

IMPIANTO A G RIVOLTAICO EG BETULLA SRL E OPERE CONNESSE

POTENZA IMPIANTO 93,73 MW - COMUNE DI POLESELLA (RO)

Proponente

EG BETULLA S.R.L.

VIA DEI PELLEGRINI 22 – 20122 MILANO (MI) - P.IVA: 12460120962 – PEC: egbetulla@pec.it

Progettazione

Ing. Antonello Rutilio

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

Tel.: +39 0532 202613 – email: a.rutilio@incico.com

Coordinamento progettuale

SOLAR IT S.R.L.

VIA ILARIA ALPI 4 – 46100 - MANTOVA (MN) - P.IVA: 02627240209 – PEC: solarit@lamiaptec.it

Tel.: +390425 072 257 – email: info@solaritglobal.com

Titolo Elaborato

RELAZIONE TECNICA E PRODUCIBILITA'

LIVELLO PROGETTAZIONE	CODICE ELABORATO	FILE NAME	DATA
DEFINITIVO	PD_REL03	24SOL069_PD_REL03.00-Relazione Tecnica e producibilità	GIUGNO '24

Revisioni

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
0	GIUGNO '24	EMISSIONE PER PERMITTING	MGA	EPO	ARU



COMUNE DI POLESELLA (RO)

REGIONE VENETO



RELAZIONE TECNICA E PRODUCIBILITA'

INDICE

1	PREMESSA	1
2	NORMATIVA DI RIFERIMENTO	1
3	DESCRIZIONE DEL SITO.....	3
3.1	Ubicazione	3
3.2	Analisi delle pendenze	5
3.3	Risorsa solare	7
3.4	Albedo Terrestre	8
4	PROCEDURE DI CALCOLO.....	9
4.1	Criterio generale di progetto	9
4.2	Criterio di stima dell'energia prodotta	9
4.3	Criterio di verifica elettrica	9
5	DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO	10
5.1	Componenti dell'impianto	10
5.1.1	Moduli fotovoltaici.....	11
5.1.2	Inseguitori Monoassiali.....	12
5.1.3	Quadri di stringa.....	12
5.1.4	Inverter Centralizzato	13
5.1.5	Stazione di trasformazione	17
5.1.6	Cabina d'interfaccia.....	19
5.2	Cablaggi.....	20
5.2.1	Cavi BT	20
5.2.2	Cavi AT	20
5.3	Predisposizione sistema di accumulo (BESS)	21
5.4	Interconnessione alla rete RTN	21
6	DISPOSITIVI DI PROTEZIONE PER COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA.....	23
6.1	Dispositivo del generatore (DDG).....	23
6.2	Dispositivo di interfaccia (DDI)	23
6.3	Dispositivo generale (DG)	23
6.4	Dispositivo di ricalzo (DDR).....	23
6.5	Sistema di protezione generale (SPG)	23
6.6	Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI)	24
6.7	Protezione Generale (PG).....	25
7	SICUREZZA DELL'IMPIANTO	26
7.1	Protezione da corto circuiti sul lato DC dell'impianto	26
7.2	Protezione da contatti accidentali lato DC	26
7.3	Protezione da fulmini lato DC	26
7.4	Protezione sul lato AC dell'impianto	26

7.5	Impianto di messa a terra	26
8	RISULTATI DEL RENDIMENTO ENERGETICO	27
8.1	Rendimento energetico e perdite del primo anno (P50).....	27
8.2	Consumo notturno nel primo anno	29
8.3	Produzione a 25 anni (P50).....	29
8.4	Stima probabilistica della produzione	30
9	PERDITE	31
9.1	Trasposizione della GHI sul piano inclinato	31
9.2	Effetto delle ombre sul terreno	31
9.3	Perdite per ombre lontane	31
9.4	Perdite per ombre vicine	31
9.5	Perdite per sporcizia.....	32
9.6	Perdite IAM	32
9.7	Degrado del modulo fotovoltaico	32
9.8	Perdita per livello di irradiazione.....	32
9.9	Perdita per temperatura	32
9.10	Perdita/Guadagno per qualità del modulo	33
9.11	Degrado LID.....	33
9.12	Perdite per mismatch bifacciale.....	33
9.13	Perdite per mismatch	33
9.14	Perdite per mismatch per ombreggiamento.....	33
9.15	Perdite del cablaggio DC.....	33
9.16	Perdite dell'inverter	33
9.17	Perdite del cablaggio AC dall'inverter al trasformatore	33
9.18	Perdite nel trasformatore della Stazione AT/BT.....	34
9.19	Perdite nella rete di alta tensione (cavi AT 26/45kV)	34
9.20	Consumo ausiliario dell'impianto agrivoltaico	34
9.21	Perdite nella linea AT alla rete.....	34
9.22	Perdite per indisponibilità dell'impianto.....	34
10	RISPARMIO COMBUSTIBILE.....	34

1 PREMESSA

Il presente elaborato descrive le caratteristiche e le metodologie utilizzate per il dimensionamento dell'impianto agrivoltaico, associato alla proponente Società EG BETULLA S.R.L. con sede in Via dei pellegrini 22 20122 MILANO (MI). Tutte le parti di impianto oggetto della presente valutazione saranno realizzate nel territorio del comune di Polesella (RO), 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 93.73 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	Polesella
Regione	Veneto
Paese	Italy
Latitudine	+44.99 °
Longitudine	+11.73 °
Altitudine	3.77 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 Veneto, in Italia

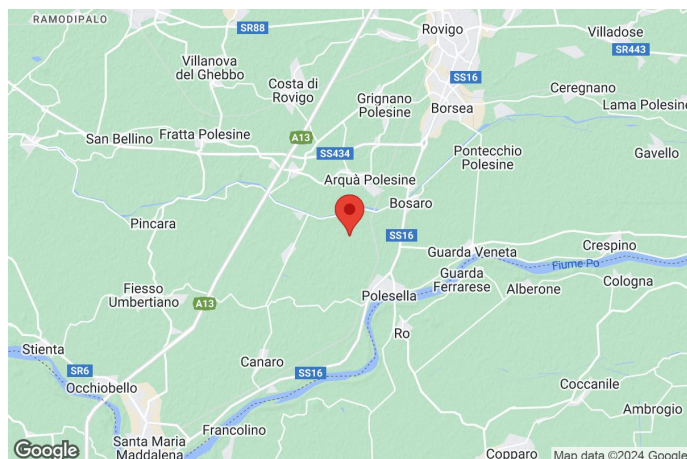


Figura 3.2 - Vista ravvicinata dell'impianto PV nella regione Veneto

Le caratteristiche dell'impianto sono riassunte nella tabella sottostante:

Caratteristiche principali	
Ubicazione	Italia, Veneto
Potenza nominale inverter (AC)	90,64 MWac
Potenza di immissione (AC)	90,64 MWac
Potenza picco (DC)	93,73 MWdc
Rapporto DC/AC	1,03
Caratteristiche civili	
Area recintata	136.18 ha
Ground coverage ratio (GCR)	46.86 %
Tipo di struttura	Inseguitore monoassiale
Distanza tra le file (pitch distance)	10,5m
Caratteristiche elettriche	
Moduli PV (700.0 Wp)	133.896
Stazione di trasformazione AT/BT (fino a 4400 kW)	20
Numero di inverter (fino a 4400 kVA)	20

Tabella 3-2 Caratteristiche impianto



Figura 3-3 - Layout generale impianto FV

L'area dove viene costruito l'impianto è composta da 2 aree disponibili, con una superficie totale disponibile all'installazione dell'impianto di 119.92 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 %

