



Peridot Solar
GREEN ENERGY SOLUTIONS

Progettazione definitiva finalizzata all'autorizzazione di una centrale di energia rinnovabile e delle relative opere di connessione denominata "Sperlinga", costituita da un impianto agrivoltaico di potenza complessiva pari a 50,112 MW [DC] e potenza in immissione pari a 37,75128 MW [AC]. La centrale sarà realizzata in C.da Serravalle nel comune di Chiaromonte Gulfi (RG) – Sicilia

ITALCONSULT

ITALCONSULT S.p.A.
Via di Villa Ricotti 20
00151 Roma

Resp. integrazione tra le prestazioni specialistiche:
Ing. Giovanni Mondello

Project Manager:
Ing. Gabriele De Rulli

Aspetti Autorizzativi:
Ing. Alessandro Artuso

STUDIO ALTIERI

STUDIO ALTIERI S.p.A.
Via Coleoni 56-58
36016 Thiene, Italia

Aspetti Ambientali:
Ing. Laura Dalla Valle

Resp. parte impiantistica:
Ing. Umberto Lisa

Archeologo:
Dott.ssa Elisabetta Tramontana

Committente: Peridot Solar Italy s.r.l.
Dott. Andrea Urzi

Agronomo:
Dott. Salvatore Puleri

Geologo:
Dott. Carlo Cibella

Acustica:
Ing. Alessandro Infantino



GENERALE RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

C451	SP	D	GE	0005	r00
Codice commessa	Sito	Fase	Disciplina	Numero	Revisione

Revisione	Data	Motivo	Redatto	Controllato	Approvato
00	15/05/2024	Emissione	G.C.	U.L.	U.L.

Sommario

1	PREMESSA.....	3
1.1	LOCALIZZAZIONE dell'INTERVENTO	3
1.2	RIFERIMENTI NORMATIVI	4
2	PROGETTO.....	8
2.1	valenza dell'iniziativa	8
2.2	Risparmio sul combustibile.....	8
2.3	sito di installazione.....	8
2.4	procedure di calcolo	9
2.4.1	Criterio di stima dell'energia prodotta	9
2.4.2	Criterio di verifica elettrica	10
2.5	DESCRIZIONE DEL CAMPO FOTOVOLTAICO	10
2.6	PRODUCIBILITA' IMPIANTO	13
2.6.1	Rapporti e risultati dettagliati di calcolo.....	14
2.6.2	Emissioni	21
2.6.3	Dimensionamento	22
3	TABELLE DI CALCOLO IMPIANTO.....	23
4	CARATTERISTICHE E QUALITA' DEI MATERIALI.....	34
4.1	GENERALITA'	34
4.2	MODULI FOTOVOLTAICI.....	34
4.3	CONVERTITORI STATICI - INVERTER.....	35
4.4	CAVI E CONDUTTURE.....	36
4.4.1	Colori distintivi dei cavi.....	36
4.4.2	Sezioni minime e cadute di tensione ammesse.....	37
4.4.3	Sezioni minime dei conduttori di neutro	37
4.4.4	Sezioni minime dei conduttori di protezione.....	37
4.4.5	Condutture a vista	38
4.4.6	Cavidotti interrati.....	38
4.4.7	Quadri elettrici di distribuzione	38
4.4.8	Impianto di messa a terra	39

1 PREMESSA

L'impianto agro-fotovoltaico in oggetto si sviluppa all'interno del comune di Chiamonte Gulfi (CT), su di una superficie lorda complessiva di circa 91,22 ha. L'impianto ha una potenza complessiva pari a 50,112 MW [DC] e una potenza in immissione pari a 37,75128 MW [AC].

Il progetto è impostato in assetto agrivoltaico e con una specifica ed impegnativa attenzione alla tutela della biodiversità, al fine di ridurre al massimo l'impatto sul sistema del suolo. Sono quindi previsti ingenti investimenti ed il coinvolgimento sia di aziende agricole locali che di un'importante azienda agricola nazionale.

L'impianto, denominato "Sperlinga", è funzionale per l'equilibrio del territorio e la protezione dal cambiamento climatico e dalle sue conseguenze, in quanto:

- 1) Inserirà elementi di naturalità e protezione della biodiversità con un significativo investimento economico e areale;
- 2) Garantirà la più rigorosa limitazione dell'impatto paesaggistico sia sul campo breve, sia sul campo lungo con riferimento a tutti i punti esterni di introspezione;
- 3) Inserirà attività agricole produttive di notevole importanza per l'equilibrio ecologico, come i prati permanenti e l'olivicoltura.

In termini ponderali, l'impianto sarà costituito da 37.431 piante di olivo, di cui 33.996 in regime di coltivazione intensiva, 3.246 in coltivazione tradizionale intensiva (nelle aree perimetrali) e circa 189 piante in coltivazione tradizionale estensiva (impianto già esistente). Saranno applicate le più avanzate tecnologie per garantire una produzione di elevata quantità e qualità (stimabile in ca. 6.904 quintali di olive all'anno per un fatturato di ca. 526.000,00 euro).

Proponente

Il presente progetto è nato per iniziativa della società di scopo *PERIDOT SOLAR AMBER S.r.l.*, società del gruppo *Peridot Solar* ed è stato sviluppato con la collaborazione di *Italconsult S.p.A.*, *Studio Altieri S.p.A.* e altre società specialistiche.

La società *PERIDOT SOLAR AMBER S.r.l.* è un operatore internazionale di energie rinnovabili che opera come investitore di lungo termine che sviluppa, costruisce, gestisce le centrali di produzione. Ha un obiettivo di investimento di circa 5 GW di capacità entro la fine del 2026, con un investimento previsto di 1 miliardo di sterline.

Fondata nel 2022 e dotata di uffici a Londra e Milano, ha un team attuale di 30 persone e fa parte del portafoglio di *FitzWalter Capital Limited*. Ulteriori informazioni sono disponibili sul sito <https://peridotsolar.com/>

1.1 LOCALIZZAZIONE DELL'INTERVENTO

PERIDOT SOLAR AMBER S.r.l. intende proporre la realizzazione di un impianto fotovoltaico da ubicarsi nel territorio ricadente nel Comune di Chiamonte Gulfi (RG), localizzazione 037°04'46"N, 014°36'53"E, progetto in linea con gli obiettivi della Strategia Elettrica Nazionale e del Piano Nazionale integrato per l'Energia e il Clima.

