



## IMPIANTO AGRIVOLTAICO CON OPERE DI CONNESSIONE

**BIO3 PV HYDROGEN S.R.L.**

**POTENZA IMPIANTO 151,61 MWp - COMUNE DI BRINDISI (BR)**

### Proponente

**BIO3 PV HYDROGEN S.R.L.**

VIA GIOVANNI BOVIO 84 - 76014 SPINAZZOLA (BT) - P.IVA: 08695720725 – PEC: [bio3pvhydrogen@pec.it](mailto:bio3pvhydrogen@pec.it)

### Progettazione

**Ing. Antonello Ruttilio**

VIA R. ZANDONAI 4 – 44124 - FERRARA (FE) - P.IVA: 00522150382 – PEC: [incico@pec.it](mailto:incico@pec.it)

Tel.: +39 0532 202613 – email: [a.ruttilio@incico.com](mailto:a.ruttilio@incico.com)

### Coordinamento progettuale

**Envidev Consulting s.r.l**

CORSO VITTORIO EMANUELE II 287 – 00186 - ROMA (RM) - P.IVA: 01653460558 – PEC: [envidev\\_csrl@pec.it](mailto:envidev_csrl@pec.it)

Tel.: +39 3666 376 932 – email: [francesco@envidevconsulting.com](mailto:francesco@envidevconsulting.com)

### Titolo Elaborato

#### RELAZIONE TECNICO DESCRITTIVA

LIVELLO PROGETTAZIONE	CODICE ELABORATO	FILE NAME	DATA
DEFINITIVO	PD_REL02	24ENV08_PD_REL02.00 - Relazione tecnico descrittiva	LUGLIO 2024

### Revisioni

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
0	LUGLIO 2024	EMISSIONE PER PERMITTING	MGA	FCO	ARU



COMUNE DI BRINDISI (BR)

REGIONE PUGLIA



# RELAZIONE TECNICO DESCRITTIVA

## INDICE

<b>1</b>	<b>PREMESSA .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>NORMATIVA DI RIFERIMENTO .....</b>	<b>1</b>
<b>3</b>	<b>DESCRIZIONE DEL SITO .....</b>	<b>3</b>
3.1	Ubicazione.....	3
3.2	Analisi delle pendenze .....	5
3.3	Risorsa solare .....	7
3.4	Albedo Terrestre.....	8
<b>4</b>	<b>PROCEDURE DI CALCOLO .....</b>	<b>8</b>
4.1	Criterio generale di progetto .....	8
4.2	Criterio di stima dell'energia prodotta.....	9
4.3	Criterio di verifica elettrica.....	9
<b>5</b>	<b>DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO .....</b>	<b>10</b>
5.1	Componenti dell'impianto .....	10
5.1.1	Moduli fotovoltaici.....	10
5.1.2	Inseguitori Monoassiali .....	11
5.1.3	Inverter di stringa.....	12
5.1.4	Stazione di trasformazione .....	14
5.1.5	Cabina d'interfaccia.....	16
5.2	Cablaggi.....	17
5.2.1	Cavi BT.....	17
5.2.2	Cavi MT.....	17
<b>6</b>	<b>DISPOSITIVI DI PROTEZIONE PER COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA .....</b>	<b>18</b>
6.1	Dispositivo del generatore (DDG).....	18
6.2	Dispositivo di interfaccia (DDI) .....	18
6.3	Dispositivo generale (DG).....	18
6.4	Dispositivo di rinalzo (DDR) .....	18
6.5	Sistema di protezione generale (SPG).....	18
6.6	Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI).....	18
6.7	Protezione Generale (PG).....	20
<b>7</b>	<b>SICUREZZA DELL'IMPIANTO.....</b>	<b>21</b>
7.1	Protezione da corto circuiti sul lato DC dell'impianto.....	21
7.2	Protezione da contatti accidentali lato DC.....	21
7.3	Protezione da fulmini lato DC.....	21

7.4	Protezione sul lato AC dell'impianto.....	21
7.5	Impianto di messa a terra .....	21
8	RISPARMIO COMBUSTIBILE.....	23

## 1 PREMESSA

Il presente elaborato descrive le caratteristiche e le metodologie utilizzate per il dimensionamento dell'impianto agrivoltaico, associato alla proponente Società BIO3 PV HYDROGEN S.R.L. con sede in VIA GIOVANNI BOVIO 84 76014 SPINAZZOLA (BT). Tutte le parti di impianto oggetto della presente valutazione saranno realizzate nel territorio del comune di Brindisi (BR), con moduli installati su strutture tracker a terra, ovvero su apposite strutture di sostegno direttamente infisse nel terreno senza l'ausilio di elementi in calcestruzzo, sia prefabbricato che gettato in opera.

L'impianto avrà potenza nominale di picco pari a 151,61 MWp.

L'impianto sarà realizzato a regola d'arte, come prescritto dalla Legge n. 186 del 1° marzo 1968 e ribadito dal DM 37/08. Per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni sul lavoro, sarà naturalmente rispettato quanto prescritto dal Testo unico sulla Sicurezza D.Lgs. 81/08.

Le caratteristiche dell'impianto, nonché di tutte le sue componenti, saranno in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare saranno conformi:

- alle prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VV.F.;
- alle prescrizioni ed indicazioni del Gestore di Rete e della Società Distributrice dell'energia elettrica;
- alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

## 2 NORMATIVA DI RIFERIMENTO

Dovranno essere rispettate le prescrizioni imposte dalla D.M. 37-2008: Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici. Devono essere altresì rispettate le prescrizioni dettate dalle seguenti disposizioni legislative:

- ✓ Legge n.186/1968: "Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni ed impianti elettrici ed elettronici";
- ✓ DM 37/08 "Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici."
- ✓ DPR 380/2001 "Ripubblicazione del testo del decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380, recante: "Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia. (Testo A)", corredato delle relative note. (Decreto pubblicato nel supplemento ordinario n. 239/L alla Gazzetta Ufficiale - serie generale - n. 245 del 20 ottobre"
- ✓ D.lgs. 387/2003 (fonti rinnovabili) Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.
- ✓ D.lgs. 28/2011 (fonti rinnovabili) Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE. (11G0067).
- ✓ DPR 462/2001 (verifiche periodiche impianti di terra) Regolamento di semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra di impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi.
- ✓ D.Lgs. n.81 del 9/04/2008: "Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro";
- ✓ Legge 791/77: "attuazione della direttiva europea n.73/23/CEE - Direttiva Bassa Tensione"
- ✓ D.Lgs. 14/08/96 n°493: "Segnaletica di sicurezza e/ o salute sul luogo del lavoro";
- ✓ D.Lgs. 12/11/96 n°615: "Attuazione della direttiva 89/336/CEE del Consiglio del 03/05/1989 in materia di riavvicinamento delle legislazioni degli stati membri relative alla compatibilità elettromagnetica, modificata ed integrata dalla direttiva 92/31/CEE del Consiglio del 28/04/1992, dalla direttiva 93/68/CEE del Consiglio del

22/07/1993 e dalla direttiva 93/97/CEE del Consiglio del 29/10/1993". D.G.R. 5/1 del 28/01/2016.