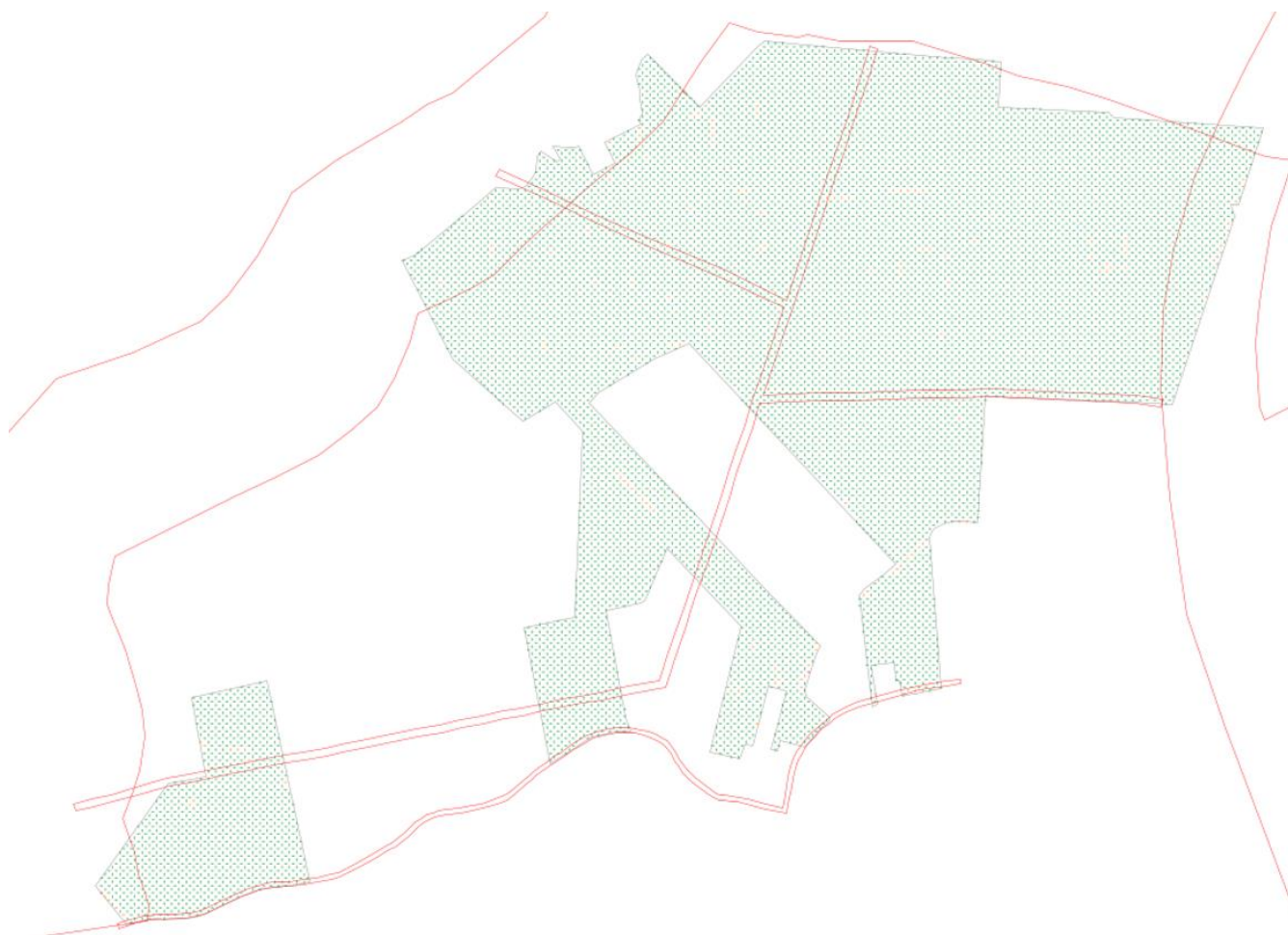


Figura 3-4 - Andamento delle pendenze nell'area

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'irradianza 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.

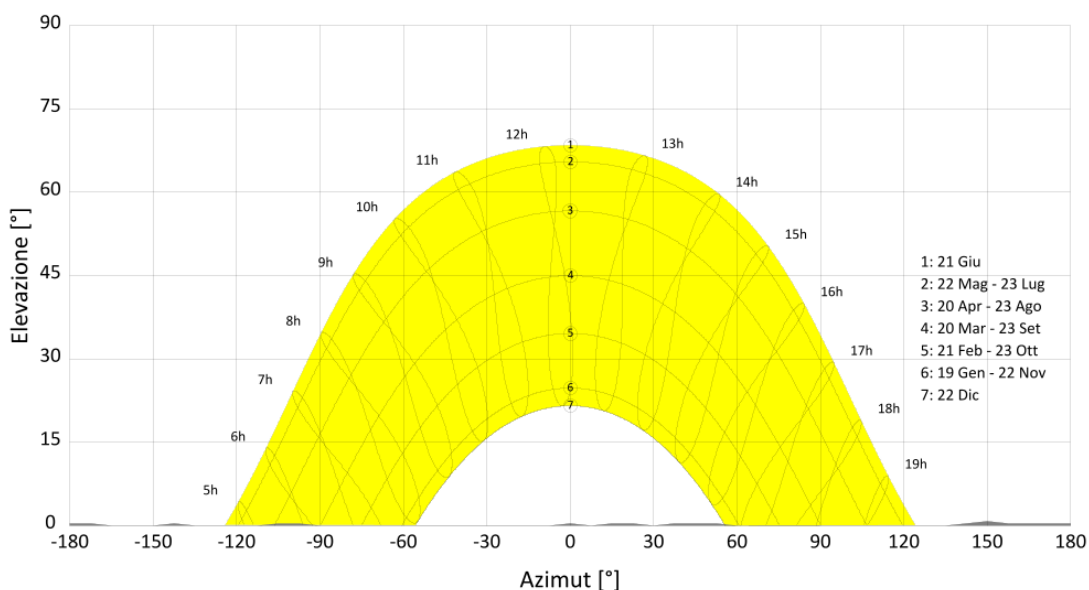


Figura 3-5- Profilo dell'orizzonte (fonte dati PVGIS 5.2)

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: $-3.95\text{ }^{\circ}\text{C}$.
- Temperatura massima: $39.0\text{ }^{\circ}\text{C}$.
- Temperatura media: $15.01\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Mese	GHI [kWh/m ²]	DHI [kWh/m ²]	Temperatura
1	39.9	24.1	6.19 °C
2	64.6	29.8	4.36 °C
3	103.6	48.3	9.32 °C
4	149.8	65.8	14.39 °C
5	192.3	76.9	18.05 °C
6	216.0	75.2	25.24 °C
7	228.4	68.1	27.61 °C
8	189.4	63.4	26.37 °C
9	148.3	50.7	19.0 °C
10	84.6	39.1	15.55 °C

11	53.9	25.7	9.5 °C
12	44.6	20.5	3.74 °C
Anno	1515.4	587.5	14.94 °C

Tabella 3-3 Valori mensili delle risorse solari

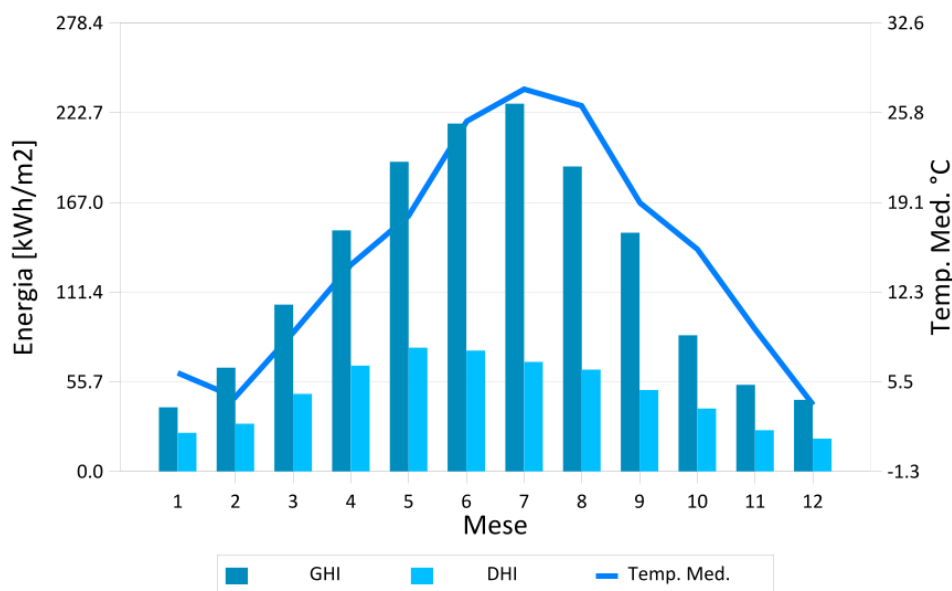


Figura 3-6- Grafico della risorsa solare

3.4 Albedo Terrestre

Sono stati utilizzati dati di albedo terrestre dal sensore MODIS (Moderate Resolution Imaging Spectroradiometer), uno strumento a bordo dei satelliti Terra e Aqua della NASA.

