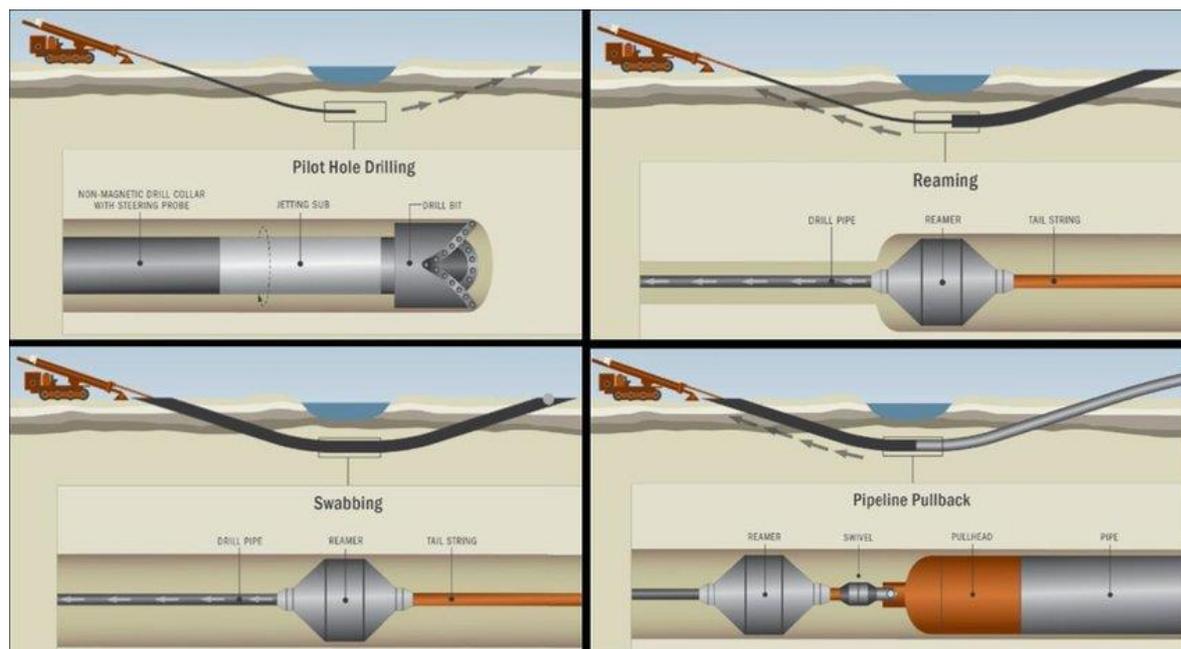


Figura 18. Esecuzione tipica di una T.O.C.

#### 5.16.4. Configurazioni di posa

Gli schemi tipici di posa di un elettrodotto sono a trifoglio o in piano, come rappresentato nella figura seguente:

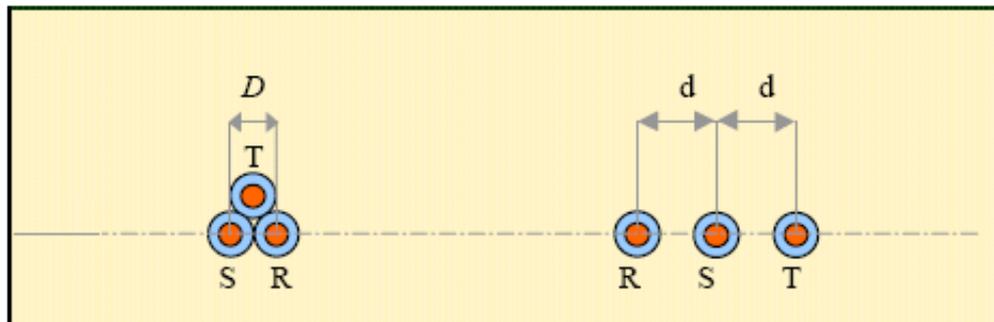


Figura 19. Disposizioni tipiche di posa per cavi unipolari

La posa a trifoglio riduce la portata di corrente ammissibile del cavo dovuta al regime termico che si instaura a causa della vicinanza dei cavi. Al contrario la posa in piano presenta livelli di portata in corrente proporzionali alla distanza "d" di interasse dei cavi. Per tale motivo la posa a trifoglio è utilizzata per i livelli di tensione più bassa (fino a 150-220 kV) mentre la posa in piano è utilizzata per i livelli di tensione più alta (220-380kV).

#### 5.16.5. Modalità di collegamento degli schermi metallici

Gli schermi metallici degli elettrodotti a 20 kV verranno messi a terra con il sistema Solid Bonding. Questo sistema è il più semplice di tutti gli schemi di connessione degli schermi metallici dei cavi. Consiste nella cortocircuitazione ed il collegamento efficacemente a terra degli schermi metallici ad entrambe le estremità del collegamento. Per collegamenti di grande lunghezza è raccomandabile la messa a terra degli schermi metallici in corrispondenza dei giunti a distanze non superiori ai 5 km in maniera tale da evitare eccessivi innalzamenti della tensione a metà tratta.

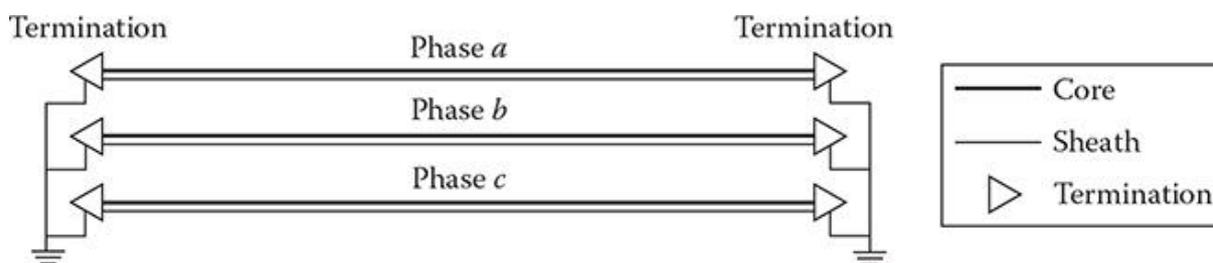


Figura 20. Schema Solid Bonding

Esso è generalmente utilizzato per correnti di esercizio indicativamente fino a 500 A. Tuttavia, anche per valori di corrente inferiori al già menzionato, altre considerazioni di natura economica, legati ad esempio alla capitalizzazione delle perdite, potrebbe far preferire l'impiego di un sistema con connessioni speciali degli schermi metallici (isolati o trasposti). La disposizione dei cavi per questo tipo di connessione è generalmente a trifoglio. L'assenza di scaricatori di tensione richiede controlli periodici sul sistema meno frequenti e meno complessi rispetto a sistemi con connessioni speciali degli schermi metallici. Si evidenzia il fatto che ogni incremento nella separazione tra le fasi genera uno squilibrio magnetico con il conseguente aumento della circolazione di corrente negli schermi metallici ed una riduzione nelle prestazioni termiche del circuito.

## 5.17. Sistemi ausiliari

L'alimentazione dei servizi ausiliari avverrà tramite trasformatore 800/400 V da 20 kVA in resina installato all'interno delle cabine di campo che alimenterà il sistema di supervisione e controllo del campo fotovoltaico, l'impianto di videosorveglianza, l'impianto di illuminazione del campo ed infine gli impianti ausiliari dei locali tecnici.

Verranno utilizzate tubazioni e scatole di derivazione in PVC posate a vista, con grado di protezione minimo IP54, e conduttori tipo FG16R16 / FS17. In ogni cabina elettrica sarà previsto un quadro di distribuzione destinato all'alimentazione dei servizi ausiliari della cabina stessa e dei relativi servizi di campo (illuminazione, rack dati, tvcc). Tale quadro sarà installato a parete, ed avrà lo stesso grado di protezione dell'impianto.

Esso potrà essere realizzato in materiale isolante (soluzione preferibile) oppure metallico. Per l'illuminazione ordinaria dei locali tecnici sarà previsto un impianto costituito da plafoniere LED 30W, grado di protezione minimo IP54, fissate a soffitto, che garantirà un illuminamento minimo di 150 lux. Sarà previsto inoltre un impianto di illuminazione di emergenza che interverrà automaticamente al mancare dell'energia elettrica. Sarà costituito da plafoniere LED autonome da 4,2W, grado di protezione IP54, autonomia minima 1 ora, installate a soffitto o a parete in modo da garantire un illuminamento di almeno 10 lux. Sarà realizzato inoltre un impianto per l'illuminazione esterna, composto da plafoniere LED 30W, fissaggio a sospensione con corpo in materiale isolante, con grado di protezione non inferiore a IP55. Il cablaggio delle stesse sarà realizzato in cavo multipolare tipo FG16R16 formazione 3G1,5 mmq; per i tratti posati in altezza dal piano di calpestio inferiore a 2,5 m il cavo sarà posato all'interno di tubi protettivi di tipo rigido posati a vista. L'accensione dei corpi illuminanti sarà di tipo a comando centralizzato dal quadro elettrico, con interruttore crepuscolare.