L'impianto sarà realizzato in due diverse aree denominate Area Sud e Area Nord aree ricadenti nel Comune di Chiaramonte Gulfi (RG), e sarà connesso alla Stazione di Alta Tensione Terna di Chiaramonte Gulfi tramite percorso su strada fino all'area individuata in ampliamento alla Stazione Terna.

L'accesso alle aree avviene per l'area nord dalla vicina c.da Feudo Mazzarronelle, mentre per l'area sud dalla SP82.

L'impianto fotovoltaico è costituito da diversi generatori composti da n° **66.816 moduli fotovoltaici** da 750Wp e da n° **155 inverter** da 350kW, per una potenza di picco totale di **50.112 kWp** e una produzione di **95.463.360 kWh**.

La superficie totale delle aree è pari a **91.220 m² (91,22 ha)**, 91.220 mentre la superficie occupata dai pannelli risulta pari a **270.554 m²**.

Ai fini della connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) l'impianto di generazione da fonte rinnovabile (fotovoltaica) ha una potenza nominale complessiva di **50,112 MW (DC)** e potenza in immissione pari a **37,75128 MW (AC)**.



Figura 1 - Planimetria generale impianto

L'area Sud sarà connessa con una linea MT 30KV della lunghezza di circa 8,95Km alla sottostazione Elevatrice a 150KV.

L'area Nord sarà connessa con una linea MT 30KV della lunghezza di circa 4,86Km alla sottostazione Elevatrice a 150KV. Le due linee saranno posizionate all'interno dello stesso scavo per il tratto finale di circa 650m.

1.2 RIFERIMENTI NORMATIVI

Gli impianti fotovoltaici e i relativi componenti devono rispettare, ove di pertinenza, le prescrizioni contenute nelle seguenti norme di riferimento, comprese eventuali varianti, aggiornamenti ed estensioni emanate successivamente dagli organismi di normazione citati.

Si applicano inoltre i documenti tecnici emanati dai gestori di rete riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica e le prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVFF.

Leggi e decreti

Decreto Legislativo n. 504 del 26-10-1995, aggiornato 1-06-2007: Testo Unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative.

Decreto Legislativo n. 387 del 29-12-2003: attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

Legge n. 239 del 23-08-2004: riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia.

Decreto Legislativo n. 192 del 19-08-2005: attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia.

Decreto Legislativo n. 311 del 29-12-2006: disposizioni correttive ed integrative al decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, recante attuazione della direttiva 2002/91/CE, relativa al rendimento energetico nell'edilizia.

Decreto Legislativo n. 115 del 30-05-2008: attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE.

Decreto Legislativo n. 56 del 29-03-2010: modifiche e integrazioni al decreto 30 maggio 2008, n. 115.

Decreto del presidente della repubblica n. 59 del 02-04-2009: regolamento di attuazione dell'articolo 4, comma 1, lettere a) e b), del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, concernente attuazione della direttiva 2002/91/CE sul rendimento energetico in edilizia.

Decreto Legislativo n. 26 del 2-02-2007: attuazione della direttiva 2003/96/CE che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità.

Decreto Legge n. 73 del 18-06-2007: testo coordinato del Decreto Legge 18 giugno 2007, n. 73.

Decreto 2-03-2009: disposizioni in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

Legge n. 99 del 23 luglio 2009: disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia.

Legge 13 Agosto 2010, n. 129 (GU n. 192 del 18-8-2010): Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 8 luglio 2010, n. 105, recante misure urgenti in materia di energia. Proroga di termine per l'esercizio di delega legislativa in materia di riordino del sistema degli incentivi. (Art. 1-septies - Ulteriori disposizioni in materia di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili)

Decreto legislativo del 3 marzo 2011, n. 28: Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili

Decreto legge del 22 giugno 2012, n. 83: misure urgenti per la crescita del Paese

Sicurezza

D.Lgs. 81/2008: (testo unico della sicurezza): misure di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro e succ. mod. e int.

DM 37/2008: sicurezza degli impianti elettrici all'interno degli edifici.

Norme Tecniche

CEI 82-25 Edizione 09-2010: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.

CEI 82-25; V2 Edizione 10-2012: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.

CEI EN 60904-1 (CEI 82-1): dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente.

CEI EN 60904-2 (CEI 82-2): dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento.

CEI EN 60904-3 (CEI 82-3): dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento.

CEI EN 61215 (CEI 82-8): moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo.

CEI EN 61646 (82-12): moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo.

CEI EN 61724 (CEI 82-15): rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.

CEI EN 61730-1 (CEI 82-27): qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 1: Prescrizioni per la costruzione.

CEI EN 61730-2 (CEI 82-28): qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 2: Prescrizioni per le prove.

CEI EN 62108 (82-30): moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) - Qualifica di progetto e approvazione di tipo.

CEI EN 62093 (CEI 82-24): componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali.

CEI EN 50380 (CEI 82-22): fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici.

CEI EN 50521 (CEI 82-31): connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove.

CEI EN 50524 (CEI 82-34): fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici.

CEI EN 50530 (CEI 82-35): rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica.

EN 62446 (CEI 82-38): grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection.

CEI 20-91: cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e 1 500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.

UNI 8477: energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell'energia raggiante ricevuta.

UNI 10349: riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.

UNI/TR 11328-1:2009: "Energia solare - Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia - Parte 1: Valutazione dell'energia raggiante ricevuta".

Altra Normativa sugli impianti elettrici

CEI 0-2: guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici.

CEI 0-16: regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.

CEI 0-21: regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.

CEI 11-20: impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria.

CEI EN 50438 (CT 311-1): prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione.

CEI 64-8: impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua.

CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata

CEI EN 60439 (CEI 17-13): apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).

CEI EN 60445 (CEI 16-2): principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico.

CEI EN 60529 (CEI 70-1): gradi di protezione degli involucri (codice IP).

CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni.

CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31): compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso $I_n = 16$ A per fase).

CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2).

CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3).

CEI EN 50470-1 (CEI 13-52): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 1: Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparato di misura (indici di classe A, B e C).

CEI EN 50470-3 (CEI 13-54): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 3: Prescrizioni particolari - Contatori statici per energia attiva (indici di classe A, B e C).