Il database ha una risoluzione temporale mensile, derivata da misurazioni effettuate tra 2000 e 2017. Il valore dell'albedo di ogni mese è stato calcolato come la media aritmetica di tutte le misurazioni disponibili per ogni mese.

La risoluzione spaziale è di 0.1 gradi in latitudine e 0.1 gradi in longitudine, che equivale a una griglia di 11x11km sull'equatore. Per posizioni geografiche più lontane dall'equatore, la risoluzione in chilometri aumenta.

Il valore medio dell'albedo per tutto l'anno è di 14.05 %. I valori medi mensili sono mostrati in Tabella 3-4.

Valori mensili dell'albedo	
Gennaio	12.67 %
Febbraio	14.57 %
Marzo	14.51 %
Aprile	15.07 %
Maggio	15.24 %
Giugno	15.80 %
Luglio	15.88 %
Agosto	15.40 %
Settembre	14.32 %
Ottobre	12.28 %
Novembre	11.19 %

Dicembre	11.63 %
Valore medio annuale	14.05 %

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, Voc, a -10 °C minore o uguale alla tensione massima di ingresso dell'inverter.

TENSIONE MASSIMA MODULO

Tensione di circuito aperto, Voc, a -10 °C minore o uguale alla tensione massima di sistema del modulo.

CORRENTE MASSIMA

Corrente massima (corto circuito) generata, Isc, 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, 28 moduli saranno collegati in serie a formare una stringa, più stringhe si collegheranno ai quadri di stringa di riferimento presenti in prossimità del campo FV. I quadri 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 36kV. 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/AT 0.6/36kV, un quadro di alta tensione (QAT 36kV) ed infine un cabinato per i servizi ausiliari.

Si formeranno così 20 sottocampi che saranno collegati al quadro alta tensione posto nella cabina di interfaccia a definire l'intero campo agrivoltaico.

NUMERO MODULI	133896
NUMERO STRINGHE	4782
NUMERO INVERTER CENTRALIZZATI	20
NUMERO DI TRAFI E SOTTOCAMPI	20

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 centralizzati, che convertono la DC dall'impianto solare ad AC.
- ✓ Trasformatori di potenza, che aumentano il livello di tensione da bassa ad alta tensione.
- ✓ Cabine di trasformazione AT/BT, contenenti tutte le attrezzature necessarie all'elevazione della tensione da bassa

ad alta (36kV).

- ✓ Cabina d'interfaccia, dove vengono raccolte le linee AT 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 700W.

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



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

Caratteristiche dei moduli fotovoltaici	
Caratteristiche principali	
Modello	CS7N-700TB-AG 1500V
Produttore	CSI Solar Co., Ltd.
Tecnologia	Si-mono
Tipo di modulo	Bifacciale
Massima tensione	1500 V
Standard Test Conditions (STC)	
Potenza picco	700.0 W
Efficienza	22.53 %
Tensione MPP	40.0 V
Corrente MPP	17.51 A
Tensione a vuoto	47.9 V
Corrente di cortocircuito	18.49 A
Coefficienti di temperatura	
Coefficiente di potenza	-0.290 %/°C
Coefficiente di tensione	-0.250 %/°C
Coefficiente di corrente	0.050 %/°C
Caratteristiche meccaniche	
Lunghezza	2384.0 mm
Larghezza	1303.0 mm
Spessore	33.0 mm
Peso	37.8 kg

Tabella 5-2

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.

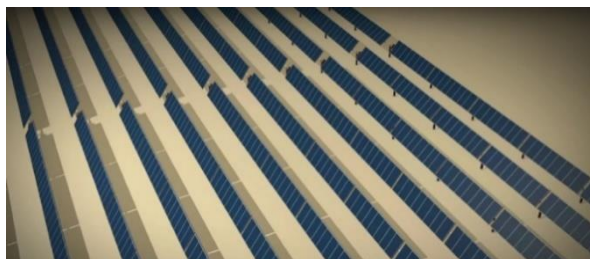


Figura 5-1– Esempio di inseguitore monoassiale

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	NX Gemini
Produttore	Nextracker
Tecnologia	Single-row
Configurazione	2V (Verticale)
Range angolo d'inseguimento	+50 / -50 °
Altezza minima dal suolo	2.1 m
Progettato per moduli	BIFACIAL
Distanza addizionale per il motore	500.0 mm
Distanza addizionale per asse di rotazione	152.0 mm
Distanza tra i moduli in direzione assiale	5.0 mm
Distanza tra i moduli in direzione pitch	0.0 mm

Tabella 5-3– Principali caratteristiche dell'inseguitore mono-assiale

Stringhe per struttura	Moduli per struttura	Lunghezza	Quantità
1	112	73.74 m	992
2	28	18.81 m	290
3	84	55.43 m	116
4	56	37.12 m	88

Tabella 5-4– Numero di inseguitori mono-assiali installati

5.1.3 Quadri di stringa

I quadri di stringa raccolgono l'energia generata dal campo in DC, collegano in parallelo le stringhe all'inverter e forniscono protezione elettrica al campo fotovoltaico. Per rispettare il numero di ingressi dell'inverter, diverse stringhe saranno concentrate in parallelo in modo da funzionare come un unico circuito. Le scatole di derivazione devono essere installate con un fusibile per stringa per proteggere ogni array. Verranno installati scaricatori di tensione in DC ed un sezionatore DC

verrà posizionato nella linea di uscita. Inoltre, è possibile installare un sistema di comunicazione per monitorare la corrente e la tensione della stringa.



Figura 5-2- Esempio di quadro di stringa

I quadri di stringa saranno installati in una posizione ombreggiata e saranno facilmente accessibili per facilitare le lavori di manutenzione. Saranno posizionati dietro i moduli fotovoltaici e, se possibile, utilizzando i pali di strutture esistenti, in modo che rimangano ombreggiati e protetti da danni causati dalla pioggia o da altri fenomeni atmosferici

Quadro di stringa	Quantità	Ingressi	Potenza	Corrente del fusibile	Corrente del sezionatore	Scaricatore
1	218	16 stringhe	313.6 kW	30 A	400 A	Si
2	35	15 stringhe	294.0 kW	30 A	400 A	Si
3	15	13 stringhe	254.8 kW	30 A	400 A	Si
4	13	8 stringhe	156.8 kW	30 A	400 A	Si
5	10	14 stringhe	274.4 kW	30 A	400 A	Si
6	10	9 stringhe	176.4 kW	30 A	400 A	Si
7	9	12 stringhe	235.2 kW	30 A	400 A	Si
8	7	10 stringhe	196.0 kW	30 A	400 A	Si
9	5	11 stringhe	215.6 kW	30 A	400 A	Si
10	1	7 stringhe	137.2 kW	30 A	400 A	Si

Tabella 5-5- Principali caratteristiche dei quadri di stringa

5.1.4 Inverter Centralizzato

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).



Figura 5-3. Esempio di inverter centralizzato

Nelle tabelle seguenti si mostrano le caratteristiche dell'inverter utilizzato in questo progetto.