- ✓ In base alla destinazione finale d'uso degli ambienti interessati, dovranno essere rispettate le prescrizioni normative tecniche dettate da:
- ✓ CEI 64-8: "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in C.A. e a 1500 V in C.C.";
- ✓ CEI EN IEC 61439: "Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT). Parte 1: Regole generali. Parte 2: Quadri di potenza";
- ✓ CEI 23-51: "Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare." Si sottolinea come, in conformità a quanto prescritto dalla Normativa
- ✓ CEI 23-51, i quadri di distribuzione con corrente nominale maggiore di 32A (e minore di 125A), sono sottoposti a verifiche analitiche dei limiti di sovratemperatura, secondo le modalità illustrate dalla stessa CEI 11-17;V2 "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo";
- ✓ CEI 20-22: "Prova dei cavi non propaganti l'incendio";
- ✓ CEI 20-38: "Cavi isolati con gomma non propaganti l'incendio ed a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi";
- ✓ ISO 3684: "Segnali di sicurezza, colori";
- ✓ CEI 81-3: "Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato nei comuni d'Italia, in ordine alfabetico";
- ✓ CEI 81-10/1;EC1: "Protezione contro i fulmini" Principi generali CEI 81-10/2;EC1: "Protezione contro i fulmini" Valutazione del rischio CEI 81-10/3;EC1: "Protezione contro i fulmini" Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone CEI 81-10/4;EC1: "Protezione contro i fulmini" Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture;
- ✓ Sono inoltre considerate le raccomandazioni contenute all'interno delle seguenti Guide:
- ✓ CEI 82-25 Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione;
- ✓ CEI EN IEC 61724-1 Photovoltaic system performance Part 1: Monitoring
- ✓ CEI 99-4: Guida per l'esecuzione delle cabine elettriche AT/BT del cliente/utente finale.
- ✓ CEI EN 60909-0 "Correnti di corto circuito nei sistemi trifase in corrente alternata. Parte 0. Calcolo delle correnti";
- ✓ CEI 11-28 "Guida d'applicazione per il calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali a bassa tensione";
- ✓ CEI 64-50 "Guida per l'integrazione nell'edificio degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione per impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati. Criteri generali";
- ✓ CEI 64-53: "Guida per l'integrazione nell'edificio degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione per impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati. Criteri particolari per edifici ad uso prevalentemente residenziale;
- ✓ CEI 0-16; V2:" Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica";
- ✓ Codice di rete Terna, predisposto in conformità a quanto previsto nel D.P.C.M. dell'11 maggio 2004 e s.m.i. in materia di unificazione tra proprietà e gestione della rete.

### 3 DESCRIZIONE DEL SITO

#### 3.1 Ubicazione

Il dimensionamento energetico dell'impianto agrivoltaico connesso alla rete del distributore è stato effettuato tenendo conto, oltre che della disponibilità economica, di:

- disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto agrivoltaico;
- disponibilità della fonte solare;
- fattori morfologici e ambientali (ombreggiamento).

L'ubicazione dell'impianto ha le caratteristiche mostrate in Tabella 3-1.

Caratteristiche dell'ubicazione dell'impianto agrivoltaico	
Città	Brindisi
Regione	Puglia
Paese	Italy
Latitudine	+40.61 °
Longitudine	+18.01 °
Altitudine	8.22 m a.m.s.l.
Fuso orario	UTC +1

Tabella 3-1 Caratteristiche del sito

L'ubicazione del progetto è mostrata in Figura 3-1. Una vista più ravvicinata della regione è mostrata in Figura 3-2.

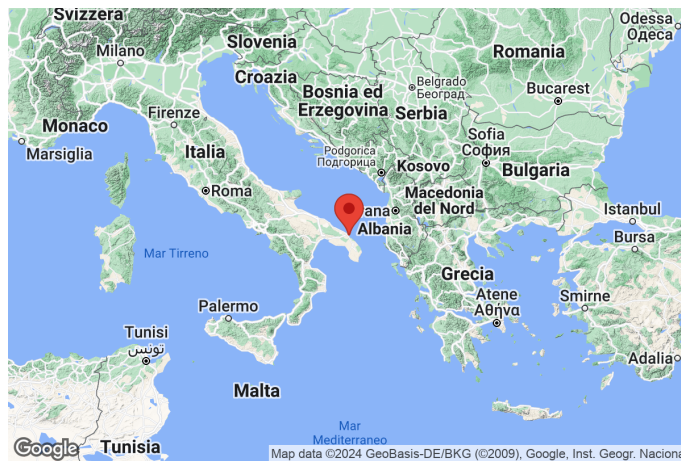


Figura 3-1- Ubicazione dell'impianto PV nella regione Puglia, in Italia



Figura 3.2 - Vista ravvicinata dell'impianto PV nella regione Puglia

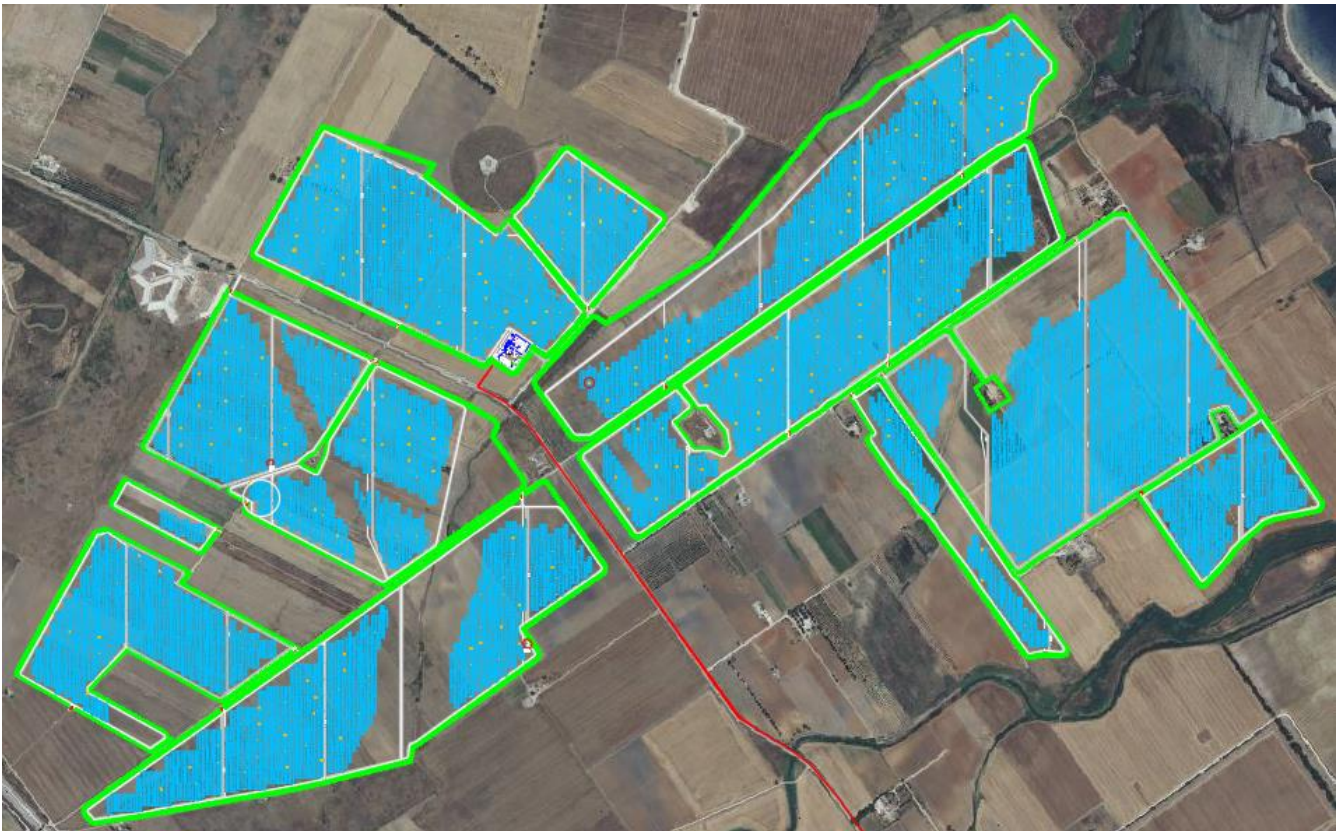
Le caratteristiche dell'impianto sono riassunte nella tabella sottostante:

Caratteristiche principali	
Ubicazione	Italia, Puglia
Potenza nominale inverter (AC)	126,40 MWac
Potenza di immissione (AC)	125,00 MWac
Potenza picco (DC)	151,61 MWdc
Rapporto DC/AC	1,20
Caratteristiche civili	
Area recintata	218.99 ha
Ground coverage ratio (GCR)	50.61 %
Tipo di struttura	Inseguitore monoassiale
Distanza tra le file (pitch distance)	4.75m
Caratteristiche elettriche	
Moduli PV (715.0 Wp)	212.044
Stazione di trasformazione MT/BT (fino a 4480 kW)	29
Numero di inverter (fino a 320 kVA)	395

Tabella 3-2 Caratteristiche impianto



Figura 3-3 - Layout generale impianto FV



L'area dove viene costruito l'impianto AGRFV è composta da 11 aree disponibili, con una superficie totale recintata di 218.99 ha.

Ci sono un totale di 15 aree ristrette non adatte per l'installazione di moduli fotovoltaici.

L'area disponibile finale copre una superficie di 188.39 ha.

### 3.2 Analisi delle pendenze

È stata fatta un'analisi topografica preliminare del terreno per studiare la disponibilità del terreno per la costruzione dell'impianto agrivoltaico.