CEI EN 62305 (CEI 81-10): protezione contro i fulmini.

CEI 81-3: valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato.

CEI 20-19: cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V.

CEI 20-20: cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V.

CEI 13-4: sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica.

CEI UNI EN ISO/IEC 17025:2008: requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura.

Per quanto non esplicitamente indicato, dovranno in ogni caso essere sempre adottate tutte le indicazioni normative e di legge atte a garantire la realizzazione del sistema a regola d'arte e nel rispetto della sicurezza.

2 PROGETTO

2.1 VALENZA DELL'INIZIATIVA

Con la realizzazione dell'impianto fotovoltaico si intende conseguire un significativo risparmio energetico per la struttura servita, mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal Sole. Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

- la compatibilità con esigenze architettoniche e di tutela ambientale;
- nessun inquinamento acustico;
- un risparmio di combustibile fossile;
- una produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti.

Ad oggi, la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile. Quindi, considerando l'energia stimata come produzione del primo anno, **95.463.360 kWh** e la perdita di efficienza annuale, 0.40 %, le considerazioni successive valgono per il tempo di vita dell'impianto pari a 30 anni.

2.2 RISPARMIO SUL 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, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

Risparmio di combustibile in	TEP
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0.187
TEP risparmiate in un anno	17.851,65
TEP risparmiate in 30 anni	533.549,45

Fonte dati: Delibera EEN 3/08, art. 2

2.3 SITO DI INSTALLAZIONE

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

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

Disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico

2.4 PROCEDURE DI CALCOLO

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto fotovoltaico 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 e 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.

Dal punto di vista dell'inserimento architettonico, nel caso di applicazioni su coperture a falda, la scelta dell'orientazione e dell'inclinazione va effettuata tenendo conto che è generalmente opportuno mantenere il piano dei moduli parallelo o addirittura complanare a quello della falda stessa. Ciò in modo da non alterare la sagoma dell'edificio e non aumentare l'azione del vento sui moduli stessi. In questo caso, è utile favorire la circolazione d'aria fra la parte posteriore dei moduli e la superficie dell'edificio, al fine di limitare le perdite per temperatura.

2.4.1 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 la seguente formula:

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

per i seguenti valori:

- a Perdite per riflessione.
- b Perdite per ombreggiamento.
- c Perdite per mismatching.

- d Perdite per effetto della temperatura.
- e Perdite nei circuiti in continua.
- f Perdite negli inverter.
- g Perdite nei circuiti in alternata.

2.4.2 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 70 % e 120 %.

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

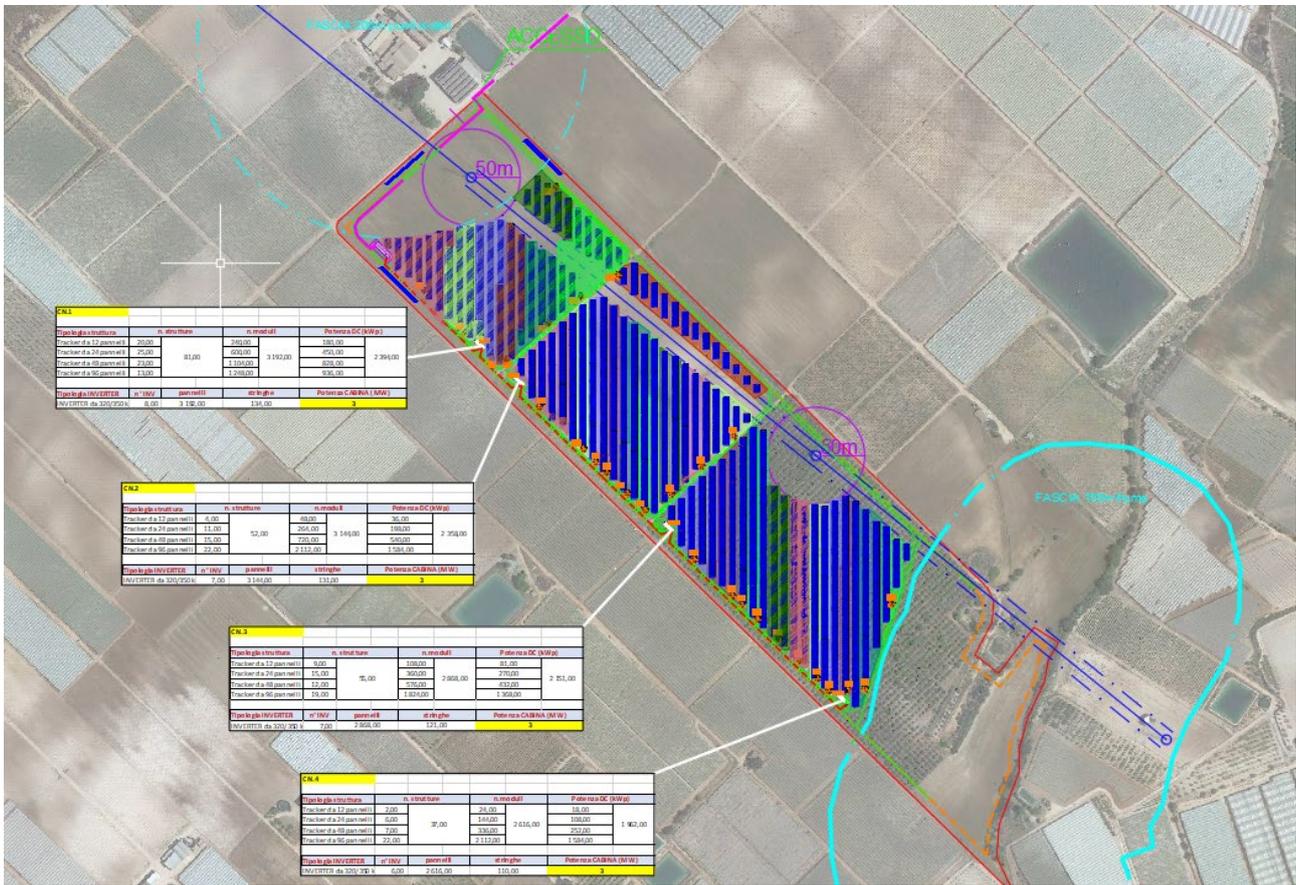
2.5 DESCRIZIONE DEL CAMPO FOTOVOLTAICO

L'impianto fotovoltaico è suddiviso in due aree geografiche come riportato in premessa.