Caratteristiche dell'inverter centralizzato	
Caratteristiche principali	
Modello	SG4400UD
Tipo	CENTRAL
Produttore	Sungrow
Max Efficienza conversione da DC ad AC	98.67 %
Ingresso (DC)	
Range di tensione di ricerca MPPT	895 - 1500 V
Tensione massima di ingresso	1500 V
Uscita (AC)	
Potenza nominale	4532.0 kVA
Potenza massima 20° (datasheet)	5060.0 kVA
Potenza nominale 45° (datasheet)	4400.0 kVA
Tensione in uscita	630 V
Frequenza in uscita	50 Hz

Tabella 5-6- Caratteristiche dell'inverter

Inverter	Quantità	Ingressi DC	Potenza DC	Rapporto DC/AC
SG4400UD (4532 kWac)	1	2 Quadro di stringa da 9 stringhe 1 Quadro di stringa da 14 stringhe 3 Quadro di stringa da 15 stringhe 14 Quadro di stringa da 16 stringhe	5900 kW	1.302
SG4400UD (4532 kWac)	1	1 Quadro di stringa da 12 stringhe 1 Quadro di stringa da 15 stringhe 4 Quadro di stringa da 13 stringhe 10 Quadro di stringa da 16 stringhe	4684 kW	1.034
SG4400UD (4532 kWac)	1	1 Quadro di stringa da 12 stringhe 3 Quadro di stringa da 13 stringhe 1 Quadro di stringa da 14 stringhe 2 Quadro di stringa da 15 stringhe 9 Quadro di stringa da 16 stringhe	4684 kW	1.034
SG4400UD (4532 kWac)	1	1 Quadro di stringa da 12 stringhe 2 Quadro di stringa da 15 stringhe 1 Quadro di stringa da 8 stringhe 1 Quadro di stringa da 13 stringhe 11 Quadro di stringa da 16 stringhe	4684 kW	1.034

SG4400UD (4532 kWac)	1	1 Quadro di stringa da 14 stringhe 1 Quadro di stringa da 11 stringhe 2 Quadro di stringa da 15 stringhe 3 Quadro di stringa da 13 stringhe 9 Quadro di stringa da 16 stringhe	4665 kW	1.029
SG4400UD (4532 kWac)	1	1 Quadro di stringa da 9 stringhe 1 Quadro di stringa da 8 stringhe 1 Quadro di stringa da 14 stringhe 12 Quadro di stringa da 16 stringhe 1 Quadro di stringa da 15 stringhe	4665 kW	1.029
SG4400UD (4532 kWac)	1	1 Quadro di stringa da 9 stringhe 1 Quadro di stringa da 10 stringhe 10 Quadro di stringa da 16 stringhe 1 Quadro di stringa da 14 stringhe 3 Quadro di stringa da 15 stringhe	4665 kW	1.029
SG4400UD (4532 kWac)	1	1 Quadro di stringa da 13 stringhe 1 Quadro di stringa da 10 stringhe 1 Quadro di stringa da 11 stringhe 4 Quadro di stringa da 15 stringhe 9 Quadro di stringa da 16 stringhe	4665 kW	1.029
SG4400UD (4532 kWac)	1	1 Quadro di stringa da 10 stringhe 2 Quadro di stringa da 9 stringhe 13 Quadro di stringa da 16 stringhe	4626 kW	1.021
SG4400UD (4532 kWac)	1	1 Quadro di stringa da 12 stringhe 1 Quadro di stringa da 11 stringhe 1 Quadro di stringa da 10 stringhe 1 Quadro di stringa da 13 stringhe 2 Quadro di stringa da 15 stringhe 10 Quadro di stringa da 16 stringhe	4626 kW	1.021
SG4400UD (4532 kWac)	1	1 Quadro di stringa da 12 stringhe 1 Quadro di stringa da 9 stringhe 1 Quadro di stringa da 10 stringhe 1 Quadro di stringa da 15 stringhe 1 Quadro di stringa da 14 stringhe 11 Quadro di stringa da 16 stringhe	4626 kW	1.021
SG4400UD (4532 kWac)	1	1 Quadro di stringa da 12 stringhe 2 Quadro di stringa da 8 stringhe 1 Quadro di stringa da 15 stringhe 12 Quadro di stringa da 16 stringhe	4606 kW	1.016
SG4400UD (4532 kWac)	1	1 Quadro di stringa da 11 stringhe 14 Quadro di stringa da 16 stringhe	4606 kW	1.016

SG4400UD (4532 kWac)	1	1 Quadro di stringa da 8 stringhe 1 Quadro di stringa da 9 stringhe 7 Quadro di stringa da 15 stringhe 7 Quadro di stringa da 16 stringhe	4586 kW	1.012
SG4400UD (4532 kWac)	1	1 Quadro di stringa da 12 stringhe 2 Quadro di stringa da 8 stringhe 2 Quadro di stringa da 15 stringhe 11 Quadro di stringa da 16 stringhe	4586 kW	1.012
SG4400UD (4532 kWac)	1	1 Quadro di stringa da 14 stringhe 1 Quadro di stringa da 10 stringhe 12 Quadro di stringa da 16 stringhe 2 Quadro di stringa da 9 stringhe	4586 kW	1.012
SG4400UD (4532 kWac)	1	1 Quadro di stringa da 14 stringhe 2 Quadro di stringa da 8 stringhe 2 Quadro di stringa da 15 stringhe 10 Quadro di stringa da 16 stringhe 1 Quadro di stringa da 13 stringhe	4567 kW	1.008
SG4400UD (4532 kWac)	1	1 Quadro di stringa da 12 stringhe 2 Quadro di stringa da 8 stringhe 1 Quadro di stringa da 14 stringhe 1 Quadro di stringa da 15 stringhe 11 Quadro di stringa da 16 stringhe	4567 kW	1.008
SG4400UD (4532 kWac)	1	1 Quadro di stringa da 13 stringhe 1 Quadro di stringa da 12 stringhe 2 Quadro di stringa da 8 stringhe 12 Quadro di stringa da 16 stringhe	4567 kW	1.008
SG4400UD (4532 kWac)	1	1 Quadro di stringa da 10 stringhe 1 Quadro di stringa da 7 stringhe 1 Quadro di stringa da 11 stringhe 1 Quadro di stringa da 14 stringhe 1 Quadro di stringa da 15 stringhe 11 Quadro di stringa da 16 stringhe	4567 kW	1.008

5.1.5 Stazione di trasformazione

Le stazioni di trasformazione AT/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 alta tensione (36 kV), Trasformatore in olio (BT/AT 0.63/36kV), quadro BT (630V) e cabinato ausiliari.

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

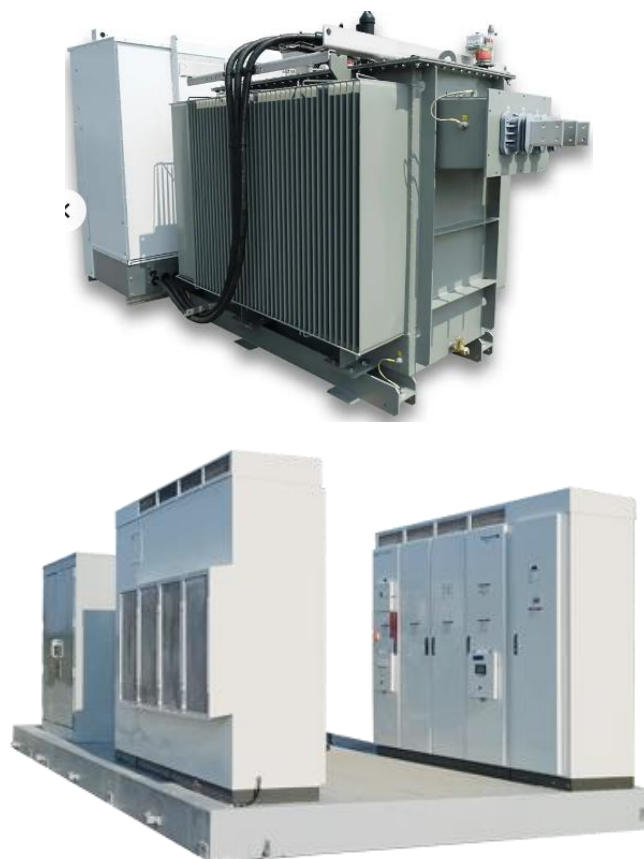
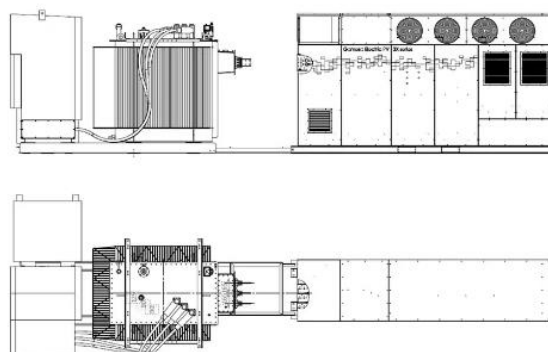


Figura 5-4 – Esempio di Stazione in skid



In totale saranno previste n.20 cabine di trasformazione.