## 5.18. Impianto di illuminazione del parco

Nell'ambito delle opere sarà previsto un impianto di illuminazione esterna dedicato all'illuminazione di sicurezza dell'impianto fotovoltaico, conforme a quanto previsto in materia di contenimento dell'inquinamento luminoso.

L'impianto è essenzialmente costituito da punti luce equipaggiati di corpi illuminanti con lampada LED 71W installati su sostegni di altezza inferiore a 8 m fuori terra, comunque in maniera tale da non provocare fenomeni di ombreggiamento al generatore fotovoltaico.

Si è scelto un apparecchio illuminante di tale potenza in modo da utilizzare l'impianto come deterrente contro le effrazioni e per illuminare le aree sottoposte ad eventuale effrazione.

L'impianto di illuminazione, infatti, sarà strettamente interconnesso con l'impianto di videosorveglianza: nel caso in cui l'impianto di videosorveglianza rilevi un tentativo di effrazione, il sistema di supervisione acquisirà l'allarme ed attiverà al 100% la tratta di impianto di illuminazione di competenza. Normalmente, gli apparecchi di illuminazione saranno accesi al 20% della potenza totale.

L'impianto sarà attivo in orario notturno o per garantire illuminazione in caso di guasto o manutenzione notturna. Sarà completamente regolabile come orari di funzionamento e sarà sempre possibile, attraverso il sistema di supervisione, impostare sia gli orari che la percentuale di accensione delle lampade per illuminazione notturna.

## 5.19. Sistema di supervisione

Al fine di permettere il controllo completo sull'impianto da una postazione centralizzata sarà previsto un sistema di controllo e supervisione ad alto grado di informatizzazione. In particolare saranno richieste al sistema le seguenti caratteristiche:

- elevate prestazioni ed affidabilità;
- tecnologia avanzata e standardizzata;
- diffusione non marginale nel mercato;
- bassi costi esercizio e manutenzione;
- rapida e facile individuazione dei problemi;
- ridotto numero di componenti;
- protocolli di comunicazione aperti;
- ampie possibilità di espansione.

Saranno inoltre richieste espressamente le seguenti funzioni:

- comando;
- protezione;
- regolazione (automatica);
- supervisione;
- gestione allarmi;
- storicizzazione di eventi e variabili;
- interfaccia altri sistemi (sia a livello controllo che a livello gestionale).

In generale un sistema di supervisione e controllo centralizzato è funzionale ai seguenti scopi:

- controllare da una postazione unica l'intero impianto in tutti i sistemi e sottosistemi;
- consentire la replicabilità della postazione via rete Ethernet in qualunque luogo dell'impianto o anche in remoto mediante connessione ADSL o UMTS;
- rapida individuazione dei guasti o delle anomalie;
- esecuzione di manovre manuali senza il rischio di incorrere in errori in quanto il sistema di supervisione non permette manovre al di fuori dei valori di sicurezza;
- archiviazione automatica di tutti gli eventi ed allarmi su database;
- registrazione in continuo delle variabili dell'impianto, permettendo una analisi mensile su rendimenti e punti critici.

Per assolvere alle funzioni richieste si prevede l'utilizzo di un sistema di controllo e supervisione costituito da una architettura suddivisa in tre livelli verticali, ognuno occupato da determinate apparecchiature di seguito descritte:

Tabella 7. Architettura a livelli del sistema di supervisione e controllo

Livello	Livello	Tipo di rete	Apparecchiature
ALTO	Informativo	Ethernet	Stazioni operatore SCADA
MEDIO	Controllo	BUS di controllo	Controllori (PLC/ DSC)
BASSO	Bordo Macchina	BUS di Campo	Strumenti, Sensori, Input/Output

I livelli alto e medio, si intendono realizzati ed interconnessi come indicato nella seguente figura.

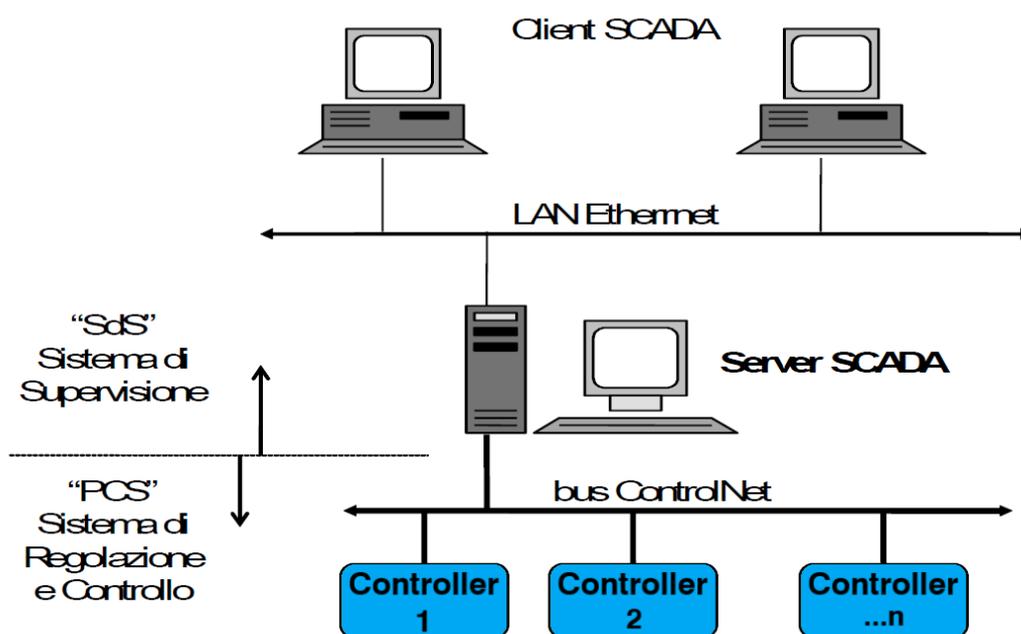


Figura 21. Struttura tipica di un sistema di controllo e supervisione

Il sistema di supervisione (SdS) è il complesso delle apparecchiature che interfacciano i sistemi di regolazione e controllo con gli operatori, tramite mezzi informatici. È composto da un sistema hardware computerizzato, un software SCADA (Supervision, Control And Data Acquisition) e sistema operativo standardizzato.

Dalle postazioni gli operatori, oltre che visualizzare tutte le variabili di funzionamento, potranno effettuare comandi e controlli in dettaglio, visionare grafici, dati storici ed allarmi.

Tra le funzionalità di un SdS, oltre a garantire un sistema di interfaccia con il sistema, vi è quello di archiviare i dati di funzionamento dell'impianto e di coordinare le comunicazioni tra sistemi diversi.

Il sistema sarà composto da stazioni "Server", nelle quali risiede il database con tutte le variabili dell'impianto ed i dati storicizzati, e da postazioni "Client", interconnesse in una rete Ethernet locale.

Questo sistema, individuato dalla sigla PCS (Process Control System), è il complesso formato dalle apparecchiature atte a comandare e regolare tutti gli attuatori di un processo o di un impianto, sia in modo automatico, che in modo manuale, ossia tramite comandi impartiti da un operatore.

Il sistema di regolazione e controllo è tipicamente composto da apparecchiature quali PLC o DCS, a stretto contatto con il processo, e quindi collocate direttamente all'interno di macchinari e quadri elettrici. Il funzionamento automatico è normalmente eseguito da appositi software, personalizzati per l'impianto, ad eccezione per le funzioni di sicurezza che devono essere svolte da logiche cablate o da unità certificate SIL3.

Dato che anche il funzionamento in manuale deve avvenire sempre entro limiti di sicurezza prestabiliti, il sistema PCS deve sorvegliare anche le azioni compiute dagli operatori. L'impianto è suddiviso in aree funzionali, sia per ragioni di affidabilità che per semplicità di gestione, quindi il sistema di controllo è ad Architettura Distribuita. Ciascuna area funzionale è gestita da un processore locale denominato "CPU", nel quale sono memorizzate tutte le logiche di funzionamento della propria area.

Ogni CPU potrà acquisire segnali dall'impianto sia direttamente (ingressi locali), che attraverso dei moduli di acquisizione remoti (unità "slave") collegati alla CPU attraverso un apposito Bus di Campo (ad es. Profibus, Devicenet, Modbus, ecc). I processori invece colloqueranno tra loro attraverso un bus ad alte prestazioni denominato "Control Bus", il quale è anche connesso con il Sistema di Supervisione. Questa comunicazione è di tipo orizzontale, e permette alle interfacce operatore (Stazioni SCADA) di accedere direttamente alle CPU attraverso il Bus. Ogni CPU, singola o ridondata, costituisce un "nodo" nella rete di controllo.