AREA NORD (19 Ha circa)

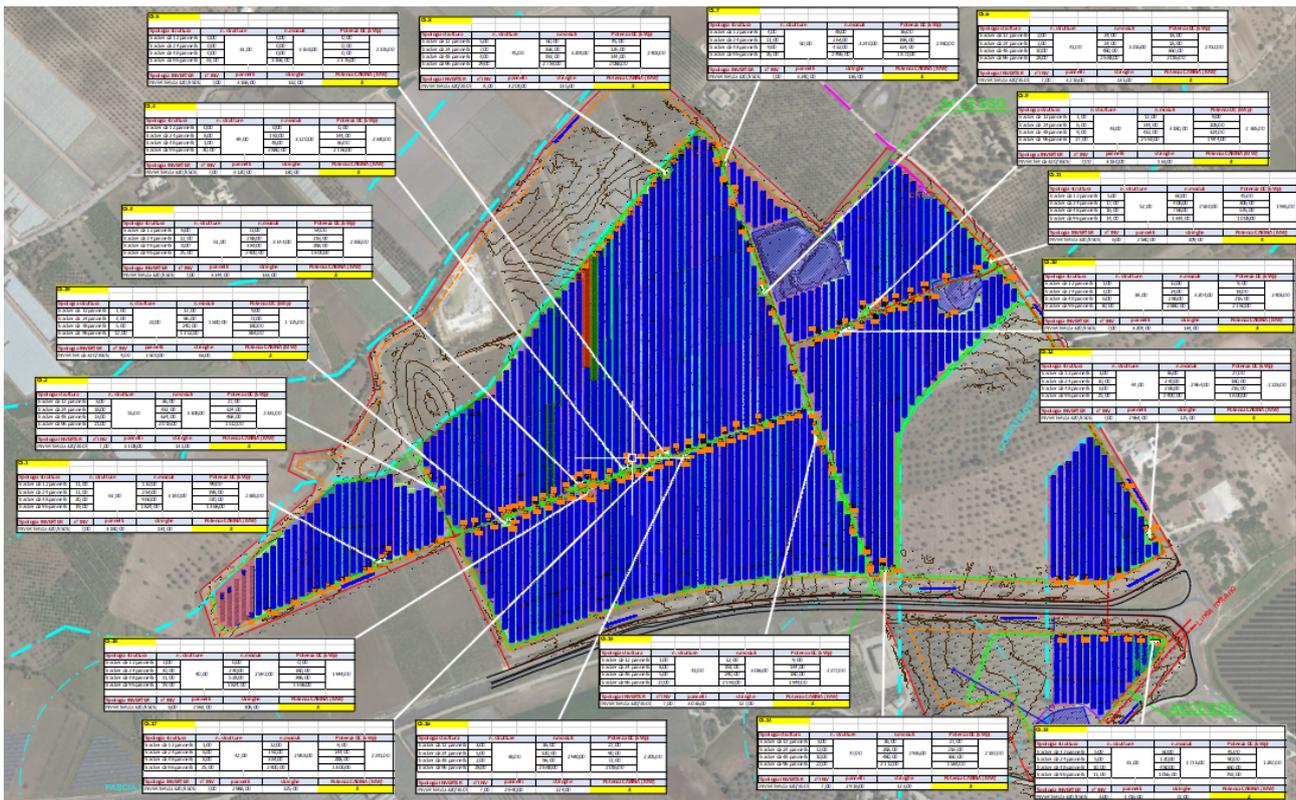
L'impianto è composto da **n.76** strutture tracker monoassiali SF7 da 2x48 moduli fotovoltaici da 750 W ciascuno, da **n.57** strutture tracker monoassiali SF7 da 2x24 moduli fotovoltaici da 750 W, da **n.57** strutture tracker monoassiali SF7 da 2x12 moduli fotovoltaici da 750 W e da **n.35** strutture tracker monoassiali SF7 da 2x6 moduli fotovoltaici da 750 W, per un totale di potenza installata pari a **8.865 kWp**, da **n.4** cabine di

trasformazione MT/bt ed una cabina di raccolta, da convertitori statici CC/CA installati in campo e connessi alle cabine di trasformazione, da quadri elettrici di distribuzione BT e di protezione dei generatori, da contatore di energia prodotta, da trasformatori MT/BT, da quadri di sezionamento MT.



AREA SUD (72 Ha circa)

L'impianto è composto da **n.451** strutture tracker monoassiali SF7 da 2x48 moduli fotovoltaici da 750 W ciascuno, da **n.153** strutture tracker monoassiali SF7 da 2x24 moduli fotovoltaici da 750 W, da **n.154** strutture tracker monoassiali SF7 da 2x12 moduli fotovoltaici da 750 W e da **n.55** strutture tracker monoassiali SF7 da 2x6 moduli fotovoltaici da 750 W, per un totale di potenza installata di **41.247 kWp**, da **n.19** cabine di trasformazione MT/bt ed una cabina di raccolta, da convertitori statici CC/CA installati in campo e connessi alle cabine di trasformazione, da quadri elettrici di distribuzione BT e di protezione dei generatori, da contatore di energia prodotta, da trasformatori MT/BT, da quadri di sezionamento MT.



Riepilogando:

Numero di moduli FV da 750Wp	66.816
Numero cabine di trasformazione	23
Numero di convertitori CC/CADa 350KW	155
Superficie complessiva moduli	$2,384 \times 1,303 \times 66.816 = 207.554,02 \text{ m}^2$

Non è prevista la realizzazione di sistemi di accumulo di energia.