Si mostrano le caratteristiche comuni delle cabine AT/BT, ed in base alla configurazione AC e DC in Tabelle 8-9-10.

Caratteristiche comuni della Stazione AT/BT	
Rapporto di trasformazione	0.6/36.0kV
Sistema di raffreddamento	ONAN/ONAF
Commutatore	2.25%; 5%; 7,5% ;10%
Servizio	all'esterno

Tabella 5-7- Caratteristiche comuni delle cabine AT/BT

Stazione AT/BT	Quantità	Num. Inverter	Configurazione trasformatori	Cortocircuito (Zcc)
----------------	----------	---------------	------------------------------	---------------------

1	20	1(4.532 MVA)	1 trasformatore a due avvolgimenti da 4.532 MVA	0.080
---	----	--------------	---	-------

Tabella 5-8. Cabine AT/BT in base alla configurazione AC

Stazione AT/BT	Quantità	Num. Inverter	Potenza AC	Potenza DC	Rapporto DC/AC
1	1	1	4.532 MW	5.9 MW	1.302
2	1	1	4.532 MW	4.684 MW	1.034
3	1	1	4.532 MW	4.684 MW	1.034
4	1	1	4.532 MW	4.684 MW	1.034
5	1	1	4.532 MW	4.665 MW	1.029
6	1	1	4.532 MW	4.665 MW	1.029
7	1	1	4.532 MW	4.665 MW	1.029
8	1	1	4.532 MW	4.665 MW	1.029
9	1	1	4.532 MW	4.626 MW	1.021
10	1	1	4.532 MW	4.626 MW	1.021
11	1	1	4.532 MW	4.626 MW	1.021
12	1	1	4.532 MW	4.606 MW	1.016
13	1	1	4.532 MW	4.606 MW	1.016
14	1	1	4.532 MW	4.586 MW	1.012
15	1	1	4.532 MW	4.586 MW	1.012
16	1	1	4.532 MW	4.586 MW	1.012
17	1	1	4.532 MW	4.567 MW	1.008
18	1	1	4.532 MW	4.567 MW	1.008
19	1	1	4.532 MW	4.567 MW	1.008
20	1	1	4.532 MW	4.567 MW	1.008

Tabella 5-9. Cabine AT/BT in base al campo DC

5.1.6 Cabina d'interfaccia

L'impianto fotovoltaico sarà completato dall'installazione di una cabina di interfaccia con control room, ubicata quanto più possibile in corrispondenza del punto 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 AT/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 alta tensione collocato all'interno della cabina di interfaccia è l'apparato dove saranno attestate tutte le linee AT provenienti dalle stazioni di trasformazione in campo.

Tramite un cavidotto AT 36kV sarà realizzato il collegamento in antenna tra la suddetta cabina e la nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 132/36kV da inserire in entra-esce alle linee RTN a 132 kV "San Bellino – Rovigo ZI" e "Canaro – Rovigo RT",".

Il nuovo elettrodotto 36kV per il collegamento in antenna dell'impianto sulla Stazione Elettrica della RTN costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo di arrivo produttore a 36kV nella suddetta stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

Nella 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 1,5%.

Per i tratti in corrente continua Modulo-Combiner box sono stati previsti i cavi solari H1Z2Z2-K con sezione 6mmq e 10mmq; per i tratti in corrente continua Combiner box (quadri di stringa)-Inverter 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 AT

I cavi AT 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 1,5 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 0.5%.

Il cavo previsto è un RG16H1R12 26/45kV, un cavo unipolare in rame.

Le trincee avranno profondità di almeno 1500mm, mentre la separazione orizzontale nei tratti in cui è prevista sarà pari a 200mm.

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

5.3 Predisposizione sistema di accumulo (BESS)

In corrispondenza delle stazioni di conversione e trasformazione verranno previsti degli spazi dedicati alla predisposizione di un eventuale sistema di accumulo previsto in una fase successiva. Tale sistema è generalmente costituito da una parte di conversione DC/AC ed elevazione alla tensione di rete (PCS) e da una parte di accumulo vero e proprio, ovvero i cabinetti contenenti le celle di accumulo elettrochimico.

Tale sistema verrà eventualmente trattato ed integrato alla documentazione nelle fasi successive qualora si deciderà di implementarlo.

5.4 Interconnessione alla rete RTN

La Soluzione Tecnica Minima Generale prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 36 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 132 kV "San Bellino – Rovigo ZI" e "Canaro – Rovigo RT".

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

Per il collegamento tra cabina di interfaccia (36kV) e la nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 132/36 kV saranno utilizzati cavi in rame, tipo RG16H1R12 26/45kV di sezione pari a 500mmq in formazione 3x/3x1x500), per un percorso di lunghezza pari a circa 11.53 km.

Tale realizzazione comporta l'interessamento della seguente pubblica amministrazioni quale Comune di Polesella (RO) e Frassinelle Polesine (Ro), Arquà polesine(RO), Rovigo.

Viene di seguito riportato il percorso cavo per interconnessione a 36kV tra parco agrivoltaico e Stazione Elettrica (SE).



Figura 5-10. Layout impianto e connessione alla Stazione Elettrica

La linea in progetto è da realizzarsi quanto più possibile a lato della viabilità comunale e rurale esistente; i cavi saranno direttamente interrati in trincea ad una profondità di posa minima di 150 cm. La partenza della linea è prevista dalla cabina di interfaccia su quadro AT a 36 kV, ubicato in prossimità dell'ingresso al campo agrivoltaico, per confluire al quadro AT 36kV della SE.

La linea in oggetto oltre ad essere adeguatamente dimensionata per la portata di corrente sarà dimensionata anche in base alla limitazione della caduta di tensione entro valori accettabili. Per realizzare la linea in oggetto saranno utilizzati cavi con conduttore in rame e materiale isolante in gomma ad alto modulo, dotato di schermo a fili di rame su ogni anima e

protezione esterna con isolamento solido estruso in XLPE.

Il percorso sarà realizzato principalmente a bordo strada, i cavi verranno posati in un letto di sabbia e successivamente protetti da un "tegolo" prefabbricato. Detto "tegolo" verrà a sua volta ricoperto con terreno di riempimento compattato. Il percorso del cavo sarà inoltre segnalato (in caso di attività di scavo successive alla posa stessa) da una rete di plastica forata di colore rosso-arancione e da un nastro di segnalazione in PVC opportunamente interrati.

La realizzazione dei cavidotti interrati così come prospettato, permette il rispetto dei valori imposti dalla normativa (DPCM del 08/07/2003: Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti".) sia in termini di intensità del campo elettrico che di induzione magnetica.

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 e dall'allegato A-68 del codice di rete Terna.