La risoluzione della griglia dei dati di elevazione è di 30.0 m (direzioni Nord-Sud ed Est-Ovest). Questi dati sono stati forniti da Google Earth software (SRTM-30).

I risultati dell'analisi mostrano tre zone differenziate:

Zone dove la pendenza è inferiore al 5.00 %.

Zone dove la pendenza è tra il 5.00 % e 10.00 %.

Zone dove la pendenza è superiore al 10.00 %.

NOTA: le pendenze misurate sul sito durante l'esecuzione di un'analisi topografica dettagliata potrebbero essere maggiori delle pendenze ottenute usando i dati di Google Earth.

La mappa mostrata nella Figura sottostante rappresenta le pendenze del terreno, con i seguenti colori:

- Pendenze <5.00 %
- Pendenze >5.00 % e <10.00 %
- Pendenze >10.00 % e <15.00 %
- Pendenze >15.00 %



Figura 3-4 - Andamento delle pendenze nell'area

L'irraggiamento solare che raggiunge i moduli fotovoltaici cambierà se ci sono delle colline o delle montagne all'orizzonte. Questi ostacoli fisici bloccheranno la componente diretta dell'irradiazione durante alcuni periodi della giornata ed avranno un impatto anche sulla componente diffusa. Pertanto, il profilo dell'orizzonte influisce direttamente sul rendimento energetico dell'impianto agrivoltaico.

La linea dell'orizzonte ha un'elevazione media di 0.1° ed un'elevazione massima di 0.8°. Durante l'anno, il sole sarà bloccato sulla linea dell'orizzonte per un totale di 19 ore. La fonte dei dati per la linea dell'orizzonte è PVGIS 5.2.

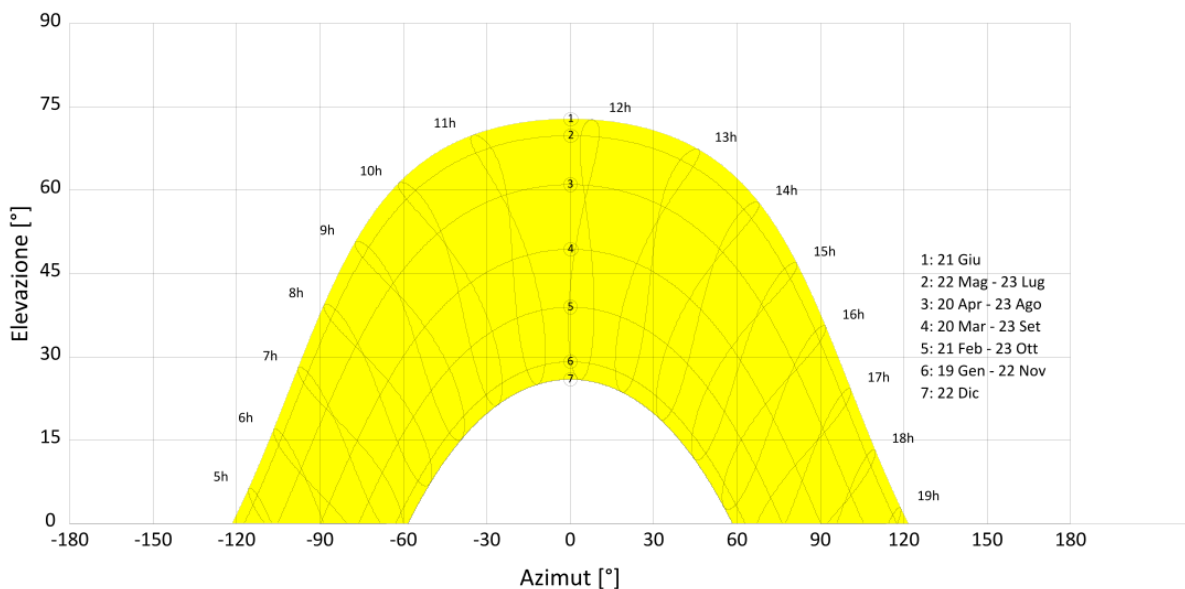


Figura 3-5- Profilo dell'orizzonte (fonte dati PVGIS 5.2)

### 3.3 Risorsa solare

Lo scopo dell'analisi delle risorse solari è di fornire una stima dell'energia solare che l'impianto agrivoltaico riceverebbe durante un anno tipico.

La risorsa solare viene generalmente fornita come una serie di valori orari di irradiazione e temperatura, per un periodo di un anno. Questa serie è chiamata Typical Meteorological Year (TMY).

La fonte per generare il TMY è stato il database PVGIS. Include previsioni meteorologiche dal 2005 ad oggi (il periodo reale potrebbe variare in funzione dell'ubicazione) ed ha una risoluzione spaziale di 4 km per 4 km. L'incertezza dei dati del database PVGIS è compresa tra  $\pm 3\%$  to  $\pm 10\%$ , in funzione dell'ubicazione.

I valori di temperatura oraria presenti nel TMY hanno permesso di individuare i seguenti valori:

- Temperatura minima:  $-0.1\text{ }^{\circ}\text{C}$ .
- Temperatura massima:  $42.59\text{ }^{\circ}\text{C}$ .
- Temperatura media:  $17.28\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Mese	GHI [kWh/m <sup>2</sup> ]	DHI [kWh/m <sup>2</sup> ]	Temperatura
1	67.5	27.6	10.62 °C
2	75.9	35.6	7.41 °C
3	112.4	59.1	11.92 °C
4	156.4	69.5	14.73 °C
5	215.3	68.9	19.71 °C
6	218.0	72.7	23.02 °C
7	251.8	58.9	27.76 °C
8	219.2	55.0	28.01 °C
9	147.6	51.2	22.37 °C
10	93.0	45.5	16.82 °C
11	64.5	32.1	13.39 °C
12	52.5	24.6	10.71 °C
<b>Anno</b>	<b>1674.0</b>	<b>600.6</b>	<b>17.21 °C</b>

Tabella 3-3 Valori mensili delle risorse solari

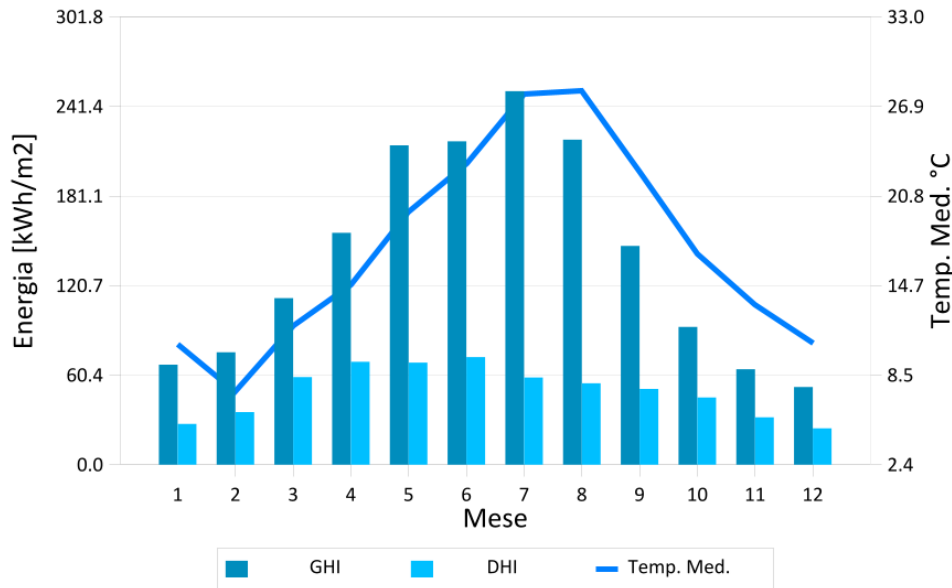


Figura 3-6- Grafico della risorsa solare

### 3.4 Albedo Terrestre

I dati di albedo della superficie usati nella simulazione sono stati ottenuti dall'API di NASA POWER. I valori di albedo sono definiti come "All Sky Surface Albedo", cioè il rapporto fra l'energia solare riflessa dalla superficie terrestre e la energia solare totale incidente che raggiunge la superficie. I valori derivano dai dati dei prodotti GEWEX SRB R4-IP e CERES SYN1deg, che hanno una risoluzione di 1x1 grado.

Il valore medio dell'albedo per tutto l'anno è di 5.08 %. I valori medi mensili sono mostrati in Tabella 3-4.