I valori di tensione alle varie temperature di funzionamento (minima, massima e d'esercizio) rientrano nel range di accettabilità ammesso dall'inverter. I moduli saranno forniti di diodi di by-pass. Gli inverter, installati all'esterno nei pressi delle strutture portamoduli avranno ciascuno n.12 canali per allocare le stringhe in ingresso. Essi convoglieranno l'energia convertita nel quadro di parallelo AC del rispettivo sottocampo, con valore di tensione trifase pari a 400 V in connessione TN-S. A monte del quadro BT sarà installato il trasformatore MT/BT ed il quadro di sezionamento MT. Ciascun sottocampo confluirà l'energia sul quadro generale MT che provvederà alla protezione e sezionamento dei sottocampi ed ospiterà il Dispositivo di Protezione Generale (DG) e Dispositivo di Protezione di Interfaccia (DI) dell'impianto con il relativo Sistema di Protezione Generale (SPG) e Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI). Il quadro generale MT sarà collegato, a monte, al sistema di misura dell'energia immessa in rete, installato in un apposito locale come da specifica e-distribuzione S.p.a., prima di raggiungere il punto di connessione TERNA S.p.a.. Di tutti i vari componenti elettrici costituenti il campo fotovoltaico di cui in oggetto, saranno specificate le caratteristiche tecniche, costruttive e di installazione nei vari paragrafi della presente relazione.

2.6 PRODUCIBILITA' IMPIANTO

La quantità di energia elettrica producibile sarà calcolata sulla base dei dati radiometrici di cui alla norma ENEA e utilizzando i metodi di calcolo illustrati nella norma UNI 10349-1:2016.

Per gli impianti verranno rispettate le seguenti condizioni (*da effettuare per ciascun "generatore fotovoltaico", inteso come insieme di moduli fotovoltaici con stessa inclinazione e stesso orientamento*): in fase di avvio dell'impianto fotovoltaico, il rapporto fra l'energia o la potenza prodotta in corrente alternata e l'energia o la potenza producibile in corrente alternata (determinata in funzione dell'irraggiamento solare incidente sul piano dei moduli, della potenza nominale dell'impianto e della temperatura di funzionamento dei moduli) sia almeno superiore a 0,78 nel caso di utilizzo di inverter di potenza fino a 20 kW e 0,8 nel caso di utilizzo di inverter di potenza superiore, nel rispetto delle condizioni di misura e dei metodi di calcolo descritti nella medesima Guida CEI 82-25.

Non sarà ammesso il parallelo di stringhe non perfettamente identiche tra loro per esposizione, e/o marca, e/o modello, e/o numero dei moduli impiegati. Ciascun modulo, infine, sarà dotato di diodo di by-pass.

Sarà, inoltre, sempre rilevabile l'energia prodotta (cumulata) e le relative ore di funzionamento.

E' estremamente importante ottimizzare il layout degli inseguitori in modo tale da minimizzare le perdite dovute a reciproco ombreggiamento soprattutto nelle ore in cui il sole risulta basso sull'orizzonte.

Il problema della perdita per ombreggiamento reciproco parziale è particolarmente importante perché numerose stringhe possono perdere contemporaneamente di producibilità. Per ovviare a questo problema molti produttori hanno adottato una strategia di ottimizzazione definita backtracking.

Non appena i tracker cominciano a proiettare ombra sulle file adiacenti, l'angolo d'inseguimento non seguirà più il percorso solare permettendo di minimizzare le perdite.

Per una data posizione del sole, l'orientamento del tracker deve essere determinato utilizzando il passo e la larghezza dei tracker.

Per la simulazione di producibilità è stato utilizzato il software di calcolo PVsyst V.7.4

Per semplicità si riporta la simulazione di un singolo campo composto da 24 stringhe da 24 moduli in serie inverter SG 350 con potenza $P_{ac} = 320$ kW, sistema ad inseguimento monoassiale N/S del tipo double portrait con pitch 11,0 m. Il Software analizza dinamicamente la producibilità in base alle differenti inclinazioni dei tracker ma non tiene conto della crescita delle piante nei diversi periodi dell'anno. E' stata quindi eseguita una simulazione impostando l'altezza delle siepi ulivicolo a 2,2m.

Tenute in conto le specifiche perdite dovute a diversi fattori quali, lo sporcamento, decadimento annuo producibilità moduli, perdita LID, perdita per mismatching e temperatura si stima una producibilità specifica media d'impianto stimabile in **1.905 kWh/kWp/a**.

Si sottolinea che in fase di progettazione esecutiva andrà effettuato uno studio degli ombreggiamenti più dettagliato anche in relazione al posizionamento finale delle mitigazioni e dei filari degli uliveti.

2.6.1 Rapporti e risultati dettagliati di calcolo



Project: SPERLINGA

Variant: Simulazione V.01 ombre

PVsyst V7.4.6

VC5, Simulation date:
08/05/24 10:41
with V7.4.6

Project summary

Geographical Site	Situation	Project settings
Leva	Latitude 37.08 °N	Albedo 0.20
Italy	Longitude 14.61 °E	
	Altitude 284 m	
	Time zone UTC+1	
Weather data		
Leva		
Meteonorm 8.1 (1989-2003), Sat=100% - Sintetico		

System summary

Grid-Connected System	Trackers single array, with backtracking		
Simulation for year no 5			
PV Field Orientation	Tracking algorithm	Near Shadings	
Orientation	Irradiance optimization	Linear shadings : Slow (simul.)	
Tracking plane, horizontal N-S axis	Backtracking activated	Diffuse shading	Automatic
Axis azimuth 0 °			
System information			
PV Array	Inverters		
Nb. of modules 576 units	Nb. of units 1 unit		
Pnom total 432 kWp	Pnom total 350 kWac		
	Pnom ratio 1.234		
User's needs			
Unlimited load (grid)			

Results summary

Produced Energy 822990 kWh/year	Specific production 1905 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 88.44 %
---------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Predef. graphs	9
P50 - P90 evaluation	10
Single-line diagram	11


Project: SPERLINGA

Variant: Simulazione V.01 ombre

PVsyst V7.4.6

 VC5, Simulation date:
 08/05/24 10:41
 with V7.4.6

General parameters
Grid-Connected System
Trackers single array, with backtracking
PV Field Orientation
Orientation

 Tracking plane, horizontal N-S axis
 Axis azimuth 0 °

Tracking algorithm

 Irradiance optimization
 Backtracking activated

Backtracking array

 Nb. of trackers 6 units
 Single array

Sizes

 Tracker Spacing 10.5 m
 Collector width 4.79 m
 Ground Cov. Ratio (GCR) 45.6 %
 Phi min / max. -/+ 60.0 °

Backtracking strategy

 Phi limits for BT -/+ 62.7 °
 Backtracking pitch 10.5 m
 Backtracking width 4.79 m

Models used

 Transposition Perez
 Diffuse Perez, Meteornorm
 Circumsolar separate

Horizon

Average Height 3.5 °

Near Shadings

 Linear shadings : Slow (simul.)
 Diffuse shading Automatic

User's needs

Unlimited load (grid)