Caratteristiche generali del sistema:

- Distribuzione dell'intelligenza del sistema per effettuare logiche di controllo e/o blocco al livello delle schede di I/O, switch a caldo in caso di fault di una scheda di I/O alla scheda di backup. Nei Rack principali possono essere installate "n" CPU, sia dedicate a processi separati che in funzionamento ridondante;
- Ampia scelta di CPU a seconda della potenzialità di elaborazione richiesta e del tipo di impianto da gestire.
- Possibilità di gestire protocolli bus di mercato come Devicenet, Profibus, Controlnet, modbus;
- Possibilità di gestione fino a 65000 variabili di I/O per ogni CPU.

Ciascuna CPU, a prescindere dal modello, gestisce schede di I/O locali, ossia nel proprio rack, e/o remote, ossia raggiungibili attraverso una linea Bus di Campo.

Questo tipo di architettura consente al sistema di essere aperto verso connessioni dirette a trasmettitori di segnale o a qualsiasi dispositivo di terze parti che disponga di porta Bus.

Il sistema di controllo è suddiviso in aree funzionali, a seconda della composizione dell'impianto da controllare. Ogni unità monta il software di controllo che gestisce gli impianti direttamente ad essa collegati, ossia dell'area di propria pertinenza.

Nella cabina principale di parco sarà installata la postazione per la supervisione delle varie sezioni, le quali costituiscono il punto di interfaccia tra operatori e macchine. Inoltre, per ogni sottocampo, nelle cabine di conversione e trasformazione saranno previste delle Stazioni Operatore che saranno dotate di software di supervisione di tipo SCADA, ossia nello standard industriale più avanzato, e basate su sistemi operativi di ultima generazione (ad es. Windows 10 – Windows 7).

Il sistema è previsto con le seguenti caratteristiche:

- struttura Client – Server;
- nessun limite sul numero delle variabili da gestire;

- capacità di creare pagine di trends e di comando (Faces Plate) personalizzate;
- personalizzazione dei menù di controllo dal linguaggio standard (inglese) alla lingua voluta (es. Italiano);
- acquisizione di periferiche di terze parti con protocolli OLE PC;
- gestione integrata degli allarmi ed archivio storico con possibilità di esportare tutti i dati e gli eventi, attraverso la rete Ethernet a qualsivoglia applicativo (DDE, OLE, Excel, SQL, SAP);
- possibilità di teleassistenza sulla stazione operatore di sviluppo, attraverso software di gestione remota.

Le stazioni Client-Server si integrano tra loro in modo che si possa compiere qualsiasi operazione di comando/gestione da ognuna di esse. Le stazioni Server sono quelle che oltre all'interfaccia "uomo-macchina" curano anche il collegamento con le CPU di processo, indicate al capitolo "Sistema di Controllo", e nelle quali si trova il database dei segnali gestiti dall'impianto.

Le stazioni Client sono invece destinate alla sola interfaccia uomo-macchina, e ricavano i dati di funzionamento dell'impianto dalle stazioni Server attraverso la rete Ethernet che le interconnette. Le Workstation, Server o Client, avranno caratteristiche quali:

- PC CPU Quad Core, 16 GB RAM, HD 1TB SSD, masterizzatore, scheda ethernet 100 Mbit/s, unità disco estraibile per Backup dati;
- monitor LCD colori 27";
- stampante laser colori A4 per report;
- modem ADSL o UMTS per telegestione;
- licenza software SCADA tipo Runtime.

## 5.20. Impianto di videosorveglianza

Nel perimetro dell'impianto, in corrispondenza degli accessi, incroci e punti critici dell'impianto, sarà installato un sistema di videosorveglianza con funzioni di antintrusione a protezione dell'impianto stesso.

L'impianto sarà costituito da una serie di telecamere, installate nei sostegni degli apparecchi di illuminazione, di tipo IP tradizionale e di tipo termico. Le ottiche delle telecamere saranno dimensionate e scelte in funzione delle distanze da coprire.

Le telecamere saranno interconnesse alla rete per mezzo di media converter rame/fibra ottica installati su palo, e saranno connessi agli anelli in fibra perimetrali previsti all'interno dei cavidotti interrati.

Il sistema di gestione delle telecamere sarà in grado, non solo di registrare le immagini, ma anche di discriminare i vari allarmi. Per mezzo di personalizzazioni del campo visivo di ogni telecamera, sarà possibile identificare, all'interno del campo visivo ripreso, sia le aree non interessate da allarme, che le Ogni gruppo di telecamere farà parte, sia come alimentazione elettrica che come connessione in fibra, ad ogni singola Power Station (ognuna per le tratte di competenza). Il sistema sarà poi gestito dalla control room dell'impianto e sarà possibile visualizzare le stesse anche da remoto.

In caso di effrazione, il sistema di videosorveglianza provvederà a dare segnale di effrazione al personale preposto mediante l'invio di una mail con il fotogramma interessato, nonché attiverà la modalità "follow" per seguire la sagoma nei suoi spostamenti.

Contemporaneamente, il sistema di videosorveglianza, per mezzo di un'interfaccia a contatti, darà il segnale di allarme della zona interessata, al sistema di supervisione, che provvederà ad attivare l'impianto di illuminazione di tale area al 100%.

Il sistema di sorveglianza sarà quindi costituito da:

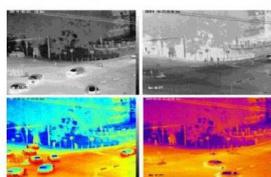
- Telecamere IP bullet con sensore CMOS da 5MPx;
- Telecamere Speed Dome 30x con sensore CMOS 2MPx;
- Telecamere Termiche Obiettivo fisso da 15/25/35/50mm;
  - Supporti da palo per telecamere;
  - Switch SFP Gigabit;
  - Media converters fibra/rame;
  - Server TVcc (Processore E5-2620 v4 – 16GB RAM – 2xssd 120GB + 2x4TB storage – WIN 2012 R2);
  - Workstation I7-8GB Memory – Nvidia Ge Force GTX 1060 4GB Ram;
  - n. 4 Monitor Industriale LCD 32”;
  - Software di videosorveglianza VMS Next Axxon multiplatforma;
  - Cavi Ethernet Cat. 6a;
  - Cavi F.O. 9/125 armata da esterno antiroditore.

Di seguito un'illustrazione della visione ottenibile delle telecamere termiche e i datasheet.

#### FUNZIONI

##### Colori dell'immagine

È possibile colorare l'immagine fino a 17 modalità differenti tra cui (hot/black, hot/iron, bow/rainbow)



##### Rilevazione della temperatura

20 punti / 2 linee / 16 aree  
Range temperatura rilevabile: -40°C~150°C



##### Compatibilità

Compatibilità ONVIF. Disponibilità di CGI e SDK per eventuali integrazioni



##### Analisi intelligente

Video analisi con perimetro, attraversamento linea, abbandono e rimozione oggetto



Figura 22. Esempio di visualizzazione immagini del sistema di videosorveglianza

Telecamera					
Rilevazione	Uncooled IRFPA Microbolometer				
Pixel effettivi	400(H) x300(V)				
Dimensione pixel	17um				
Sensibilità termica (NETD)	40mK @F1.0, 300K				
Spettro	8-14um				
Regolazione immagine	Polarity LUT/ DVE/ Specchio/ FCC/ /3D DNR Brightness/Contrast/ ROI				
Palette colori	Black-Heat /White-Heat/Rainbow/Iron-Red up to 17 modes				
Pan/Tilt/ Rotation	Pan:0°-360°; Tilt:0°-90°; Rotation:0°-360				
Lenti					
Lente	Fissa				
Messa a fuoco	Focus Manuale				
Lunghezza focale	8mm	15mm	25mm	35mm	50mm
F No.	F1.0	F1.0	F1.0	F1.0	F1.0
Angle di visione	O: 46° V:35.3°	O:25.5° V:19.2°	O:15.4° V:11.6°	O: 11° V:9°	O: 7.7° V:5.8°
Distanza di rilevazione fuoco (1m*1m)	235m	441m	735m	1029m	1471m
Distanza di rilevazione Persona (1.8m*0.5m)	235m	441m	735m	1029m	1471m
Distanza di rilevazione Veicolo (4m*1.5m)	722m	1353m	2255m	3137m	4510m
Distanza di riconoscimento Fuoco (1m*1m)	78m	147m	245m	343m	490m
Distanza di riconoscimento Persona (1.8m*0.5m)	59m	110m	184m	257m	368m
Distanza di riconoscimento Veicolo (4m*1.5m)	180m	338m	564m	789m	1127m
Audio / Video					
Compressione	H.265, H.264, MJPEG				
Frame Rate	Main Stream: D1 @25/30fps Sub Stream: CIF @25/30fps				
Controllo Bit Rate	CBR/VBR				
Bit Rate	100Kbps-6Mbps				
Region of Interest	Off / On (8 zone)				
Stabilizzazione Elettronica (EIS)	No				
Zoom digitale	16x				
Specchio	Si				
Defog	Si				
Ril. movimento	Si				
Aree di privacy	Off / On (5 Aree)				
DVE Image Enhance	Si				
Compressione Audio	G.711, AMR, RAW_PCM (Opzionale)				
Funzioni Avanzate					
Funzioni intelligenti	Movimento, allarme disco, allarme I/O, allarme Temp.				
IVS	Perimeter, Single Virtual Fences, Double Virtual Fences, Object Left, Object Removed				