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 AT 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 ⁽¹⁰⁰⁾	Tempo di apertura DDI ⁽¹⁰¹⁾⁽¹⁰²⁾
Massima tensione (59.S1, basata su calcolo valore efficace secondo l'Allegato S.	1,10 U _n	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 _n	0,60 s	
Minima tensione (27.S1)	0,85 U _n	1,5 s	
Minima tensione (27.S2)*	0,15 U _n	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 _{rn} ⁽⁰⁰⁾	25 s	
Massima tensione sequenza inversa (59 V1)	15% U _n /E _n ⁽⁰¹⁾		
Minima tensione sequenza diretta (27 Vd)	70% U _n /E _n ⁽⁰¹⁾		
* Nel caso di generatori sincroni, il valore può essere innalzato a 0,7 U _n e t = 0,150 s. ◊ Per valori di tensione al di sotto di 0,2 U _n , la protezione di massima/minima frequenza si deve inibire (non deve emettere alcun comando). (0) Regolazione espressa in % della tensione nominale concatenata U _n o della tensione nominale di fase E _n in funzione del metodo utilizzato (vedi Paragrafo 8.8.7.8.1) (00) Regolazione espressa in % della tensione residua nominale V _{rn} misurata ai capi del triangolo aperto o calcolata all'interno del relè (V _{rn} =3E _n =√3U _n). U _n Regolazione espressa in % della tensione nominale concatenata U _n .			

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 AT.

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 ⁽¹³⁴⁾, 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 AT, 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/AT. 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 AT 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 AT, collegato ad anello, anch'esso realizzato tramite corda di rame nudo di sezione minima pari a 50 mmq.

In alta 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 RISULTATI DEL RENDIMENTO ENERGETICO

In Tabella 8-1 si mostra una sintesi dei risultati per il primo anno. Il performance ratio è stato calcolato utilizzando l'irradiazione sulla faccia anteriore, che può portare ad un PR maggiore da 100% per simulazione bifacciali con una radiazione nella faccia posteriore molto elevata.

Descrizione	Valore	Unità
Produzione del primo anno	159.6	GWh
Performance ratio	88.07 %	-
Produzione specifica	1702.9	kWh/kWp
Guadagno bifacciale	3.65 %	-

Tabella 8-1. Sintesi dei risultati per il primo anno

8.1 Rendimento energetico e perdite del primo anno (P50)

I risultati d'irradiazione nella faccia anteriore si mostrano in Tabella 8-2, e i risultati della faccia posteriore in Tabella 8-3. Le perdite subite dopo la conversione fotovoltaica si mostrano in Tabella 8-4 per il primo anno di produzione.

Descrizione	Valore	Unità	Perdita
Risorsa solare			
Irradiazione globale orizzontale	1515.3	kWh/m2	
Trasposizione sul piano inclinato	1933.5	kWh/m2	+27.60 %
Ombre lontane (profilo dell'orizzonte)	1933.1	kWh/m2	-0.02 %
Ombre vicine	1881.5	kWh/m2	-2.67 %
Perdite per sporcizia	1843.9	kWh/m2	-2.00 %
Perdite IAM	1834.2	kWh/m2	-0.53 %
Irradiazione effettiva sulla faccia anteriore	1834.2	kWh/m2	

Tabella 8-2 - Risultati d'irradiazione per la faccia anteriore

Descrizione	Valore	Unità	Perdita
Risorsa solare			
Irradiazione globale orizzontale	1515.3	kWh/m2	
Irradiazione riflessa dal terreno	223.8	kWh/m2	-85.23 %
Trasposizione sul piano inclinato	263.3	kWh/m2	+17.66 %
Effetto delle ombre sul terreno	112.4	kWh/m2	-57.32 %
Ombre lontane (profilo dell'orizzonte)	112.4	kWh/m2	0.00 %
Ombre vicine	93.6	kWh/m2	-16.71 %
Perdite per sporcizia	93.6	kWh/m2	0.00 %

Perdite IAM	86.3	kWh/m2	-7.82 %
Irradiazione effettiva sulla faccia posteriore	86.3	kWh/m2	

Tabella 8-3 - Risultati d'irradiazione per la faccia posteriore

Descrizione	Valore	Unità	Perdita
Risorsa solare			
Irradiazione effettiva sulla faccia anteriore	1834.2	kWh/m2	
Irradiazione effettiva sulla faccia posteriore	86.3	kWh/m2	
Irradiazione globale effettiva	1920.5	kWh/m2	
Conversione fotovoltaica (efficienza nominale)			
Area totale di moduli	415928	m2	
Energia ricevuta nei moduli	798.8	GWh	
Energia effettiva dopo il fattore di bifaccialità	791.6	GWh	-0.90 %
Efficienza del modulo STC	22.56	%	
Energia con efficienza di conversione STC	178.58	GWh	
Perdite del modulo			
Degrado del modulo	178.05	GWh	-0.30 %
Perdita per livello d'irradiazione	177.92	GWh	-0.07 %
Perdita per temperatura	171.34	GWh	-3.69 %
Correzione spettrale	171.34	GWh	0.00
Qualità del modulo	172.54	GWh	+0.70 %
Perdita LID (Light Induced Degradation)	169.09	GWh	-2.00 %
Mismatch bifacciale	168.87	GWh	-0.13 %
Perdita per mismatch tra moduli	167.18	GWh	-1.00 %
Perdite per mismatch per ombreggiamento	167.18	GWh	0.00 %
Perdita del cablaggio DC	165.43	GWh	-1.05 %
Energia disponibile all'ingresso dell'inverter	165.43	GWh	
Conversione DC ad AC nell'inverter			
Perdita dovuta alla minima tensione d'ingresso dell'inverter	165.43	GWh	0.00 %
Perdita dovuta alla massima tensione d'ingresso dell'inverter	165.43	GWh	0.00 %
Perdita dovuta alla minima potenza d'ingresso dell'inverter	165.43	GWh	0.00 %
Perdita dovuta alla massima potenza in uscita dell'inverter	165.27	GWh	-0.10 %
Perdita per consumi ausiliari	165.27	GWh	0.00 %
Perdita per efficienza di conversione	162.89	GVAh	-1.44 %
Energia disponibile all'uscita dell'inverter	162.89	GWh	
Perdite in Stazione AT/BT e nel sistema AT			
Perdite del cablaggio AC dall'inverter al trasformatore	162.89	GWh	0.00 %
Perdite nel ferro del trasformatore	162.51	GWh	-0.23 %
Perdite nel rame del trasformatore	161.49	GWh	-0.63 %

Perdite del cablaggio AT	160.98	GWh	-0.31 %
Energia disponibile all'uscita del sistema AT	160.98	GWh	
<i>Energia reattiva disponibile all'uscita del sistema AT</i>	0.0	GVArh	
<i>Fattore di potenza all'uscita del sistema AT</i>	1.000		
Perdite nella sottostazione			
Perdite per consumo ausiliario	160.98	GWh	0.00 %
Perdite nel ferro del trasformatore della sottostazione	160.6	GWh	-0.24 %
Perdite nel rame del trasformatore della sottostazione	159.6	GWh	-0.62 %
Perdita per limitazione al punto di consegna	159.6	GWh	0.00 %
Energia disponibile all'uscita della sottostazione	159.6	GWh	
<i>Energia reattiva disponibile all'uscita della sottostazione</i>	0.0	GVArh	
<i>Fattore di potenza all'uscita della sottostazione</i>	1.000		
Linea di alta tensione e disponibilità			
Perdite dalla sottostazione alla rete (linea AT)	159.6	GWh	0.00 %
Perdite per indisponibilità dell'impianto	159.6	GWh	0.00 %
Perdite per indisponibilità della rete	159.6	GWh	0.00 %
ENERGIA TOTALE INIETTATA IN RETE	159.6	GWh	
<i>ENERGIA REATTIVA TOTALE INIETTATA IN RETE</i>	0.0	GVArh	
<i>FATTORE DI POTENZA NEL PUNTO DI CONSEGNA</i>	1.000		

Tabella 8-4 - Rendimento e perdite del primo anno

8.2 Consumo notturno nel primo anno

In Tabella 8-5 sono mostrati i risultati dei consumi notturni dell'impianto fotovoltaico nel primo anno. Questi consumi sono dovuti alle perdite degli inverter durante la notte, alle perdite nel ferro dei trasformatori, e ai consumi ausiliari dell'impianto.

Il consumo annuale totale notturno è stato di -823.19 MWh, che rappresenta il 0.52 % della totale energia prodotta di 159.6 GWh.