Valori mensili dell'albedo	
Gennaio	5.00 %
Febbraio	5.00 %
Marzo	5.00 %
Aprile	5.00 %
Maggio	5.00 %
Giugno	5.00 %
Luglio	5.00 %
Agosto	5.00 %
Settembre	5.00 %
Ottobre	5.00 %
Novembre	5.00 %
Dicembre	6.00 %
<b>Valore medio annuale</b>	<b>5.08 %</b>

Tabella 3-4 Valori mensili dell'albedo

## 4 PROCEDURE DI CALCOLO

### 4.1 Criterio generale di progetto

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto agrivoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile.

Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud ed evitando fenomeni di ombreggiamento. In funzione degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore stesso, sono comunque adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati.

Perdite d'energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento.

## 4.2 Criterio di stima dell'energia prodotta

L'energia generata dipende:

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);
- da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

Il valore del BOS può essere stimato direttamente oppure come complemento all'unità del totale delle perdite, calcolate mediante le seguenti formule:

$$\text{Totale perdite standard [\%]} = [1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

$$\text{Totale perdite con ottimizzatore [\%]} = [1 - (1 - a - b) \times (1 - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

per i seguenti valori:

- Perdite per riflessione;
- Perdite per ombreggiamento;
- Perdite per mismatching;
- Perdite per effetto della temperatura;
- Perdite nei circuiti in continua;
- Perdite negli inverter;
- Perdite nei circuiti in alternata.

## 4.3 Criterio di verifica elettrica

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

### TENSIONI MPPT

Tensione nel punto di massima potenza,  $V_m$ , a 70 °C maggiore o uguale alla Tensione MPPT minima ( $V_{mppt \min}$ ).

Tensione nel punto di massima potenza,  $V_m$ , a -10 °C minore o uguale alla Tensione MPPT massima ( $V_{mppt \max}$ ).

I valori di MPPT rappresentano i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di funzionamento alla massima potenza.

### TENSIONE MASSIMA

Tensione di circuito aperto,  $V_{oc}$ , a -10 °C minore o uguale alla tensione massima di ingresso dell'inverter.

### TENSIONE MASSIMA MODULO

Tensione di circuito aperto,  $V_{oc}$ , a -10 °C minore o uguale alla tensione massima di sistema del modulo.

### CORRENTE MASSIMA

Corrente massima (corto circuito) generata,  $I_{sc}$ , minore o uguale alla corrente massima di ingresso dell'inverter.

## DIMENSIONAMENTO

Dimensionamento compreso tra il 90 % e 150 %.

Per dimensionamento si intende il rapporto percentuale tra la potenza nominale dell'inverter e la potenza del generatore fotovoltaico a esso collegato (nel caso di sottoimpianti MPPT, il dimensionamento è verificato per il sottoimpianto MPPT nel suo insieme).

## 5 DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

Come è noto, la tecnologia fotovoltaica consente la conversione diretta dell'energia solare in energia elettrica, tale conversione avviene per mezzo delle celle fotovoltaiche che devono essere collegate elettricamente tra loro in serie e paralleli, andando a formare i moduli fotovoltaici, i quali dovranno essere esposti, per quanto, possibile perpendicolarmente alla radiazione solare al fine di massimizzare la produzione energetica.

I moduli fotovoltaici possono essere utilizzati sia singolarmente (per caricare ad esempio una semplice batteria) che collegati tra loro in serie e paralleli così da formare stringhe e campi fotovoltaici. L'architettura degli impianti fotovoltaici utility scale (centrali fotovoltaiche) comprende tutti gli elementi in cui è possibile suddividere un impianto: cella, modulo, stringa, blocco, sottocampo e infine il campo.

Per l'impianto in esame, 18 moduli saranno collegati in serie a formare una stringa, più stringhe si collegheranno inverter di stringa di riferimento presenti in prossimità del campo FV. Gli inverter saranno collocati in campo e collegati a un quadro di bassa tensione sito all'interno di una soluzione skid, ovvero una stazione compatta plug-in prefabbricata, progettata per elevare l'energia dell'impianto AGFV alla tensione di esercizio fino a 30kV. Questo tipo di soluzione (SKID), adottato per il progetto, comprende un inverter centralizzato, un quadro di bassa tensione (QBT), un trasformatore elevatore in olio BT/MT 0.8/30kV, un quadro di media tensione (QMT 30kV) ed infine un cabinato per i servizi ausiliari.

Si formeranno così 30 sottocampi che saranno suddivisi in 3 gruppi e collegati ciascuno al quadro media tensione di posto nella cabina di interfaccia di riferimento a definire l'intero campo agrivoltaico.

NUMERO MODULI	212.044
NUMERO STRINGHE	7.573
NUMERO INVERTER	395
NUMERO DI TRAFI E SOTTOCAMPI	29

Tabella 5-1 – Quantità apparecchiature elettriche

### 5.1 Componenti dell'impianto

I componenti principali usati per convertire l'energia solare in elettricità sono:

- ✓ Moduli fotovoltaici, che convertono la radiazione solare in corrente continua.
- ✓ Inseguitore mono-assiale, che serve da supporto e orienta i moduli fotovoltaici per ridurre al minimo l'angolo d'incidenza tra i raggi solari e la superficie dei moduli fotovoltaici durante il giorno.
- ✓ Inverter di stringa, che convertono la DC dall'impianto solare ad AC.
- ✓ Trasformatori di potenza, che aumentano il livello di tensione da bassa a media tensione.
- ✓ Cabine di trasformazione MT/BT, contenenti tutte le attrezzature necessarie all'elevazione della tensione da bassa a media (30kV).
- ✓ Cabine d'interfaccia, dove vengono raccolte le linee MT derivanti dalle cabine di campo.

#### 5.1.1 Moduli fotovoltaici

Per il presente progetto la scelta dei moduli è ricaduta sulla tecnologia mono-cristallino del tipo bifacciale con moduli di potenza 715W.

Un esempio di modulo Bifacciale Si-mono è mostrato in Figura 5-2.



In Tabella 5-2 si mostrano le principali caratteristiche del progetto.

<b>Caratteristiche dei moduli fotovoltaici</b>	
<b>Caratteristiche principali</b>	
Modello	CS7N-715TB-AG 1500V
Produttore	CSI Solar Co., Ltd.
Tecnologia	Si-mono
Tipo di modulo	Bifacciale
Massima tensione	1500 V
<b>Standard Test Conditions (STC)</b>	
Potenza picco	715.0 W
Efficienza	23.02 %
Tensione MPP	40.6 V
Corrente MPP	17.63 A
Tensione a vuoto	48.5 V
Corrente di cortocircuito	18.64 A
<b>Coefficienti di temperatura</b>	
Coefficiente di potenza	-0.290 %/°C
Coefficiente di tensione	-0.246 %/°C
Coefficiente di corrente	0.050 %/°C
<b>Caratteristiche meccaniche</b>	
Lunghezza	2384.0 mm
Larghezza	1303.0 mm
Spessore	33.0 mm
Peso	37.8 kg

*Caratteristiche elettromeccaniche moduli fotovoltaici*

### 5.1.2 Inseguitori Monoassiali

I moduli solari PV saranno montati su inseguitori solari monoassiali orientati Nord-Sud ed Est-Ovest con file e backtracking indipendenti, integrati su strutture metalliche che combinano parti di acciaio zincato con parti in alluminio, formando una struttura fissa a terra, tramite pali infissi nel terreno.



Figura 5-1– Esempio di inseguitore monoassiale

Gli inseguitori monoassiali sono stati progettati per ridurre al minimo l'angolo d'incidenza tra i raggi solari e la superficie del pannello. Il sistema di monitoraggio è costituito da un dispositivo elettronico in grado di seguire il sole durante il giorno.

Le principali caratteristiche dell'inseguitore mono-assiale sono riassunte in Tabella 5-3.