Bifacial system

 Model 2D Calculation
 unlimited trackers

Bifacial model geometry

 Tracker Spacing 10.50 m
 Tracker width 4.79 m
 GCR 45.6 %
 Axis height above ground 2.10 m

Bifacial model definitions

 Ground albedo 0.30
 Bifaciality factor 85 %
 Rear shading factor 0.0 %
 Rear mismatch loss 5.0 %
 Shed transparent fraction 0.0 %

PV Array Characteristics
PV module

 Manufacturer Generic
 Model YS750M-132N
 (Custom parameters definition)

 Unit Nom. Power 750 Wp
 Number of PV modules 576 units
 Nominal (STC) 432 kWp
 Modules 24 string x 24 In series
At operating cond. (50°C)
 Pmpp 398 kWp
 U mpp 918 V
 I mpp 433 A

Total PV power

 Nominal (STC) 432 kWp
 Total 576 modules
 Module area 1789 m²
Inverter

 Manufacturer Generic
 Model SG350-HX
 (Original PVsyst database)

 Unit Nom. Power 350 kWac
 Number of inverters 12 * MPPT 8% 1 unit
 Total power 350 kWac
 Operating voltage 500-1450 V
 Pnom ratio (DC:AC) 1.23
 No power sharing between MPPTs

Total inverter power

 Total power 350 kWac
 Number of inverters 1 unit
 Pnom ratio 1.23



Project: SPERLINGA

Variant: Simulazione V.01 ombre

PVsyst V7.4.6

 VC5, Simulation date:
 08/05/24 10:41
 with V7.4.6

Array losses
Thermal Loss factor

 Module temperature according to irradiance
 U_c (const) 29.0 W/m²K
 U_v (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

 Global array res. 11 mΩ
 Loss Fraction 0.5 % at STC

Serie Diode Loss

 Voltage drop 0.7 V
 Loss Fraction 0.1 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction 0.5 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 0.0 % at MPP

Module average degradation

 Year no 5
 Loss factor 0.4 %/year

Mismatch due to degradation

 Imp RMS dispersion 0.4 %/year
 Vmp RMS dispersion 0.4 %/year

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000



Project: SPERLINGA

Variant: Simulazione V.01 ombre

PVsyst V7.4.6

 VC5, Simulation date:
 08/05/24 10:41
 with V7.4.6

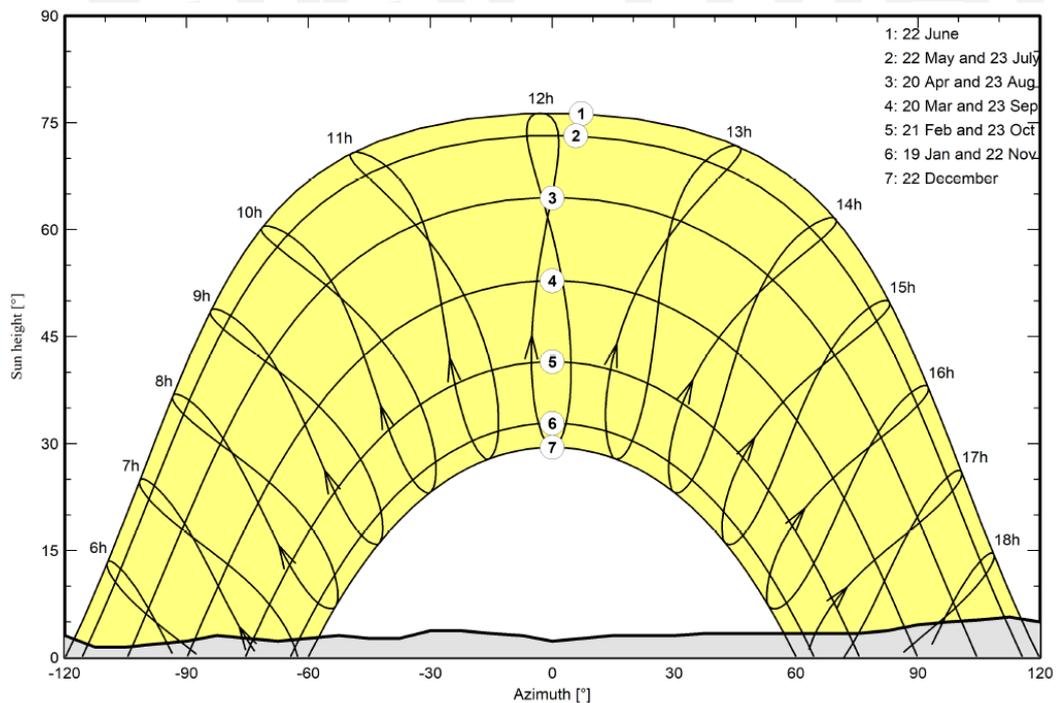
Horizon definition

Horizon from PVGIS website API, Lat=46°14'24", Long=6°6'36", Alt=420m

Average Height	3.5 °	Albedo Factor	0.79
Diffuse Factor	0.94	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-120	-113	-105	-98	-90	-83	-75	-68	-60	-53
Height [°]	3.8	3.1	3.1	1.5	1.5	1.9	2.3	3.1	2.7	2.3	2.7	3.1
Azimuth [°]	-45	-38	-30	-23	-15	-8	0	8	15	30	38	75
Height [°]	2.7	2.7	3.8	3.8	3.4	3.1	2.3	2.7	3.1	3.1	3.4	3.4
Azimuth [°]	83	90	98	105	113	120	128	135	143	150	173	180
Height [°]	3.8	4.6	5.0	5.3	5.7	5.0	5.3	5.3	5.0	4.2	4.2	3.8

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)