Descrizione	Valore	Unità	Percentuale sul totale
Inverter			
Perdite notturne	0.0	MWh	0.00 %
Stazione AT/BT			
Perdite nel ferro del trasformatore	-411.6	MWh	50.00 %
Sottostazione			
Consumi ausiliari dell'impianto	0.0	MWh	0.00 %
Perdite nel ferro del trasformatore della sottostazione	-411.6	MWh	50.00 %
TOTAL POWER CONSUMPTION	-823.19	MWh	100.00 %

Tabella 8-5 - Risultati del consumo notturno nel primo anno

8.3 Produzione a 25 anni (P50)

La produzione dell'impianto fotovoltaico è stata calcolata per un periodo di 30 anni. Nella tabella 8-6 si mostra la produzione, produzione specifica e il performance ratio si mostrano per ogni anno.

Anno	Produzione [GWh]	Produzione specifica [kWh/kWp]	Performance ratio [%]
1	159.6	1702.9	88.07
2	159.1	1697.7	87.80
3	158.6	1692.5	87.53
4	158.1	1687.3	87.27
5	157.7	1682.1	87.00
6	157.2	1676.9	86.73
7	156.7	1671.8	86.46
8	156.2	1666.6	86.19
9	155.7	1661.4	85.92
10	155.2	1656.2	85.66
11	154.7	1651.0	85.39
12	154.3	1645.8	85.12
13	153.8	1640.9	84.87
14	153.3	1635.7	84.60
15	152.8	1630.5	84.33
16	152.3	1625.3	84.06
17	151.8	1620.1	83.79
18	151.4	1614.9	83.52
19	150.9	1609.7	83.25
20	150.4	1604.5	82.98
21	149.9	1599.3	82.71
22	149.4	1594.0	82.44
23	148.9	1588.8	82.17
24	148.4	1583.6	81.90
25	147.9	1578.4	81.63
Total	3844.5	1640.7	84.9

Tabella 8-6 - Risultati per il periodo di 25 anni

8.4 Stima probabilistica della produzione

La stima probabilistica della produzione è un'analisi statistica. Può essere utilizzata per verificare l'effetto che alcune incertezze hanno sulla produzione nel corso di diversi anni. Il peso di queste incertezze viene quantificato utilizzando la deviazione standard (valore sigma), che rappresenta la variabilità annuale attesa. Può essere utilizzata per considerare le incertezze nei dati meteorologici, nelle prestazioni delle apparecchiature o nel degrado a lungo termine.

L'analisi consiste nell'assumere che la produzione segua una distribuzione normale per tutta la durata di vita dell'impianto fotovoltaico. La media della distribuzione normale sarà la produzione del primo anno (159.6 GWh).

La deviazione standard della distribuzione normale è stata specificata dall'utente e il suo valore è 3.00 %.

I risultati sono mostrati in Tabella 8-7.

Probabilità	Produzione [GWh]
P50	159.6
P75	156.4
P90	153.5
P95	151.7
P99	148.5

Tabella 8-7 - Stima probabilistica della produzione

9 PERDITE

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 di seguito riportate.

9.1 Trasposizione della GHI sul piano inclinato

L'irradiazione che arriva sul piano inclinato è calcolata dalla trasposizione dell'irradiazione globale sul piano inclinato. A causa dell'angolo inclinato dei moduli, la trasposizione comporta un guadagno rispetto all'irradiazione che un piano orizzontale riceverebbe. Questo guadagno sarà maggiore se la struttura di montaggio ha un inseguitore monoassiale.

La trasposizione della GHI sul piano inclinato nel lato anteriore ha portato un guadagno del +27.60 %.

Sul lato posteriore, è stata calcolata la trasposizione dell'irradiazione riflessa dal terreno sul piano inclinato. Inoltre, il piano inclinato riceve irradiazione diffusa e diretta. La trasposizione ha portato un guadagno del +17.66%.

9.2 Effetto delle ombre sul terreno

Le ombre proiettate a terra dalle strutture portano ad una perdita di irradiazione riflessa dal terreno. Alcuni parametri, come la distanza pitch, l'altezza minima dal suolo o la frazione di trasparenza, influiscono in modo particolare su questa perdita.

È stato considerato un valore di 0.00 % per modellare la trasparenza della struttura e dei moduli.

La perdita dovuta alle ombre sul terreno è stata del -57.32 %.

9.3 Perdite per ombre lontane

La presenza di ostacoli sulla linea dell'orizzonte (come colline o edifici) avrà un impatto negativo sull'irradiazione che raggiunge i moduli fotovoltaici. Questo si verificherà nelle ore del giorno in cui l'elevazione del sole è più bassa. Un ostacolo è solitamente considerato parte del profilo dell'orizzonte se le dimensioni della sua ombra sono più di dieci volte superiori a quelle dell'impianto agrivoltaico.

Le perdite per ombre lontane si calcolano rispetto ad un ipotetico impianto senza ostacoli all'orizzonte.

Tenendo conto del profilo di orizzonte, le perdite stimate sono del -0.02 % sul lato anteriore.

Sul lato posteriore, il profilo dell'orizzonte è considerato solo per la componente diretta, comportando una perdita del 0.00 %.

9.4 Perdite per ombre vicine

Nei momenti della giornata in cui l'elevazione solare è bassa, si possono produrre ombre tra le file dei moduli fotovoltaici. Queste ombre provocano una riduzione della irradiazione ricevuta sui moduli in ombra.

La perdita annuale dovuta alle ombre vicine sul lato anteriore è stata del -2.67 %. Ciò è dovuto alle ombre proiettate da una struttura all'altra.

Parte della irradiazione riflessa dal terreno è bloccata dalle strutture stesse e dall'asse di rotazione. Il valore della perdita dovuta alle ombre vicine sul lato posteriore è stato del -16.71 %.

9.5 Perdite per sporcizia

Il deposito di polvere e sporcizia sulla superficie dei moduli provoca una riduzione della potenza del generatore fotovoltaico. A parità di sporcizia, l'impatto energetico di questo fenomeno è maggiore per i raggi obliqui che per quelli perpendicolari.

La perdita per sporcizia viene facilmente ridotta al minimo pulendo regolarmente i moduli fotovoltaici. Inoltre, viene ridotta ogni volta che le condizioni atmosferiche provocano la rimozione dello sporco dalla loro superficie (attraverso la pioggia o il vento). Tuttavia, in condizioni transitorie di elevato inquinamento, la perdita può raggiungere l'8%, ad esempio tra un'operazione di pulizia e l'altra. Altre condizioni che influenzano la perdita di sporco sono la vicinanza delle strade, le caratteristiche del terreno o l'angolo di inclinazione dei moduli.

Le perdite per sporcizia sul lato anteriore dei pannelli sono considerate come un valore medio costante durante l'anno pari a -2.00 %.

Le perdite per sporcizia sul lato posteriore dei pannelli sono considerate come un valore medio costante durante l'anno pari a 0.00 %.

9.6 Perdite IAM

Queste perdite incorrono quando l'angolo d'incidenza dell'irradiazione solare sulla superficie del modulo è diverso da zero, in aggiunta all'effetto coseno. Questa perdita viene calcolata utilizzando un coefficiente IAM (Incidence Angle Modifier), che varia in funzione del vetro utilizzato.

Le perdite IAM sulla faccia anteriore del modulo sono state modellate secondo le specifiche del produttore, utilizzando il profilo personalizzato che si trova nel file PAN.

Le perdite IAM sulla faccia posteriore del modulo sono state modellate secondo il modello aria-vetro per vetri normali, con un indice di rifrazione pari a 1.526 (parametro n).

Le perdite IAM nella faccia anteriore del modulo sono del -0.53 %, e nella faccia posteriore del modulo hanno un valore di -7.82 %.

9.7 Degrado del modulo fotovoltaico

Quando i moduli sono esposti per la prima volta alla luce solare, avviene un degrado iniziale delle prestazioni del modulo, conosciuto come Light Induced Degradation Loss (LID).

Dopo questo degrado, si verifica un processo più a lungo termine che si traduce in una perdita di prestazioni annuali.