Caratteristiche dell'inseguitore monoassiale	
Modello	SFONE
Produttore	Soltec
Tecnologia	Linked-row
Configurazione	1V (Verticale)
Range angolo d'inseguimento	+60 / -60 °
Numero moduli per fila	54 moduli (massimo 60 moduli)
Altezza minima dal suolo	2.1 m
Progettato per moduli	bifacciali
Distanza addizionale per il motore	500.0 mm
Distanza addizionale per asse di rotazione	20.0 mm
Distanza tra i moduli in direzione assiale	20.0 mm

Tabella 5-2– Principali caratteristiche dell'inseguitore mono-assiale

Stringhe per struttura	Moduli per struttura	Lunghezza	Quantità
1	28	37.52 m	7.573

Tabella 5-3– Numero di inseguitori mono-assiali installati

### 5.1.3 Inverter di stringa

L'inverter converte la corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici in corrente alternata. È composto dai seguenti elementi:

- Uno o più stadi di conversione di potenza da DC ad AC, ciascuno dotato di un sistema di tracciamento del punto di massima potenza (MPPT). Il MPPT varierà la tensione del array DC per massimizzare la produzione in base alle condizioni operative.
- Componenti di protezione contro alte temperature di lavoro, sovratensione e sottotensione, bassa o alta frequenza, corrente minima di funzionamento, mancanza di rete del trasformatore, protezione anti-isola, comportamento contro i vuoti di tensione, ecc. Oltre alle protezioni per la sicurezza del personale.
- Un sistema di monitoraggio, che ha la funzione di trasmettere i dati relativi al funzionamento dell'inverter al proprietario (corrente, tensione, potenza, ecc.) e dati esterni dal monitoraggio delle stringhe nell'array DC (se c'è un sistema di monitoraggio delle stringhe).



L'inverter (convertitore statico) rappresenta il cuore di un sistema fotovoltaico ed è l'apparato al quale è demandata la funzione di conversione della corrente continua prodotta dal generatore fotovoltaico in corrente alternata, l'unica in grado di poter essere sfruttata da un eventuale utilizzatore finale oppure essere immessa in rete. Nel presente progetto si considerano inverter di stringa come da scheda tecnica in tabella 5.5. L'inverter è installato in prossimità della viabilità interna al parco dislocati all'interno del campo stesso secondo la configurazione dei sottocampi fotovoltaici. Le unità previste sono tutte uguali ed hanno una potenza nominale alle condizioni di test standard di 320kVA. Di seguito si riporta una tabella con evidenziato il numero e la taglia degli inverter utilizzati per ciascun impianto e i relativi valori di rapporto DC/AC (potenza ingresso/uscita).

Gli inverter (o meglio l'intera stazione di trasformazione) previste sono in grado di supportare gli impianti di nuova generazione operanti a tensioni limiti in corrente continua pari a 1.500 V, di seguito se ne riportano le principali caratteristiche tecniche

<b>NUMERO INVERTER PREVISTI</b>	395
<b>RAPPORTO DC/AC</b>	1,20

L'MPPT, ovvero Maximum Power Point Tracker, rappresenta un sistema elettronico in grado di far lavorare l'inverter al pieno delle sue possibilità in funzione delle condizioni al contorno presenti (irraggiamento, temperatura, etc.); in particolare sposta il punto di lavoro della macchina sulla curva tensione/corrente in modo da avere sempre le migliori prestazioni possibili.

Come anticipato ogni unità di conversione statica sarà posizionata direttamente in campo e sarà collocata a ridosso degli inseguitori solari, fissati sui montanti piantati nel terreno.

Ad oggi gli inverter previsti per i progetti sono del produttore Sungrow modello SG350HX, esso è in grado di supportare gli impianti di nuova generazione operanti a tensioni limite in corrente continua pari a 1.500 V, di seguito se ne riportano le principali caratteristiche tecniche:

Caratteristiche dell'inverter	
<b>Caratteristiche principali</b>	
Modello	SG350HX
Tipo	STRING
Produttore	Sungrow
Massima efficienza di conversione da DC ad AC	99.02 %
<b>Ingresso (DC)</b>	
Gamma di tensione di ricerca MPPT	500 - 1500 V
Tensione massima di ingresso	1500 V
<b>Uscita (AC)</b>	
Potenza nominale 40° C (datasheet)	320.0 kVA
Potenza nominale 30 °C (datasheet)	352.0 kVA
Potenza nominale 50 °C (datasheet)	295.0 kVA
Tensione in uscita	800 V
Frequenza in uscita	50 Hz

INVERTER	QUANTITÀ	INGRESSI DC	POTENZA DC	RAPPORTO DC/AC
SG350HX-20A (320 kWac)	144	18 stringhe	360 kW	1.126
SG350HX-20A (320 kWac)	112	19 stringhe	380 kW	1.189
SG350HX-20A (320 kWac)	50	21 stringhe	420 kW	1.314
SG350HX-20A (320 kWac)	29	20 stringhe	400 kW	1.251
SG350HX-20A (320 kWac)	25	22 stringhe	440 kW	1.376
SG350HX-20A (320 kWac)	22	17 stringhe	340 kW	1.064
SG350HX-20A (320 kWac)	13	23 stringhe	460 kW	1.439

#### 5.1.4 Stazione di trasformazione

Le stazioni di trasformazione MT/BT sono piattaforme all'esterno.

La soluzione skid è una sottostazione compatta plug-in prefabbricata, progettata per elevare l'energia dagli impianti fotovoltaici alle sottostazioni elevatrici. È dotata di componenti di distribuzione dell'energia: Quadro elettrico di media tensione (30 kV), Trasformatore in olio (BT/MT 0.8/30kV), quadro BT (800V) e cabinato ausiliari.

Nella figura seguente si mostra un esempio di stazione in skid:



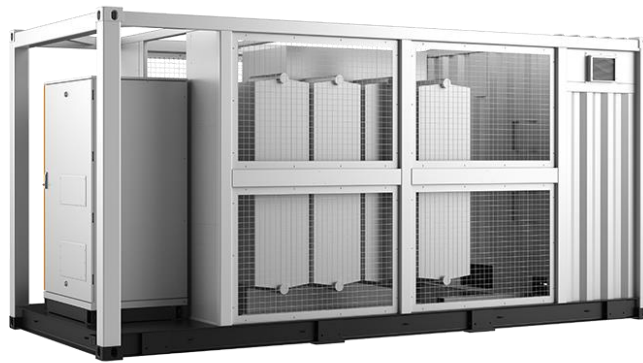
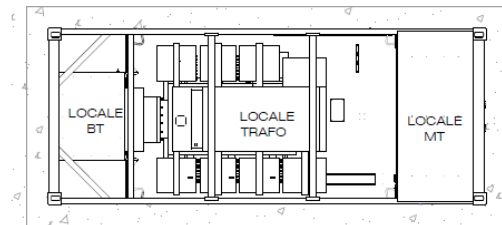
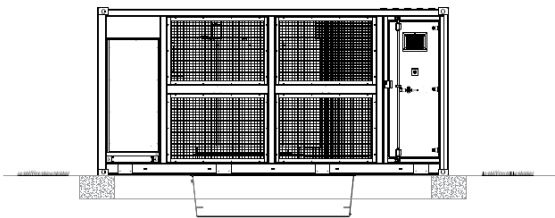


Figura 5-2 – Esempio di Stazione in skid



In totale saranno previste n.29 cabine di trasformazione.

Si mostrano le caratteristiche comuni delle cabine MT/BT, ed in base alla configurazione AC e DC in Tabelle 5-7, 5-8 e 5-9.

Caratteristiche comuni della Stazione MT/BT	
Rapporto di trasformazione	0.8/30.0kV
Sistema di raffreddamento	ONAN
Commutatore	0 +/- 2.5%
Servizio	all'esterno

Tabella 5-4- Caratteristiche comuni delle cabine MT/BT

Stazione MT/BT	Quantità	Num. Inverter	Configurazione trasformatori	Cortocircuito (Zcc)
1	23	14(4.48 MVA)	1 trasformatore a due avvolgimenti da 4.48 MVA	0.080
2	5	12(3.84 MVA)	1 trasformatore a due avvolgimenti da 3.84 MVA	0.080
3	1	13(4.16 MVA)	1 trasformatore a due avvolgimenti da 4.16 MVA	0.080

Tabella 5-5. Cabine MT/BT in base alla configurazione AC

Stazione MT/BT	Quantità	Num. Inverter	Potenza AC	Potenza DC	Rapporto DC/AC
1	3	14	4.48 MW	5.265 MW	1.175
2	3	14	4.48 MW	5.085 MW	1.135
3	3	14	4.48 MW	4.945 MW	1.104
4	2	14	4.48 MW	6.146 MW	1.372
5	2	14	4.48 MW	5.966 MW	1.332
6	2	14	4.48 MW	5.385 MW	1.202
7	2	14	4.48 MW	5.365 MW	1.198
8	2	14	4.48 MW	5.025 MW	1.122
9	1	14	4.48 MW	6.166 MW	1.376
10	1	14	4.48 MW	5.806 MW	1.296
11	1	14	4.48 MW	5.666 MW	1.265
12	1	14	4.48 MW	5.045 MW	1.126
13	1	13	4.16 MW	5.245 MW	1.261
14	1	12	3.84 MW	4.605 MW	1.199
15	1	12	3.84 MW	4.505 MW	1.173
16	1	12	3.84 MW	4.364 MW	1.137
17	1	12	3.84 MW	4.324 MW	1.126
18	1	12	3.84 MW	4.224 MW	1.100

Tabella 5-6. Cabine MT/BT in base al campo DC

### 5.1.5 Cabina d'interfaccia

L'impianto fotovoltaico sarà completato dall'installazione di 3 cabine di interfaccia con control room, ubicate quanto più possibile in corrispondenza dei punti di accesso al campo o in zona facilmente accessibile sia per motivi funzionali che di sicurezza.