Project: SPERLINGA

Variant: Simulazione V.01 ombre

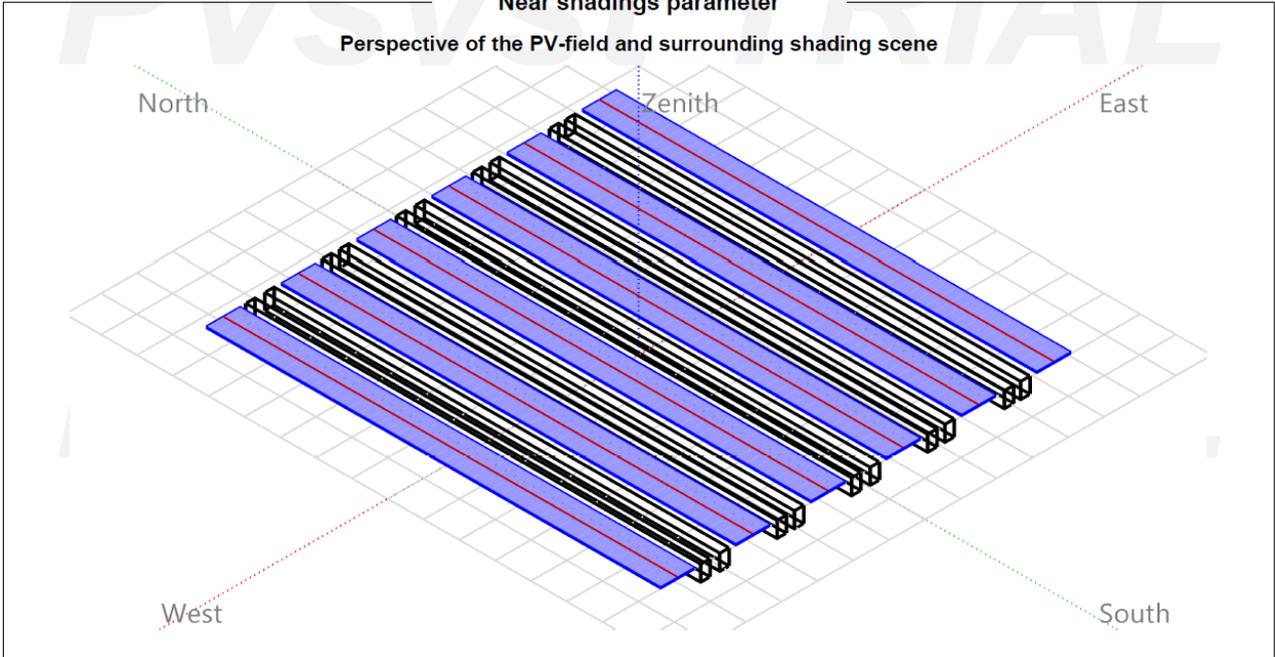
PVsyst V7.4.6

VC5, Simulation date:
 08/05/24 10:41
 with V7.4.6

PVsyst TRIAL

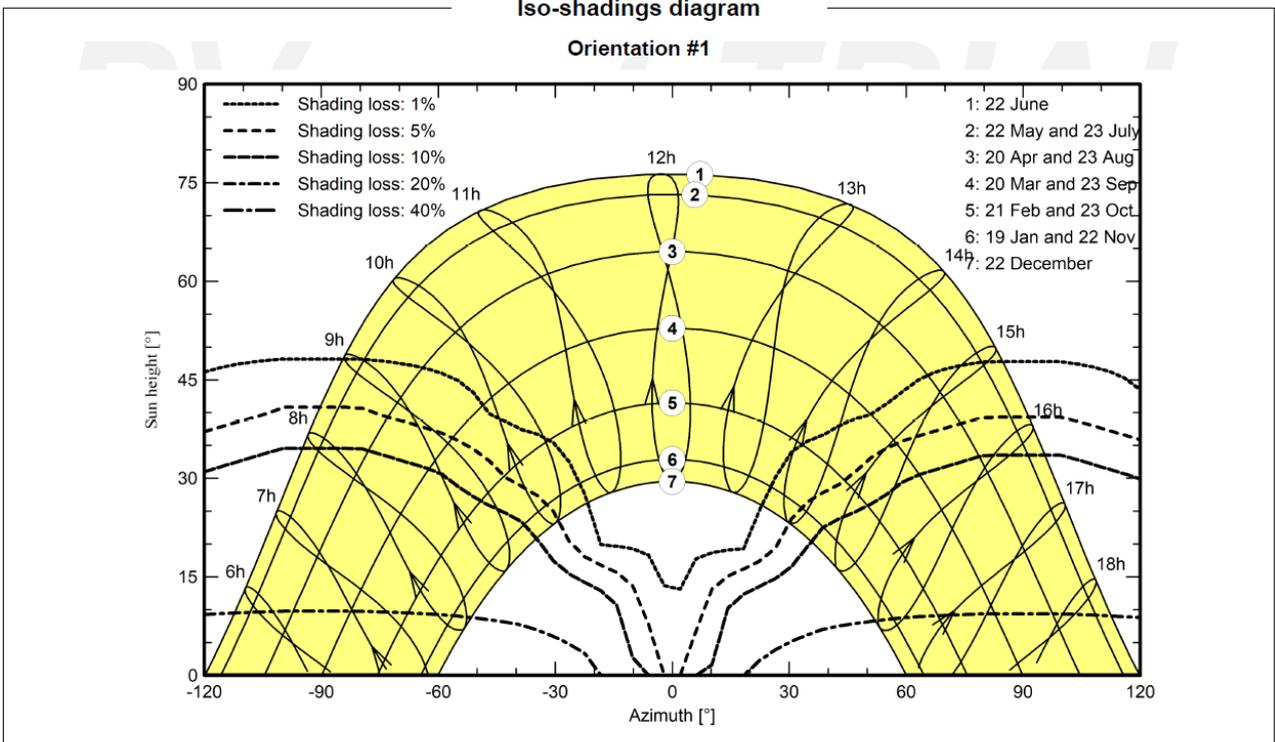
Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1




Project: SPERLINGA

Variant: Simulazione V.01 ombre

PVsyst V7.4.6

 VC5, Simulation date:
 08/05/24 10:41
 with V7.4.6

Main results
System Production

Produced Energy

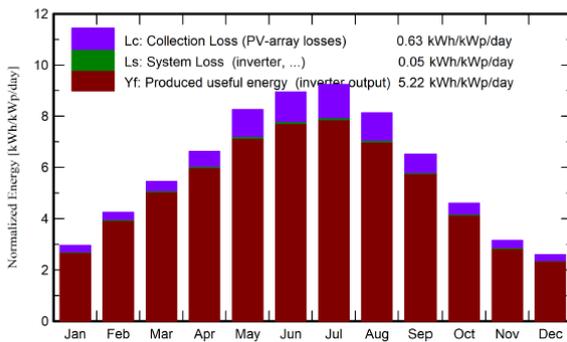
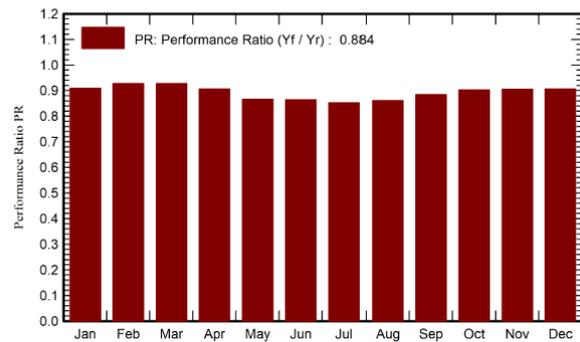
822990 kWh/year