Rilevazione temperatura	
Modalità rilevazione	Punto, Linea, Area
Temperature Alarm	Over temperature alarm, Temperature difference alarm
Precisione	±2°C / ±2%
Response Time	≤30ms
Temperatura di funzionamento	-40 °C ~ 60 °C
Temperatura di funzionamento	-40 °C ~ 150 °C
Temperature display mode	Temperature target >5°C, Display absolute temperature value, Temperature target ≤5°C, Display relative temperature value (temperature difference DEV = highest value - average)
Rete	
Rete	RJ-45 (10/100Base-T)
Protocolli:	IPv4/IPv6, HTTP, RTSP/RTMP/RTCP, TCP/UDP, DHCP, DNS, PPPoE, SMTP, SIP, 802.1x
Interoperabilità	ONVIF, CGI
Streaming	Unicast
Accesso utenti	Max. 10 utenti
Edge Storage	NAS PC locale per registrazione istantanea Micro SD card 128GB
Visualizzazione WEB	<IE11, Chrome, Firefox
Lingua	Inglese, cinese, polacco, italiano, portoghese, Spagnolo, russo, francese, ceco, ungherese
Interfacce	
Rete	1 Ethernet (10/100 Base-T) connettore RJ-45
Interfaccia audio	1ch Audio In, 1ch Audio Out
allarme	2ch allarme ingresso, 2ch allarme uscita
RS485	Si
BNC Output	Si
Reset Button	Si
Generale	
Alimentazione	12Vcc / PoE
Consumo	Max 5W
Temperatura di funzionamento	-40 °C ~ 60 °C
Umidità	0~ 90%
Certificazioni	CE /FCC
Grado di protezione	IP66
Telaio	Metallo
Dimensioni	φ110×388mm
Peso	1900g

Figura 23. Esempio di scheda tecnica per telecamere sistema di videosorveglianza

## 6. VALUTAZIONE DELLA PRODUCIBILITÀ ENERGETICA

### 6.1. Irraggiamento

In generale, l'area deputata all'installazione del parco fotovoltaico in oggetto risulta essere adatta allo scopo in quanto presenta una buona esposizione alla radiazione solare ed è facilmente accessibile attraverso le vie di comunicazione esistenti.

Il sito di installazione dispone di dati climatici storici riportati in molteplici database. Per la valutazione dell'irraggiamento dell'area in oggetto si è utilizzato il software © PVGIS © European Communities in cui sono disponibili vari database, tra cui PVGIS-SARAH2, che è il database maggiormente utilizzato per l'Europa in cui sono disponibili i dati meteorologici che si basano su misure da satellite registrate su un periodo di circa quindici anni (2005 – 2020).

Considerato che l'attendibilità dei dati contenuti nel database è riconosciuta internazionalmente, i dati estratti dal software menzionato sono stati usati per l'elaborazione statistica della radiazione solare per il sito di interesse.

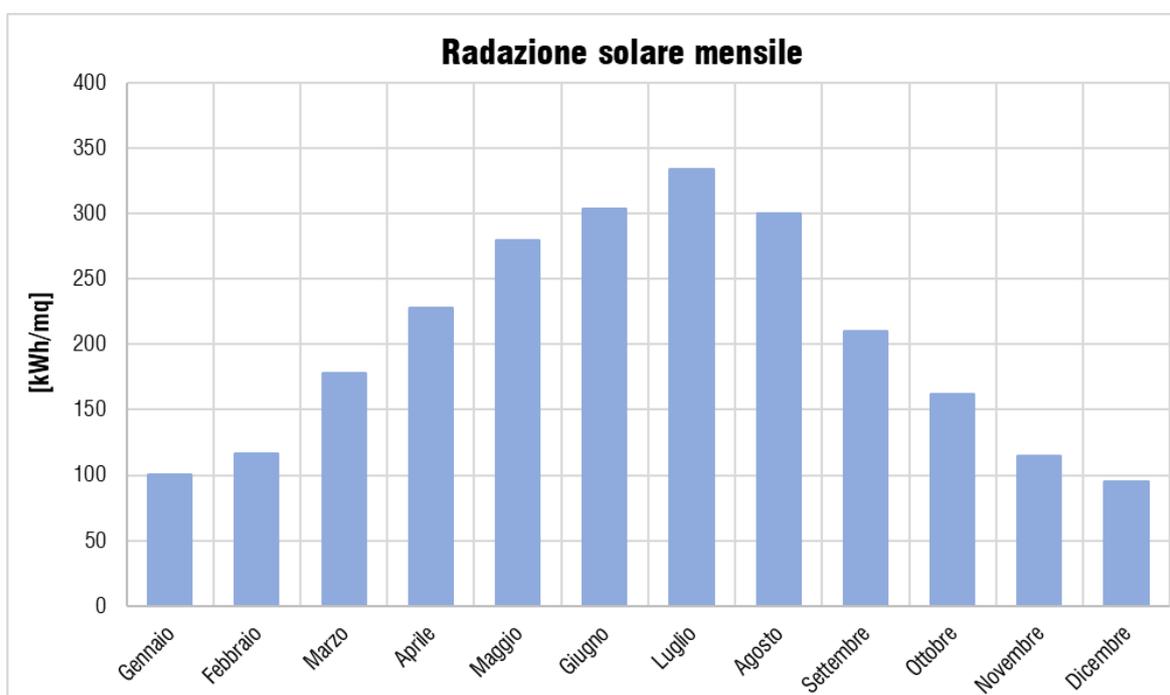


Figura 24. Media mensile dell'irraggiamento per metro quadrato ricevuto dai moduli

In Figura 24 sono mostrati i dati di irradiazione solare media per metro quadro per ogni mese dell'anno. Sempre da tale figura si evince che nel sito in esame si avrà una produzione energetica specifica (ovvero per metro quadro di moduli) pari a **2.424 KWh/m<sup>2</sup>/anno**.

### 6.2. Producibilità energetica

Per il calcolo della produzione energetica è stato utilizzato il modulo Jolywood modello JW-HD120N. Tale modulo utilizza una innovativa tecnologia, che avvicina notevolmente le celle tra loro in modo da avere maggiore superficie captante a parità di ingombro del modulo stesso. Tale tecnologia ha consentito di innalzare l'efficienza di conversione del modulo, fino ad un massimo del 22.66% (vedi Figura 7). Il modulo è costituito mezza celle di silicio monocristallino di tipo P-Type ed è del tipo "bifacciale", cioè ha la parte posteriore (backsheet) trasparente e pertanto il silicio converte in energia elettrica anche la radiazione luminosa indiretta che irradia

la facciata posteriore del modulo. Il fattore di bifaccialità, che indica quale sia la capacità di conversione della radiazione luminosa del retro-pannello rispetto alla parte anteriore, è pari all'80%.

È utile sottolineare che per la valutazione della produzione energetica, oltre al valore di efficienza di conversione del pannello devono essere considerate altre voci di perdita.

Nel dettaglio si dovranno considerare le efficienze di:

- Inverter
- Trasformatori
- Cavidotti

Stimare in modo accurato i valori di tali efficienze è difficile, in quanto tutti dipendono dalle condizioni operative e quindi non costanti durante l'esercizio dell'impianto stesso.

Per la stima di tali efficienze è prassi comune utilizzare un valore di efficienza globale dell'impianto, che rappresenta la media di tali efficienze durante tutta la vita dell'impianto.

Per applicazioni di tali dimensioni, da misurazioni sperimentali, si è stimato un valore di circa il **10%**.

Da quanto appena detto sulle caratteristiche del pannello, dalle perdite globali e dal valore di radiazione media mensile valutata nel paragrafo precedente si è tracciato l'andamento della produzione energetica mensile dell'impianto.