La cabina di interfaccia sarà realizzata con un manufatto in cemento armato vibrato (c.a.v.) di dimensioni 16,45x4,00x3,00 m.

Lo spazio all'interno del manufatto sarà organizzato in modo tale da avere un locale per il sezionamento e protezione dei circuiti di media tensione (collocamento del quadro generale di media tensione), un locale dedicato all'installazione del trasformatore di spillamento MT/BT da 100 kVA dedicato all'alimentazione di tutti i servizi a corredo dell'impianto fotovoltaico e necessari alla gestione del sistema, una control room dove tra l'altro saranno posizionati i quadri generale di bassa tensione e l'armadio rack e, infine, un locale ufficio.

Il quadro di media tensione collocato all'interno della cabina di interfaccia è l'apparato dove saranno attestate tutte le linee MT provenienti dalle stazioni di trasformazione in campo.

Tramite un cavidotto MT 30kV, per ciascuna delle 3 cabine sarà realizzato il collegamento alla nuova Sotto Stazione Elettrica (SSE) di utenza per l'elevazione 150/30kV.

In ogni cabina di interfaccia saranno collocate tutte le protezioni indicate dalle vigenti normative tecniche per la connessione (riportati al paragrafo 6).

La control room, invece, è il locale all'interno del quale saranno collocati i principali apparati ausiliari che consentono la corretta gestione ed esercizio dell'impianto come quelli per la trasmissione dati, per il sistema antintrusione e la videosorveglianza.

## 5.2 Cablaggi

Il cablaggio elettrico avverrà per mezzo di cavi con conduttori isolati in rame o alluminio con le seguenti prescrizioni:

- ✓ Sezione delle anime calcolate secondo norme CEI-UNEL/IEC.

Quando vengono calcolate le caratteristiche del cablaggio elettrico, l'obiettivo è ridurre al minimo le lunghezze e le sezioni dei cavi.

Per calcolare la sezione di cavo, sono stati considerati la caduta di tensione, la portata e la corrente di cortocircuito.

### 5.2.1 Cavi BT

I pannelli fotovoltaici sono generalmente già dotati di scatola di giunzione stagna e non apribile; in uscita dalla scatola sono collegati i cavi di lunghezza opportuna, terminati con spine di tipo MULTI-CONTACT.

I collegamenti elettrici della singola stringa saranno realizzati utilizzando questi stessi cavi già in dotazione ai pannelli fotovoltaici.

I cavi tra i moduli a formare le stringhe saranno posati opportunamente e fissati alla struttura tramite fascette.

I cavi BT AC saranno direttamente interrati in trincea. La linea sarà posata all'interno di uno scavo, di dimensioni opportune. I cavi saranno posati con formazione a trifoglio, considerando il caso più gravoso in termini di posa, si avranno 14 terne nello stesso scavo.

Per evitare una eccessiva riduzione della portata, le terne verranno posate in 2 file verticali da 7, con distanza orizzontale di 25mm tra ogni terna e distanza verticale di 50mm tra le file.

Le sezioni sono state dimensionate considerando una portata adeguata al trasferimento della massima potenza dell'impianto, con cadute di tensione sotto il 2%.

Per i tratti in corrente continua Modulo-Inverter di stringa sono stati previsti i cavi solari H1Z2Z2-K con sezione 6mmq; per i tratti in corrente alternata-Inverter-stazione di trasformazione, invece sono stati previsti cavi unipolari FG16R16 con sezione 240mmq e 300mmq.

Per non compromettere la sicurezza di chi opera sull'impianto durante la verifica o l'adeguamento o la manutenzione, i conduttori avranno la seguente colorazione:

- ✓ Conduttori di protezione: giallo-verde;
- ✓ Conduttore di neutro: blu chiaro;
- ✓ Conduttore di fase: grigio / marrone;
- ✓ Conduttore per circuiti in C.C.: chiaramente siglato con indicazione del positivo con "+" e del negativo con "-".

### 5.2.2 Cavi MT

I cavi MT saranno direttamente interrati in trincea. La linea sarà posata all'interno di uno scavo, di dimensioni opportune, la profondità minima di posa deve essere tale da garantire almeno 1 m, misurato dall'intradosso del cavo.

Per calcolare la sezione di cavo, sono stati considerati la caduta di tensione, la capacità di carico di corrente e la corrente di cortocircuito. La caduta di tensione massima consentita è stata 1%.

Il cavo previsto è un FG26H1M16 26/45kV, un cavo unipolare in rame.

Le trincee avranno profondità di almeno 1200mm, mentre la separazione orizzontale nei tratti in cui è prevista sarà pari a 200mm.

Nei casi in cui sarà prevista, la separazione verticale sarà pari a 200mm e la profondità della trincea sarà aumentata a 1400mm

Per il collegamento tra stazione di trasformazione del campo fotovoltaico e cabina di interfaccia, si prevederanno cavi con posa a trifoglio e sezione pari a 300mmq e 240mmq.

Per il collegamento tra le cabine di interfaccia e la SSE, si prevederanno dei cavi in doppia terna con posa a trifoglio e sezioni pari a 240mmq e 300mmq.

## 6 DISPOSITIVI DI PROTEZIONE PER COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA

La protezione del sistema di generazione nei confronti sia della rete auto produttore che della rete pubblica, è realizzata in conformità a quanto prescritto dalla norma CEI 0-16.

Di seguito si riportano i principali dispositivi di protezione:

### 6.1 Dispositivo del generatore (DDG)

Apparecchiatura di manovra e protezione la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) determina la separazione del gruppo di generazione.

### 6.2 Dispositivo di interfaccia (DDI)

Il dispositivo di interfaccia determina il distacco del sistema dalla rete per guasti o funzionamenti anomali della rete pubblica, o per apertura intenzionale del dispositivo della rete pubblica (es. manutenzione); questo allo scopo di evitare il funzionamento in isola dell'impianto, sarà assicurato l'intervento coordinato del dispositivo di interfaccia con quelli del generatore e della rete pubblica, per guasti o funzionamenti anomali durante il funzionamento in parallelo con la rete. Le protezioni di interfaccia sono costituite da relè di massima e minima frequenza, relè di massima e minima tensione, relè di massima tensione omopolare, e sono inserite in un pannello polivalente conforme alla norma CEI 0-16.

### 6.3 Dispositivo generale (DG)

Il dispositivo generale (DG) ha la funzione di salvaguardare il funzionamento della rete nei confronti di guasti nel sistema di generazione elettrica; il DG deve assicurare le funzioni di sezionamento, comando e interruzione, ed è costituito da un interruttore in SF6 con sganciatore di apertura, predisposto per essere controllato da una protezione generale di massima corrente di fase e una di massima corrente omopolare.

### 6.4 Dispositivo di rinalzo (DDR)

Il dispositivo di rinalzo è richiesto per la sicurezza dell'esercizio della rete. Per impianti attivi con potenze superiori a 400 kW è necessario prevedere un rinalzo alla mancata apertura del dispositivo d'interfaccia. Il rinalzo consiste nel riportare il comando di scatto, emesso dalla protezione di interfaccia, ad un altro dispositivo di interruzione. Esso è costituito da un circuito, condizionato dalla posizione di chiuso del dispositivo di interfaccia, che agisce sul dispositivo generale, con ritardo non eccedente 1 s. Il temporizzatore viene attivato dal circuito di scatto della protezione di interfaccia. Il ripristino del dispositivo di rinalzo deve avvenire solo manualmente. La soluzione prescelta deve essere comunque approvata dal Distributore.