Questo degrado si verifica a causa della corrosione dei conduttori e di un graduale cedimento del back-sheet sul retro del modulo. Condizioni atmosferiche come oscillazioni di temperatura elevate, pioggia, umidità ambientale e salinità possono accelerare la corrosione.

Il valore di degrado annuale è del -0.30 % per il primo anno di funzionamento, e del -0.30 % per gli anni successivi.

9.8 Perdita per livello di irradiazione

La perdita per livello di irradiazione si riferisce alla produzione inferiore dei moduli fotovoltaici quando la radiazione è inferiore a 1000 W/m² (condizioni STC).

Il valore di questa perdita è del -0.07 %.

9.9 Perdita per temperatura

La produzione delle celle fotovoltaiche diminuisce quando la temperatura operativa è elevata. La perdita viene influenzata dalle caratteristiche del modulo fotovoltaico. La temperatura di cella è sempre più alta dalla temperatura ambiente.

È stato considerato un valore di 29.00 W/m²/K per la componente costante del coefficiente di trasmittanza termica. Il coefficiente di perdita del vento è di 0.00 W·s/m³/K.

La perdita annuale dovuta alla temperatura di cella del modulo è del -3.69 %.

9.10 Perdita/Guadagno per qualità del modulo

La potenza nominale dei moduli fotovoltaici prodotti in serie varia da modulo a modulo. Questa dispersione del rendimento del modulo è generalmente modellata come una percentuale di variazione rispetto alla potenza nominale in condizioni STC. La dispersione si traduce spesso in un guadagno netto, in quanto i produttori di solito cercano tolleranze più strette per avere un rendimento leggermente superiore a quello nominale.

Il guadagno dovuto alla dispersione della qualità del modulo è del +0.70 %.

9.11 Degrado LID

Il degrado LID (Light Induced Degradation) avviene durante le prime ore di esposizione alla luce solare del modulo fotovoltaico. Dopo queste prime ore iniziali, il degrado si stabilizza e rimane costante durante il ciclo di vita restante del modulo. Questo effetto non viene riflesso normalmente nella scheda tecnica del modulo.

Il valore della perdita per digrado indotto dalla luce è di -2.00 %.

9.12 Perdite per mismatch bifacciale

Il mismatch bifacciale è causato dall'illuminazione eterogenea sulla faccia posteriore. Si tratta di un effetto più pronunciato quando si utilizzano inseguitori 1V, in cui l'asse di rotazione blocca parte della luce che raggiunge la faccia posteriore.

È stato considerato un valore del 10.00 % per il mismatch bifacciale. Questo valore non è direttamente usato per la perdita per mismatch bifacciale, ma si applica di modo proporzionale al rapporto fra irradiazione anteriore a posteriore.

La perdita per mismatch bifacciale conseguente è del -0.13 %.

9.13 Perdite per mismatch

Le perdite per mismatch si riferiscono al fatto che i moduli collegati in serie che formano una stringa hanno caratteristiche elettriche diverse. Ciò significa che i moduli non sono sempre in grado di funzionare al loro punto di funzionamento di massima potenza.

Il valore della perdita, costante durante tutto l'anno, è del -1.00 %.

9.14 Perdite per mismatch per ombreggiamento

La presenza di ombreggiamento parziale in una stringa di moduli fotovoltaici risulta in perdite per mismatch tra i moduli parzialmente (o totalmente) in ombra e quelli illuminati. Queste perdite possono essere minimizzate aumentando la distanza pitch, o utilizzando backtracking se la struttura è un inseguitore.

Le perdite per mismatch per ombreggiamento è del 0.00 %.

9.15 Perdite del cablaggio DC

C'è una perdita ohmica nella trasmissione elettrica dell'energia in DC. Questa perdita si verifica nei cavi che collegano le stringhe di moduli fotovoltaici ai quadri di stringa ed agli inverter (o direttamente agli inverter se l'impianto è progettato usando un sistema di bus di DC).

Il valore delle perdite di trasmissione dipende dalle sezioni trasversali e dalle lunghezze dei cavi, che di solito vengono calcolate specificando un valore per la caduta di tensione in condizioni di STC.

La media della perdita oraria del cablaggio DC è stata di -1.05%.

9.16 Perdite dell'inverter

La perdita principale dell'inverter è la conversione da DC ad AC, di solito conosciuta come perdita d'efficienza. Possono avere ulteriori perdite se il dimensionamento del campo DC rispetto alla potenza nominale dell'inverter non è ottimale (perdite nella finestra di funzionamento dell'inverter).

Le perdite combinate nell'inverter sono state del -1.53 % (questo valore include la perdita d'efficienza, le perdite della finestra di funzionamento e le perdite di consumo ausiliario).

9.17 Perdite del cablaggio AC dall'inverter al trasformatore

Le perdite ohmiche nei cavi AC dipendono dalle sezioni e dalle lunghezze dei cavi. In generale, la perdita è specificata come una percentuale di caduta di tensione in condizioni STC. A causa della lunghezza limitata dei cavi che collegano l'inverter al

trasformatore, questa perdita è generalmente bassa.

Le perdite del cablaggio AC nei cavi che collegano gli inverter ai trasformatori sono state del 0.00 %.

9.18 Perdite nel trasformatore della Stazione AT/BT

Le perdite del trasformatore sono due: un valore di perdita costante, conosciuto come perdite nel ferro o nucleo, e una perdita dipendente dalla potenza, conosciuta come perdita nel rame o nell'avvolgimento. Sebbene queste perdite siano generalmente molto basse, poiché il trasformatore ha un'efficienza molto elevata, devono essere considerate.

Le perdite nel ferro e nel rame sono del -0.24 % e -0.63 %, rispettivamente.

La perdita media annua nei trasformatori della Stazione AT/BT è del -0.86 %.

9.19 Perdite nella rete di alta tensione (cavi AT 26/45kV)

Le perdite ohmiche subite nella rete AT dipendono dalle sezioni e dalle lunghezze dei cavi. In generale, la perdita è specificata come una percentuale di caduta di tensione in condizioni STC.

La rete di alta tensione è costituita da una serie di linee che collegano i trasformatori delle cabine AT/BT alle celle del quadro 36Kv sito in stazione elettrica (SE). La potenza persa nella rete è del -0.31 %.

9.20 Consumo ausiliario dell'impianto agrivoltaico

L'impianto agrivoltaico consuma parte dell'energia che produce per alimentare i propri sistemi, come i dispositivi di sicurezza, attrezzature per la pulizia o l'illuminazione notturna. Questi consumi potrebbero anche esserci durante la notte.

I consumi ausiliari dell'impianto agrivoltaico comportano una perdita del 0.00 %.

9.21 Perdite nella linea AT alla rete

La perdita ohmica subita nella linea AT che collega l'impianto agrivoltaico alla rete dipende dalla sezione trasversale e la lunghezza dei cavi. In generale, la perdita è specificata come percentuale di caduta di tensione in condizioni STC.

9.22 Perdite per indisponibilità dell'impianto

L'indisponibilità stimata dell'impianto agrivoltaico è del 0.00 %. L'indisponibilità è dovuta ad operazioni di manutenzione programmate, che possono richiedere che l'impianto non sia produttivo, e a fermate non programmate dovute a circostanze inaspettate. Il valore della perdita dipende dall'ubicazione dell'impianto.

10 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 159.6 GWh e la perdita di efficienza annuale a 0.27 %, tenendo conto della vita media dell'impianto (circa 25 anni), si può ottenere una produzione di energia pari a 3844.5 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)	159
TEP risparmiate in un anno	29.696
TEP risparmiate in 25 anni	742.390

Tabella 10-1- 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 CO₂, SO_x, NO_x e polveri:

EMISSIONI EVITATE IN ATMOSFERA	CO2	SOX	NOX	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera (g/kWh)	400,4	0,35	0,07	0,005
Emissioni evitate in un anno (t)	63583,52	55,58	11,116	0,794
Emissioni evitate in 25 anni (t)	1589588	1389,5	277,90	19,85

Tabella 10-2- Stima delle emissioni evitate nell'arco della vita utile dell'impianto