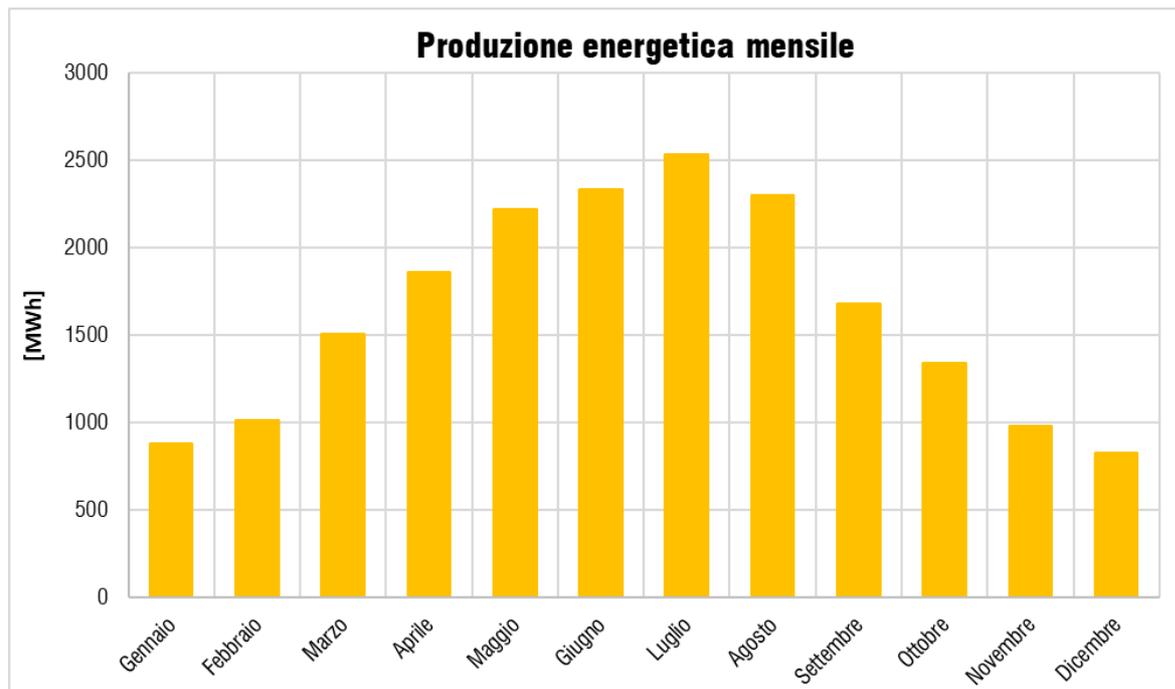


Figura 25. Media mensile della produzione energetica dell'impianto

In Figura 25 sono mostrati i valori di produzione energetica media dell'impianto espressi in MWh per ogni mese dell'anno. Sempre da tale figura si evince che nel sito in esame si avrà una produzione energetica annuale totale pari a **19.490 MWh/anno**.

### 6.3. Allegato – Report producibilità © PVGIS © European Communities



#### PVGIS-5 estimates of solar electricity generation

##### Provided inputs:

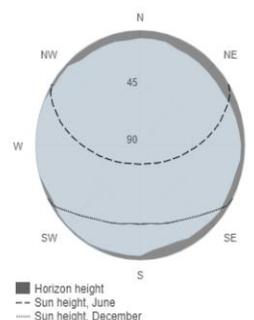
Latitude/Longitude: 38.078,12.675  
 Horizon: Calculated  
 Database used: PVGIS-SARAH2  
 PV technology: Crystalline silicon  
 PV installed: 9850 kWp  
 System loss: 10 %

##### Simulation outputs

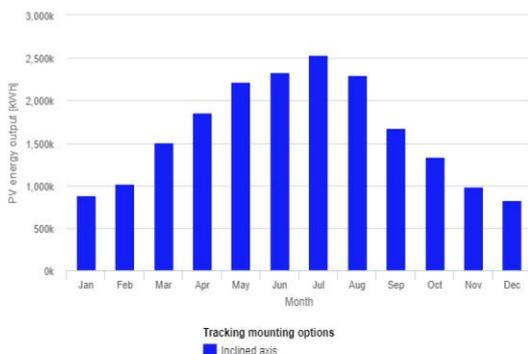
Slope angle [°]: 4  
 Yearly PV energy production [kWh]: 19490670.66  
 Yearly in-plane irradiation [kWh/m²]: 2423.98  
 Year-to-year variability [kWh]: 621270.2  
 Changes in output due to:  
 Angle of incidence [%]: -1.64  
 Spectral effects [%]: 0.72  
 Temp. and low irradiance [%]: -8.45  
 Total loss [%]: -18.37

\* IA: Inclined axis

##### Outline of horizon at chosen location:



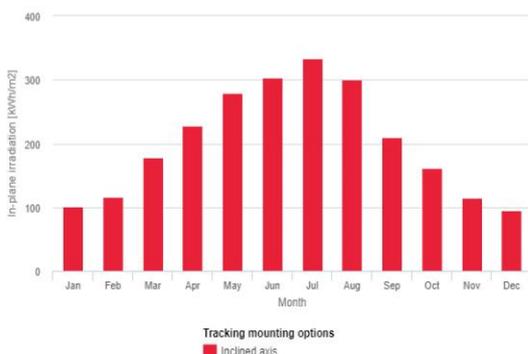
#### Monthly energy output from tracking PV system:



Month	Inclined axis		
	E_m	H(i)_m	SD_m
January	880214	100.54	114753.5
February	101639	116.86	180650.2
March	150742	178.31	184721.5
April	185960	227.56	145661.8
May	222274	279.94	167255.8
June	233717	304.13	89506.2
July	253494	334.32	71366.2
August	230215	300.12	132310.4
September	168096	210.37	78192.4
October	134035	161.93	109672.9
November	982566	114.99	92696.8
December	826113	94.89	102536.2

E\_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].  
 H\_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].  
 SD\_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

#### Monthly in-plane irradiation for tracking PV system:



The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

It is our goal to minimise disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

For more information, please visit [https://ec.europa.eu/info/legal-notice\\_en](https://ec.europa.eu/info/legal-notice_en)

Joint  
 Research  
 Centre

PVGIS ©European Union, 2001-2023.  
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2023/06/15

## 7. SISTEMI DI PROTEZIONE E SICUREZZA ELETTRICA

La connessione alla rete di e-distribuzione dovrà rispettare quanto prescritto nella normativa di riferimento, ovvero alle Regole Tecniche di Connessione (Norma CEI 0-16), integrate dalle regole previste dalla GUIDA PER LE CONNESSIONI ALLA RETE ELETTRICA DI E-DISTRIBUZIONE – SEZIONE E “GUIDA TECNICA ALLA CONNESSIONE IN MT”. Nello specifico, la guida tecnica alle connessioni di e-distribuzione ha lo scopo di integrare le Regole Tecniche di Connessione di riferimento (Norma CEI 0-16) per l'allacciamento di impianti attivi e/o passivi alle reti MT di e-distribuzione relativamente a prescrizioni che non sono esplicitamente trattate nella Norma CEI 0-16 o sono lasciate alla definizione del Distributore.

### 7.1. Protezioni da adottare per gli Utenti attivi

La linea MT del Distributore che alimenta l'Utente è normalmente dotata in partenza di protezioni di massima corrente di fase e contro i guasti a terra; possono essere presenti ulteriori protezioni installate lungo linea.

Tipicamente, il Distributore non installa alcun dispositivo di protezione presso gli Utenti. Di conseguenza, al fine di evitare che guasti interni all'impianto dell'Utente abbiano ripercussioni sull'esercizio della rete del Distributore, l'Utente deve installare un Sistema di Protezione Generale comprendente relè di protezione di massima corrente di fase e contro i guasti a terra. Il Sistema di protezione associato al Dispositivo Generale (ovvero Sistema di Protezione Generale, SPG nel seguito) è composto da:

- trasformatori/trasduttori di corrente di fase e di terra (ed eventualmente trasformatori/trasduttori di tensione) con le relative connessioni al relè di protezione;
- relè di protezione con relativa alimentazione;
- circuiti di apertura dell'interruttore.

Il SPG deve comprendere un relè (protezione generale, PG) che realizzi: protezione di **massima corrente di fase** almeno bipolare a tre soglie, una a tempo dipendente, le altre due a tempo indipendente definito; poiché la prima soglia viene impiegata contro il sovraccarico, la seconda viene impiegata per conseguire un intervento ritardato e la terza per conseguire un intervento rapido, nel seguito, per semplicità, ci si riferirà a tali soglie con i simboli:

- prima soglia (sovraccarico), dedicata alla rilevazione degli eventi di sovraccarico di piccola entità originati dall'impianto di Utente, indicata nel seguito come soglia  $I >$ ;
- seconda soglia (soglia 51, con ritardo intenzionale), dedicata alla rilevazione degli eventi di cortocircuito polifase su impedenza (ovvero di sovraccarico di elevata entità) all'interno dell'impianto di Utente, indicata nel seguito come soglia  $I > >$ ;
- terza soglia (soglia 50, istantanea), dedicata alla rilevazione degli eventi di cortocircuito polifase franco all'interno dell'impianto di Utente, indicata nel seguito come soglia  $I > > >$
- protezione di massima corrente omopolare a due soglie, oppure (quando il contributo alla corrente capacitiva di guasto monofase a terra della rete MT dell'Utente supera l'80% della corrente di regolazione stabilita dal Distributore per la protezione 51N) protezione direzionale di terra a due soglie e massima corrente omopolare a una soglia.