### 6.5 Sistema di protezione generale (SPG)

Il sistema di protezione generale SPG deve essere in grado di funzionare correttamente in tutto il campo di variabilità delle correnti e delle tensioni che si possono determinare nelle condizioni di guasto per le quali è stato previsto. Il SPG deve provvedere a isolare in modo definitivo e selettivo la sola parte guasta dell'impianto di Utente solo in caso di guasti interni, compatibilmente con lo schema di connessione adottato, senza coinvolgere parti di rete o altri Utenti direttamente o indirettamente connessi. Il SPG non deve intervenire in caso di guasto sulla rete del Distributore. Le protezioni del SPG (Protezione Generale, PG nel seguito) devono agire sull'interruttore generale (ovvero sugli interruttori attestati sulla sbarra Utente, in caso di omissione del DG).

Sistema di protezione associato al Dispositivo Generale, composto da:

- ✓ Trasformatori/trasduttori di corrente con le relative connessioni al relè di protezione;
- ✓ Relè di protezione generale (PG) con relativa alimentazione;
- ✓ Circuiti di apertura dell'interruttore (DDI).

### 6.6 Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI)

Sistema di protezione associato al Dispositivo Di Interfaccia , composto da:

- ✓ trasformatori/trasduttori di tensione, con le relative connessioni al relè di protezione;
- ✓ relè di protezione di interfaccia (PI) con relativa alimentazione;
- ✓ circuiti di apertura dell'interruttore (DDI).

Il sistema di protezione di interfaccia (SPI), agendo sul DDI, separa l'impianto di produzione dalla rete evitando che:

- ✓ In caso di mancanza della tensione di rete, l'Utente possa alimentare la rete stessa creando situazioni di esercizio in isola non intenzionale;
- ✓ In caso di guasto sulla linea MT cui è connesso, l'Utente sostenga il guasto;
- ✓ In caso di richiuse automatiche o manuali di interruttori della rete di distribuzione, il generatore convenzionale possa trovarsi in condizioni tali da provocare il danneggiamento dell'albero del generatore stesso.

In particolari situazioni di carico di rete, l'intervento del SPI e la conseguente apertura del DDI potrebbero non avvenire in caso di mancanza dell'alimentazione o di guasti sulla rete. Pertanto, l'Utente attivo deve mettere in atto tutti gli accorgimenti necessari alla salvaguardia dei propri impianti che devono resistere alle sollecitazioni meccaniche causate dalle coppie elettrodinamiche conseguenti alla richiusura automatica rapida degli interruttori di linea in CP o lungo linea.

Per consentire un rapido distacco degli impianti dalla rete in presenza di disturbi su di essa, il sistema di protezione di interfaccia (SPI) previsto per la generalità degli impianti avrà un secondo insieme di regolazioni nello stesso relè, con le seguenti soglie di intervento e temporizzazioni più sensibili:

Protezione	Soglia di intervento	Tempo di intervento <sup>(100)</sup>	Tempo di apertura DDI <sup>(101)(102)</sup>
Massima tensione (59.S1, basata su calcolo valore efficace secondo l'Allegato S.	1,10 U <sub>n</sub>	vedi Paragrafo E.3.2 Variabile in funzione valore iniziale e finale di tensione, al massimo 603 s	Il tempo totale di apertura del DDI si ottiene dalla colonna precedente aggiungendo, al massimo, 70 ms per apparecchiature MT e 100 ms per apparecchiature BT.
Massima tensione (59.S2)	1,20 U <sub>n</sub>	0,60 s	
Minima tensione (27.S1)	0,85 U <sub>n</sub>	1,5 s	
Minima tensione (27.S2)*	0,15 U <sub>n</sub>	0,20 s	
Massima frequenza (81>.S1) ◊ (soglia restrittiva)	50,2 Hz	0,15 s	
Minima frequenza (81<.S1) ◊ (soglia restrittiva)	49,8 Hz	0,15 s	
Massima frequenza (81>.S2) ◊ (soglia permissiva)	51,5 Hz	1,0 s	
Minima frequenza (81<.S2) ◊ (soglia permissiva)	47,5 Hz	4,0 s	
Massima tensione residua (59V0)	5 % U <sub>rn</sub> <sup>(100)</sup>	25 s	
Massima tensione sequenza inversa (59 Vi)	15% U <sub>n</sub> /E <sub>n</sub> <sup>(01)</sup>		
Minima tensione sequenza diretta (27 Vd)	70% U <sub>n</sub> /E <sub>n</sub> <sup>(01)</sup>		
* Nel caso di generatori sincroni, il valore può essere innalzato a 0,7 U <sub>n</sub> e t = 0.150 s. ◊ Per valori di tensione al di sotto di 0,2 U <sub>n</sub> , la protezione di massima/minima frequenza si deve inibire (non deve emettere alcun comando). (01) Regolazione espressa in % della tensione nominale concatenata U <sub>n</sub> o della tensione nominale di fase E <sub>n</sub> in funzione del metodo utilizzato (vedi Paragrafo 8.8.7.8.1) (00) Regolazione espressa in % della tensione residua nominale V <sub>rn</sub> misurata ai capi del triangolo aperto o calcolata all'interno del relè (V <sub>rn</sub> =3E <sub>n</sub> =√3U <sub>n</sub> ). U <sub>n</sub> Regolazione espressa in % della tensione nominale concatenata U <sub>n</sub> .			

Tabella 6-1. Regolazioni del SPI

Il Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI) associato al DDI prevede relè di frequenza (anche con sblocco voltmetrico), di tensione, e di tensione residua. La protezione d'interfaccia dell'impianto di produzione deve operare in maniera opportuna contemperando le esigenze locali con quelle di sistema attraverso una opportuna funzione di sblocco voltmetrico, volto alla rilevazione di una condizione di guasto sulla rete MT.

Devono quindi essere previste le seguenti protezioni:

- ✓ massima tensione (59, con due soglie);
- ✓ minima tensione (27, con due soglie);
- ✓ massima tensione omopolare V0 lato AT (59.N, ritardata);
- ✓ massima frequenza (81>.S1 con sblocco voltmetrico)
- ✓ minima frequenza (81<.S1 con sblocco voltmetrico);

- ✓ massima frequenza ( $81 > .S2$ );
- ✓ minima frequenza ( $81 < .S2$ ).
- ✓ La funzione di sblocco voltmetrico è basata sulle funzioni:
  - Massima tensione residua (59V0, sblocco voltmetrico per attivazione delle soglie restrittive  $81 > .S1$  e  $81 < .S1$ );
  - Massima tensione di sequenza inversa (59Vi, sblocco voltmetrico per attivazione delle soglie restrittive  $81 > .S1$  e  $81 < .S1$ );
  - Minima tensione di sequenza diretta (27Vd, sblocco voltmetrico per attivazione delle soglie restrittive  $81 > .S1$  e  $81 < .S1$ ).
  
- ✓ una funzione di elaborazione del segnale di telescatto,
- ✓ una funzione di autodiagnosi,
- ✓ eventuali trasduttori finalizzati alla acquisizione dei segnali di tensione,
- ✓ un circuito di apertura del dispositivo di interfaccia,
- ✓ un sistema di alimentazione ausiliario che in assenza della tensione principale consenta il suo funzionamento per almeno  $5s^{(133)}$ . Il sistema di alimentazione ausiliario deve essere opportunamente dimensionato per consentire, in assenza dell'alimentazione principale, il funzionamento del SPI, la tenuta in chiusura del DDI e dell'eventuale dispositivo di comando per il rinalzo almeno per il tempo sopra definito <sup>(134)</sup>, il modem GSM/GPRS necessario per il teledistacco e dell'eventuale interfaccia,
- ✓ una funzione di rilevazione dello stato di aperto/chiuso del DDI (op zionale),
- ✓ una funzione di controllo della continuità delle connessioni tra avviamento e scatto della protezione 59V0 remota e il SPI (opzionale).

Il dispositivo SPI deve inoltre avere capacità di ricevere segnali su protocollo serie CEI EN 61850 finalizzati alla gestione del comando di tele-scatto.

Il comando di tele-distacco può anche essere attivato tramite sistema GSM/GPRS ed utilizzato al fine di evitare l'isola indesiderata dovuta a manovra intenzionale del gestore di rete (ad esempio apertura interruttore di Stazione Elettrica SE). Il protocollo IEC 61850 deve essere certificato di livello A da ente esterno CEI UNI EN ISO/IEC 17065 o CEI UNI EN ISO/IEC 17025, relativamente alle funzioni necessarie alla predetta gestione del comando di tele-scatto.

È possibile che PI e PG siano un unico apparecchio e/o, se distinte, che utilizzino TV in comune. Le prove cui sottoporre l'apparecchiatura, in questo caso, dovranno essere relative, sia alle funzioni di PG, che di PI. DG e DDI possono essere coincidenti e/o distinti. Per le funzioni di PI lo scatto deve avvenire obbligatoriamente tramite bobina a mancanza di tensione. La tensione ausiliaria impiegata, per alimentazione di PI e PG, dei circuiti di apertura (a lancio di corrente e/o a mancanza di tensione), di eventuale Data Logger non integrati in PG, deve essere la medesima.

Nel caso PG e PI coincidano, la durata dell'alimentazione ausiliaria deve essere quella attualmente indicata nella presente norma, nel caso la PI sia una protezione a sé stante, l'alimentazione ausiliaria deve consentire il funzionamento della PI per un tempo opportuno.

## 6.7 Protezione Generale (PG)

La regolazione della protezione generale dipende dalle caratteristiche dell'impianto dell'Utente e della rete di alimentazione. I valori di regolazione della protezione generale devono essere impostati dall'Utente sulla base di quanto comunicato dal Distributore d'intesa col Gestore; stante la specificità degli impianti MT, le regolazioni delle protezioni devono essere indicate caso per caso, secondo criteri di selettività. Le caratteristiche funzionali e le regolazioni delle protezioni elettriche, concordate o già impostate sulle protezioni stesse, non possono essere modificate dall'Utente senza il preventivo assenso dell'ente di trasmissione. L'Utente è tenuto ad adeguare le protezioni, installate sui propri impianti, che possano a qualsiasi titolo interferire con il corretto funzionamento della rete, qualora siano caratterizzate da prestazioni, stimate in base alla documentazione o verificate, insufficienti a soddisfare le prescrizioni della norma CEI 0-16.



## 7 SICUREZZA DELL'IMPIANTO

### 7.1 Protezione da corto circuiti sul lato DC dell'impianto

Gli impianti FV sono realizzati attraverso il collegamento in serie di un determinato numero di moduli FV, a loro volta realizzati attraverso il collegamento in serie/parallelo di celle FV inglobate e sigillate in un unico pannello d'insieme. Pertanto, gli impianti FV di qualsiasi dimensione conservano le caratteristiche elettriche della singola cella, semplicemente a livelli di tensione e corrente superiori, a seconda del numero di celle connesse in serie (per ottenere tensioni maggiori) oppure in parallelo (per ottenere correnti maggiori). Negli impianti agrivoltaici la corrente di corto circuito dell'impianto non può superare la somma delle correnti di corto circuito delle singole stringhe. Essendo le stringhe composte da una serie di generatori di corrente (i moduli fotovoltaici) la loro corrente di corto circuito è di poco superiore alla corrente nel punto di massima potenza.

### 7.2 Protezione da contatti accidentali lato DC

Le tensioni continue sono particolarmente pericolose per la vita. Il contatto accidentale con una tensione superiore ai 400 V c.c., può avere conseguenze letali. La separazione galvanica tra il lato corrente continua e il lato corrente alternata è garantita dalla presenza del trasformatore BT/MT. In tal modo perché un contatto accidentale sia realmente pericoloso occorre che si entri in contatto contemporaneamente con entrambe le polarità del campo. Il contatto accidentale con una sola polarità non ha praticamente conseguenze, a meno che una delle polarità del campo non sia casualmente a contatto con la massa. Per prevenire tale eventualità gli inverter sono muniti di un opportuno dispositivo di rilevazione degli squilibri verso massa, che ne provoca l'immediato spegnimento e l'emissione di una segnalazione di allarme.

### 7.3 Protezione da fulmini lato DC

Un campo agrivoltaico correttamente collegato a massa, non altera in alcun modo l'indice ceuranico della località di montaggio, e quindi la probabilità di essere colpito da un fulmine. I moduli fotovoltaici sono in alto grado insensibili alle sovratensioni atmosferiche, che invece possono risultare pericolose per le apparecchiature elettroniche di condizionamento della potenza. Per ridurre i danni dovuti ad eventuali sovratensioni gli inverter sono muniti di SPD. In caso di sovratensioni i varistori collegano una o entrambe le polarità dei cavi a massa e provocano l'immediato spegnimento gli inverter e l'emissione di una segnalazione di allarme.

### 7.4 Protezione sul lato AC dell'impianto

Corti circuiti sul lato alternata dell'impianto sono pericolosi perché possono provocare ritorni da rete di intensità non limitata. Per l'interruttore MT in SF6 è equipaggiato con una protezione generale di massima corrente e una protezione contro i guasti a terra.

### 7.5 Impianto di messa a terra

Si provvederà alla posa diretta interrata di una corda di rame nudo della sezione minima pari a 50 mmq che andrà a collegare tutte le masse e masse estranee presenti in campo e tutti i componenti dell'impianto che necessitano di questo collegamento, inoltre, vista la vastità del campo, si provvederà altresì a realizzare tramite il medesimo collegamento un sistema equipotenziale in grado di evitare l'introduzione nel sistema di potenziali pericolosi sia per gli apparati che per il personale.

Al sistema di messa a terra saranno anche collegati tutti gli apparati esistenti come quelli del sistema di supervisione (SCADA), dell'illuminazione perimetrale etc., mentre non saranno ad esso collegati i componenti di classe II e le masse estranee aventi valori di resistenza verso terra maggiori dei limiti imposti da normativa tecnica.

Le corde nude di rame saranno riportate all'interno delle stazioni di trasformazione e conversione realizzate in skid, dove è presente un collettore di terra al quale sarà attestato anche il dispersore lato MT, collegato ad anello, anch'esso realizzato tramite corda di rame nudo di sezione minima pari a 50 mmq.

In media tensione l'impianto di terra deve essere realizzato in modo da limitare le tensioni di contatto e di passo a valori inferiori a quelli stabiliti dalle norme, in dipendenza del tempo di intervento del dispositivo di protezione.

Poiché le tensioni di contatto e di passo dipendono sia dalla tensione totale di terra del dispersore, sia dai potenziali che si stabiliscono sulla superficie del terreno, l'efficacia dell'impianto di terra è tanto più elevata quanto minore è la resistenza di terra del dispersore e quanto più esso è in grado di realizzare una elevata equipotenzialità sulla superficie del terreno.

Il dispersore deve, perciò, avere una geometria tale da assicurare un andamento del potenziale sulla superficie del terreno il più possibile uniforme ed una sufficiente equipotenzialità fra massa e terreno circostante. Quindi l'impianto di terra nella sua completezza per la protezione dai contatti indiretti per sistemi di seconda e terza categoria deve mantenere tensioni di

contatto e di passo nei limiti dettati dalla normativa CEI EN 50522 e CEI EN 61936-1. Tali valori sono legati alla resistenza di terra che presenta l'impianto disperdente e la corrente di guasto messa in gioco dall'impianto elettrico di alimentazione.

## 8 RISPARMIO COMBUSTIBILE

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]. Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia) risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

La produzione energetica dell'impianto del primo anno pari a 261.93 GWh e la perdita di efficienza annuale a 0.22 %, tenendo conto della vita media dell'impianto (circa 25 anni), si può ottenere una produzione di energia pari a 6.337,4 GWh.

STIMA RISPARMIO COMBUSTIBILE	Tonnellate Equivalenti Petrolio [TEP]
Fattore di conversione energia elettrica in energia primaria (TEP/MWh)	0,187
Stima energia elettrica prodotta (GWh)	261.93
TEP risparmiate in un anno	48.980,91
TEP risparmiate in 25 anni	1.224.522,75

Tabella 8-1- Calcolo del risparmio di combustibile

Inoltre, l'impianto agrivoltaico consente la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra, quali CO<sub>2</sub>, SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub> e polveri:

EMISSIONI EVITATE IN ATMOSFERA	CO <sub>2</sub>	SO <sub>x</sub>	NO <sub>x</sub>	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera (g/kWh)	400,4	0,35	0,07	0,005
Emissioni evitate in un anno (t)	104.876,8	91,68	18,36	1,31
Emissioni evitate in 25 anni (t)	2.621.92	2.291,89	458,38	32,74

Tabella 8-2- Stima delle emissioni evitate nell'arco della vita utile dell'impianto