Nel caso di protezione di **massima corrente omopolare**:

- prima soglia, dedicata alla rilevazione degli eventi di guasto monofase a terra (sia esso franco o su impedenza) all'interno dell'impianto di Utente, indicata nel seguito come soglia  $I_0 >$ ;
- seconda soglia, dedicata alla rilevazione degli eventi di guasto doppio monofase a terra, con uno dei punti di guasto all'interno dell'impianto di Utente, indicata nel seguito come soglia  $I_0 > >$

Nel caso di **protezione direzionale di massima corrente omopolare**:

- prima soglia, dedicata alla rilevazione degli eventi di guasto monofase a terra durante il funzionamento in regime di neutro compensato, indicata nel seguito come soglia 67N.S1;
- seconda soglia, dedicata alla rilevazione degli eventi di guasto monofase a terra durante il funzionamento in regime di neutro isolato, indicata nel seguito come soglia 67N.S2.

### 7.1.1. Protezione di massima corrente di fase

I valori di regolazione minimi comunicati dal Distributore all'Utente circa la protezione di massima corrente di fase sono di seguito riportati:

- prima soglia ( $I >$ , attivazione opzionale): valore e tempo di estinzione da concordare con il Distributore;
- seconda soglia ( $I > >$ ): valore 250 A; tempo di estinzione della sovracorrente: 500 ms;
- terza soglia ( $I > > >$ ): valore 600 A; tempo di estinzione della sovracorrente: 120 ms

I valori minimi di regolazione qui indicati sono riferiti ai livelli di tensione maggiormente diffusi (15 kV e 20 kV); si devono prevedere valori analoghi per gli altri livelli di tensione.

### 7.1.2. Protezione di massima corrente omopolare

Reti a neutro isolato:

- prima soglia ( $I_0 >$ , impiegata solo in assenza della 67N.S1 e 67N.S2): valore 2 A; tempo di estinzione del guasto: 170 ms;
- seconda soglia ( $I_0 > >$ , impiegata solo con presenza 67N. S2): valore 140 % della corrente di guasto monofase a terra comunicata dal Distributore; tempo di estinzione del guasto: 170 ms

Reti a neutro compensato:

- prima soglia ( $I_0 >$ , impiegata solo in assenza della 67N.S1 e 67N.S2): valore 2 A; tempo di estinzione del guasto: 450 ms (salvo i casi di Utenti con DG conforme a quanto disposto nel paragrafo 8.6 Norma CEI 0-16, per i quali il tempo ammissibile per la completa estinzione del guasto a terra da parte del DG è elevabile a 800 ms);
- seconda soglia ( $I_0 > >$ , sempre presente anche con 67N.S1 e 67N.S2): sempre presente, anche con 67N; valore 140 % della corrente di guasto monofase a terra comunicata dal Distributore (tipicamente, 70 A reti a 20 kV e 56 A per reti a 15 kV); tempo di estinzione del guasto: 170 ms

In alternativa alle regolazioni sopra espone, per gli utenti di reti a neutro compensato che non necessitano della protezione 67N.S1 e 67N.S2, può essere impiegata la sola soglia  $I_0 >$ , con le seguenti regolazioni: valore 2 A; tempo di estinzione del guasto: 170 ms.

### 7.1.3. Protezione direzionale di terra

I valori di regolazione della protezione direzionale di terra sono di seguito riportati:

1. soglia 67N.S1 (selezione guasti a terra in regime di neutro compensato)
  - $I_0$ : 2 A
  - $U_0$ : 5 V;
  - settore di intervento (ritardo di  $I_0$  rispetto a  $U_0$ ):  $60^\circ \div 250^\circ$ ;
  - tempo di estinzione del guasto: 450 ms;
2. soglia 67N.S2 (selezione guasti a terra in regime di neutro isolato)
  - $I_0$ : 2 A
  - $U_0$ : 2 V;
  - settore di intervento (ritardo di  $I_0$  rispetto a  $U_0$ ):  $60^\circ \div 120^\circ$ ;
  - tempo di estinzione del guasto: 170 ms;

I valori minimi di regolazione qui indicati sono riferiti ai livelli di tensione maggiormente diffusi (15 kV e 20 kV); si devono prevedere valori analoghi per gli altri livelli di tensione.

## 8. SISTEMI DI REGOLAZIONE E CONTROLLO DELL'IMPIANTO

Come previsto dal Codice di Rete le principali funzionalità richieste agli impianti fotovoltaici sono le seguenti:

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

### 8.1. Avviamento, sincronizzazione e presa di carico

Nel presente paragrafo vengono descritti i criteri di avviamento dei sistemi di generazione che possono funzionare in parallelo con la rete. Le prescrizioni riportate nel presente paragrafo sono da riferirsi singolarmente a ciascun gruppo di generazione presente nell'impianto.

Il parallelo dell'impianto di produzione con la rete non deve essere consentito in caso di mancanza della tensione di rete o di valori di tensione e frequenza sulla rete MT non compresi entro i valori di seguito stabiliti.

- La tensione di rete per la sincronizzazione e la presa di carico deve essere compresa tra il 90% e il 110% del valore nominale per almeno 30 s.

- La frequenza di rete prima del parallelo dei generatori deve mantenersi stabile nell' intervallo  $49,9 \div 50,1$  Hz per almeno 30 s. Tale tempo si riferisce alla partenza degli impianti, alla riconnessione dopo una manutenzione e, in generale, alla ripartenza dopo una disconnessione non dipendente dall'intervento delle protezioni. In caso di rientro a seguito intervento della protezione di interfaccia, vale quanto indicato al par. 8.8.7.2 della Norma CEI 0-16.
- I valori minimi e massimi di rampa di variazione della potenza attiva dei gruppi, a salire e a scendere, devono essere concordati con il pertinente gestore di sistema. Qualora nessun range venga specificato e non ci siano limiti legati alle caratteristiche specifiche del gruppo di generazione e in particolare alla tecnologia del motore primo, si può utilizzare un range di variazione di default pari a  $1 \div 20\%$ /minuto.
- Per gli impianti con una potenza nominale superiore a 1 MW, la presa di carico può essere realizzata a livello di impianto con l'utilizzo di un apposito controllore centrale di impianto CCI che assicuri il rispetto e la verificabilità dei requisiti di cui sopra, con le caratteristiche funzionali di cui all'Allegato O della Norma CEI 0-16.

## 9. OPERE DI RETE PER LA CONNESSIONE

### 9.1. Inquadramento cavidotti 20 kV

L'impianto agrivoltaico Bellanova verrà connesso alla sezione 20 kV di uno stallo nella cabina primaria CP AT/MT Custonaci per mezzo una terna di elettrodotto in cavo interrato MT a 20 kV.

Il tracciato degli elettrodotti interrati è stato studiato al fine di assicurare il minor impatto possibile sul territorio, prevedendo il percorso all'interno delle sedi stradali esistenti. I cavi transiteranno all'interno del comune di Custonaci (TP). Si prevede di utilizzare cavi unipolari ARE4H5EX 12/20 kV da 240 mm<sup>2</sup> in quanto la loro guaina maggiorata funge da protezione meccanica per la posa interrata come previsto dalla norma CEI 11-17.

Nel caso di coesistenza di più cavidotti all'interno nel medesimo percorso si prevede di ubicare tutte le linee necessarie all'interno della medesima trincea in maniera tale da minimizzare l'impatto sul territorio e sui costi di scavo. Le terne saranno inoltre opportunamente distanziate in maniera tale da diminuire, per quanto possibile, la mutua influenza termica delle medesime.

Nello stesso scavo verrà steso anche un ulteriore tri-tubo in PVC di sezione minima 50 mm per la posa di Fibre ottiche a servizio dell'impianto.

Il percorso si sviluppa per lo più su strade secondarie o poderali e come tali non dovrebbero presentare particolari problemi nella realizzazione dello scavo. In caso di interferenza con infrastrutture di una certa entità, si dovrà prevedere il loro superamento per mezzo di Trivellazione Orizzontale Controllata (T.O.C.).

Tabella 8. Strade percorse dall'elettrodotto collegante il la cabina di consegna CC con la Cabina Primaria di Custonaci

<b>CAVIDOTTO 20 kV IMPIANTO AGRIVOLTAICO CABINA DI CONSEGNA – CP CUSTONACI</b>	
<b>COMUNE DI APPARTENENZA</b>	<b>STRADE PERCORSE</b>
<b>Custonaci (TP)</b>	<b>SB 53</b>
	<b>SS 187</b>
	<b>Strada comunale Circonvallazione di Custonaci</b>
	<b>SP 16</b>

## 9.2. Inquadramento stallo di consegna CP Custonaci



Figura 26. Inquadramento CP Custonaci

La cabina primaria AT/MT Custonaci è ubicata in prossimità di Contrada Bellazita nel comune Custonaci (TP) occupando un'area di forma pressoché trapezoidale di circa 8.000 mq.

All'interno della suddetta area saranno ubicate:

- Cabina di consegna e-distribuzione 20 kV per la raccolta dei cavidotti provenienti dalla cabina di consegna Utente del parco agrivoltaico.
- Stallo di trasformazione AT/MT 150/20 kV;
- Sistemi ausiliari (SS.AA.)

## 9.3. Schema di connessione alla rete

Dalla CC Utente partirà una terna di cavidotto 20 kV ARE4H5EX 12/20 kV da 240 mm<sup>2</sup> per il collegamento della CC Utente appena descritta con la cabina di consegna all'interno della CP Custonaci, per mezzo di uno stallo a 20 kV da prevedersi all'interno della stessa cabina. L'impianto di rete per la connessione a cura dell'impianto Bellanova origina dalla partenza della linea a 20 kV nella CC Utente (di proprietà del proponente) e termina presso i terminali del cavo nella sbarra a 20 kV della stazione CP Custonaci. L'impianto in oggetto verrà connesso alla CP Custonaci mediante un collegamento in antenna.

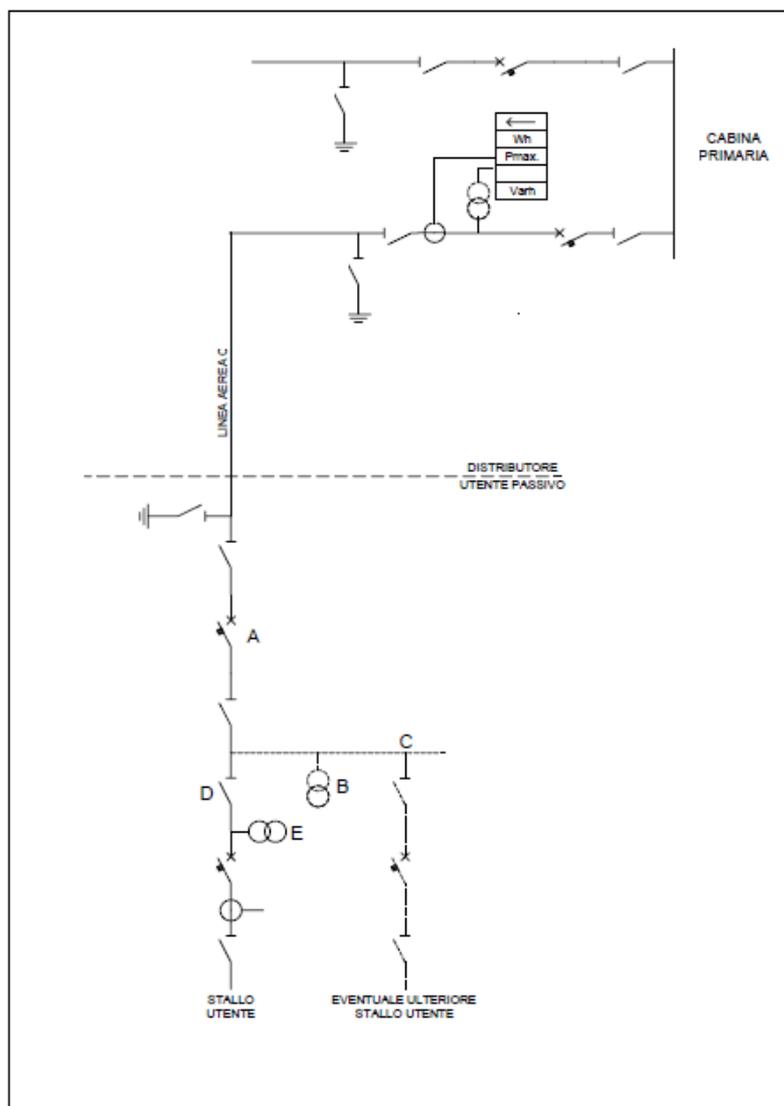


Figura 27. Schema unifilare Inserimento in antenna per utenti attivi secondo norma CEI 0-16

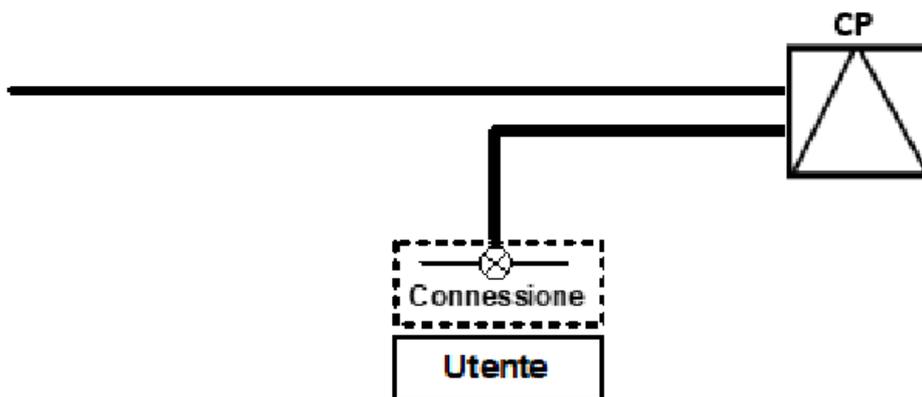


Figura 28. Inserimento in antenna secondo norma CEI 0-16

### 9.3.1. Sistema a 20 kV

Il sistema è costituito dagli elementi necessari a connettere la rete dell'impianto agrivoltaico allo stallo a 20 kV della stazione CP Custonaci e ad alimentare i Servizi Ausiliari (SS.AA.).

Nel sistema a 20 kV posto all'interno della cabina di consegna si utilizzano cavi isolati e celle prefabbricate certificati dal produttore, avendo superato le prove di tipo corrispondenti ed essendo sottoposti a prove specifiche ad ogni fornitura per assicurare che si il livello di isolamento sia assicurato.

Il sistema a 20 kV comprende l'edificio utente, nel quale sarà installato un quadro MT 20 kV di tipo protetto in apposito locale, costituito da:

- Scomparto misure;
- Trasformatore servizi ausiliari;
- Partenza della linea 20 kV verso lo stallo della CP Custonaci
- Dispositivo di interfaccia per la linea in partenza verso la CP Custonaci;
- Interruttori di linea relativi alle linee in arrivo dai sottocampi del parco agrivoltaico;
- Sistema di rifasamento.

Oltre agli apparati principali sopra menzionati, si prevedono i corrispondenti apparati di misura, comando, controllo e protezione necessari per la corretta funzionalità dell'impianto installati all'interno dell'edificio di controllo.

Come dati di progetto per la protezione di rete sulla sbarra 20 kV dell'Utente si adottano i seguenti valori:

Tabella 9: Caratteristiche elettriche sistema a 20 kV

CARATTERISTICHE ELETTRICHE	
Tensione nominale di esercizio [kV]	20
Tensione massima [kV]	41,4
Frequenza nominale [Hz]	50
Minima frequenza [Hz] (1ª soglia)	47,5
Massima frequenza [Hz] (1ª soglia)	51,5

### 9.3.2. Servizi ausiliari

I servizi ausiliari (SS.AA.) verranno alimentati dal trasformatore servizi ausiliari che si trova nel locale 20 kV dell'edificio di controllo impianto Bellanova.

I servizi ausiliari sono costituiti dai sistemi necessari per il funzionamento della cabina di consegna. Si installeranno sistemi di alimentazione in corrente alternata e per alimentare i distinti componenti di controllo, protezione e misura. I servizi di corrente alternata saranno alloggiati in diversi armadi destinati a realizzare le rispettive distribuzioni.

Si è stimata una potenza richiesta in prelievo per i servizi ausiliari dell'impianto Bellanova di circa 100 kW per l'alimentazione della strumentazione presente all'interno del campo agrivoltaico (quadri di controllo, illuminazione ecc..).

Per disporre dei **Servizi ausiliari in CA** è prevista l'installazione di un trasformatore con le seguenti caratteristiche:

TRASFORMATORE SERVIZI AUSILIARI	
Potenza nominale [kVA]	100
U1n [Kv]	20 ±3x2,5
U2n [v]	420
Gruppo di connessione	Dyn11
Principali utenze	<ul style="list-style-type: none"><li>- Raddrizzatori</li><li>- Motori di manovra</li><li>- Illuminazione</li><li>- FM privilegiata</li></ul>

Tabella 10. Caratteristiche trasformatore servizi ausiliari

L'edificio comando sarà inoltre munito di apposito loculo per ospitare un gruppo elettrogeno idoneo. L'alimentazione dei **Servizi in CC** è assicurata da un idoneo sistema raddrizzatore/batterie a 110 Vcc. Le caratteristiche del raddrizzatore e delle batterie verranno scelte durante la fase esecutiva. Le apparecchiature alimentate alla tensione di 110 Vcc funzioneranno ininterrottamente. Il processo di carica delle batterie sarà gestito automaticamente, senza la necessità di alcun tipo di vigilanza o controllo, quindi più sicuro per il mantenimento di un servizio permanente. Le apparecchiature saranno idonee a funzionare con temperature interne all'edificio comprese tra 10°C e 40°C. In condizioni di normale funzionamento (corrente alternata presente), il raddrizzatore fornirà sia la corrente di funzionamento degli ausiliari in corrente continua, sia la corrente di mantenimento o di carica necessaria per la batteria.

In assenza di corrente alternata di alimentazione, la batteria deve essere in grado di alimentare i circuiti ausiliari in corrente continua utilizzatori per il tempo prefissato.

L'alimentazione dei servizi ausiliari, in condizioni di emergenza, sarà effettuata con un generatore Diesel da 25 kVA in BT dimensionato per alimentare i carichi "privilegiati". L'attivazione del generatore diesel avverrà in assenza di alimentazione dalla rete elettrica nazionale.

### 9.3.3. Cabina di consegna DG2061

Per l'impianto agrivoltaico in oggetto è prevista una cabina di consegna energia CC conforme alla specifica di E-Distribuzione "DG2061 ed.9", ad uso esclusivo di e-distribuzione, che alimenta in MT una cabina denominata utente dove trovano alloggio tutte le apparecchiature MT di protezione, sezionamento conformi alla CEI 0-16 e trasformatore MT/BT per i servizi ausiliari. A quest'ultima cabina sono interconnesse le cabine di sottocampo/trasformazione con installato un trasformatore in resina 20/0,8 kV, a mezzo quadro di bassa tensione di parallelo si collegano i rispettivi inverter trifase di stringa installati sul campo.

La struttura prefabbricata della cabina di consegna sarà costruita secondo quanto prescritto dalle norme CEI EN 61936-1 "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata Parte 1: Prescrizioni comuni", dalle Norme CEI 11-35 "Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/Utente finale" e dalle Norme CEI 0-16 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica". Le strutture sono realizzate in modo da assicurare un grado di protezione verso l'esterno, IP 33 Norme CEI 70-1.

Nel caso specifico i manufatti prefabbricati DG2061 devono essere costruiti secondo quanto prescritto dalla Legge 5 Novembre 1971 n.1086 "Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica", dalla Legge n. 64 "Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche", dal D.M. 17 gennaio 2018 del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti "Norme tecniche per le Costruzioni".

I manufatti prefabbricati DG2061 devono essere realizzati da elementi componibili prefabbricati in calcestruzzo armato vibrato o a struttura monoblocco, tali da garantire pareti interne lisce senza nervature e una superficie interna costante lungo tutte le sezioni orizzontali.

Il calcestruzzo utilizzato per la realizzazione degli elementi costituenti i box deve essere additivato con fluidificanti-impermeabilizzanti al fine di ottenere adeguata protezione contro le infiltrazioni d'acqua per capillarità.

I manufatti realizzati devono assicurare verso l'esterno un grado di protezione IP 33 Norme CEI EN 60529. A tale scopo le porte e le finestre utilizzate devono essere del tipo omologato e-distribuzione.

Tutte le cabine, indipendentemente dalla tipologia costruttiva, devono poter essere sollevate complete di apparecchiature ad eccezione del trasformatore.

I quadri BT (specificata tecnica GSCL002) saranno posizionati su un supporto di acciaio utilizzando i supporti distanziatori unificati DS 3055; il numero massimo di linee BT è n. 8 con interruttori BT fino a 350 A (tipo GSCL003) su quadro BT e, in casi eccezionali, 630 A, su supporto non unificato per la posa sul telaio porta quadri BT.

Nel caso di fornitura di cabine complete di apparecchiature MT/BT (escluso TR), il costruttore dovrà assicurarne il loro fissaggio a terra anche durante il trasporto.

Si devono impiegare solo trasformatori (specificata tecnica GST001) con isolatori MT con presa a spina a cono interno (Isolatore passante con presa a spina 24 kV - 250 A per trasformatori MT/BT isolati) con potenza fino a 630 kVA.

Per completare il montaggio del manufatto DG2061 e per l'ingresso cavi, deve essere realizzato un basamento prefabbricato (basamento raccolta olio) da interrare in opera. Gli elementi metallici, come serramenti, porte e finestre accessibili dall'esterno, non devono essere collegati all'impianto di terra in applicazione del provvedimento M1.1. della norma CEI EN 50522.

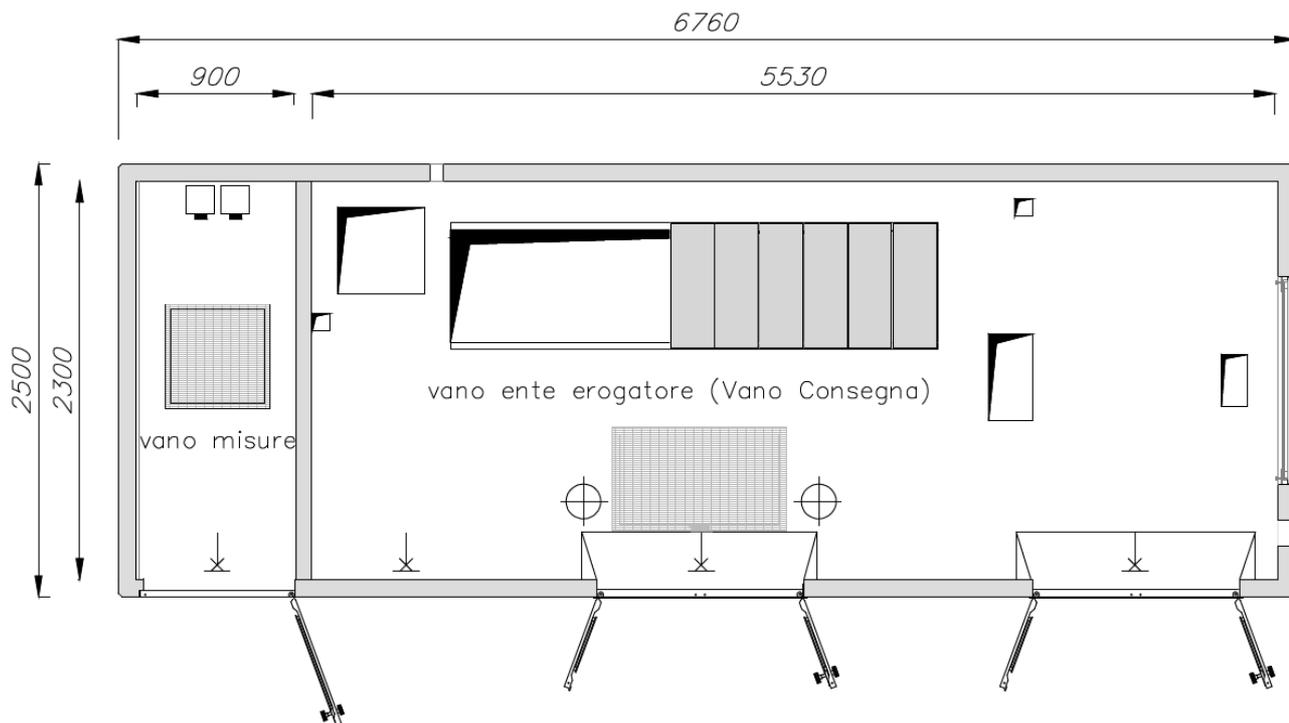


Figura 29. Tipico cabina di consegna DG2061 Ed.09

L'armatura interna dei fabbricati è totalmente collegata meccanicamente ed elettricamente in modo da creare una vera e propria gabbia di faraday che dal punto di vista elettrico protegge il manufatto da sovratensioni di origine. Le dimensioni e le armature metalliche delle pareti sono sovradimensionate rispetto a quelle occorrenti per la stabilità della struttura in opera, in quanto le sollecitazioni indotte nei vari elementi durante le diverse fasi di sollevamento e di posa in opera sono superiori a quelle che si generano durante l'esercizio.

## 9.4. Sottoservizi interrati

Il parco agrivoltaico Bellanova attraversa per lo più zone rurali in cui è improbabile la presenza di sottoservizi interrati. Tuttavia gli stessi potrebbero essere presenti ed interferire con il percorso del cavidotto, è dunque necessario contattare gli enti dei suddetti sottoservizi interrati inoltrando loro comunicazione PEC del progetto e la richiesta se lo stesso interferisca con i loro sottoservizi interrati.

Tabella 11. Enti da contattare

Ente	PEC
<b>Italgas reti S.p.a.</b>	italgasreti@pec.italgasreti.it
<b>E-distribuzione S.p.a.</b>	e-distribuzione@pec.e-distribuzione.it
<b>Anas S.p.A.</b>	anas.sicilia@postacert.stradeanas.it
<b>SNAM Rete Gas</b>	distrettosic@pec.snamretegas.it
<b>Autorità di Bacino del Distretto Idrografico della Sicilia</b>	autorita.bacino@certmail.regione.sicilia.it
<b>Telecom Italia</b>	telecomitalia@pec.telecomitalia.it aol.sicilia.ovest@pec.telecomitalia.it
<b>Comune di Castellammare del Golfo</b>	comune.castellammare.tp@pec.it
<b>Comune di Custonaci</b>	protocollo@pec.comunecustonaci.it

Gli enti riportati nella tabella precedente devono tutti essere contattati al fine di individuare e risolvere eventuali interferenze con le opere di connessione.