Specific production

1905 kWh/kWp/year

Perf. Ratio PR

88.44 %

Normalized productions (per installed kWp)

Performance Ratio PR

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	69.2	27.03	10.12	91.8	82.6	36445	36026	0.909
February	92.0	40.17	10.00	118.8	108.5	48056	47579	0.927
March	134.7	59.90	12.22	168.9	156.5	68332	67687	0.928
April	159.2	72.94	14.73	198.7	185.4	78426	77720	0.905
May	201.0	76.47	18.45	256.1	239.6	96729	95859	0.866
June	210.9	79.42	22.34	268.4	251.3	101042	100165	0.864
July	221.8	76.10	26.03	286.4	267.4	106401	105476	0.853
August	196.3	71.35	26.67	252.3	236.0	94676	93832	0.861
September	151.2	58.72	23.08	195.4	180.9	75330	74652	0.884
October	112.3	50.30	19.85	142.6	131.1	56178	55621	0.903
November	73.4	35.51	15.38	94.4	85.3	37328	36917	0.905
December	61.7	26.69	11.82	80.4	72.2	31855	31456	0.906
Year	1683.8	674.57	17.61	2154.0	1996.8	830799	822990	0.884

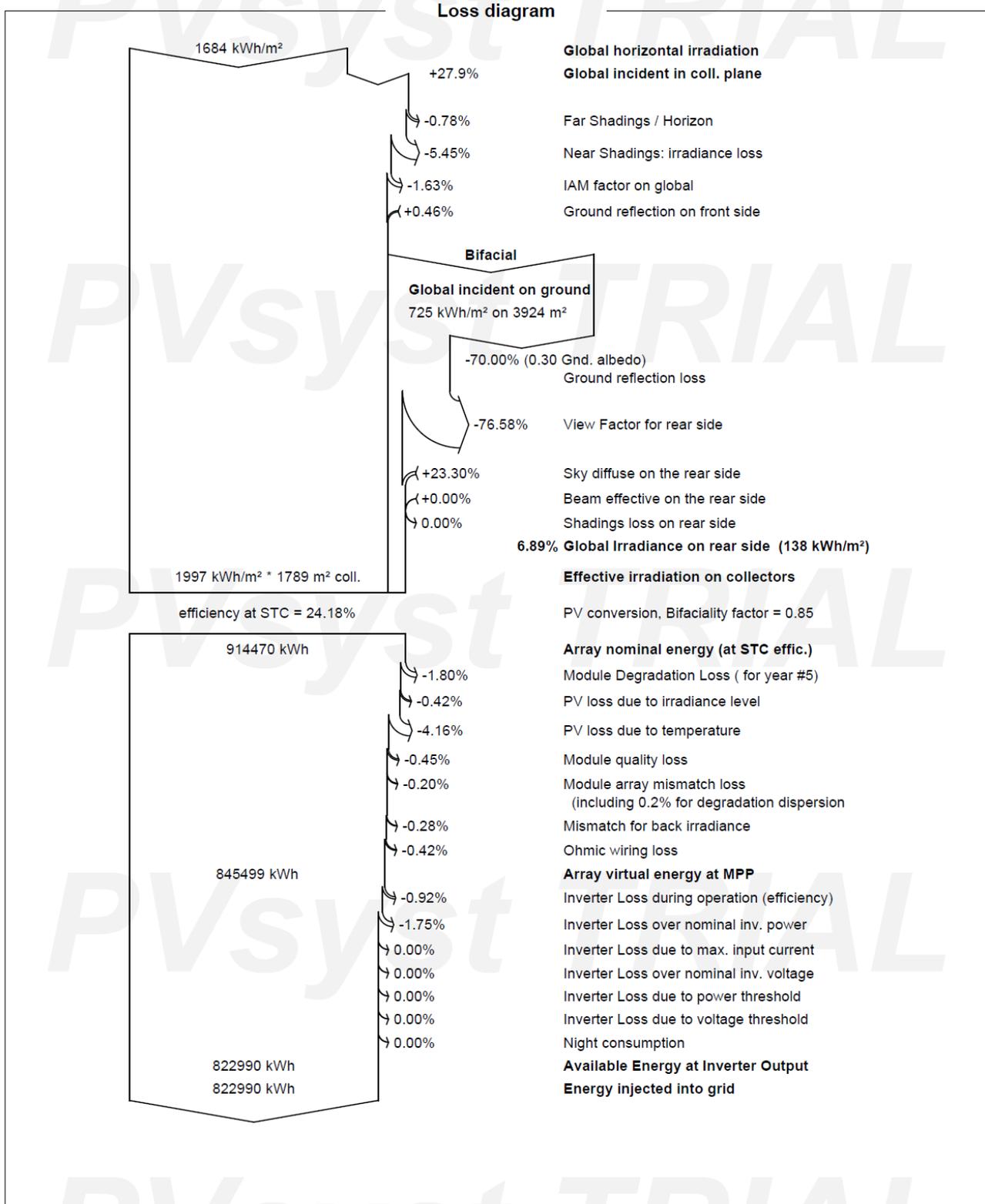
Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		


Project: SPERLINGA

Variant: Simulazione V.01 ombre

PVsyst V7.4.6

 VC5, Simulation date:
 08/05/24 10:41
 with V7.4.6



Project: SPERLINGA
Variant: Simulazione V.01 ombre
PVsyst V7.4.6

 VC5, Simulation date:
 08/05/24 10:41
 with V7.4.6

P50 - P90 evaluation
Weather data

Source Meteonorm 8.1 (1989-2003), Sat=100%
 Kind Monthly averages
 Sintetico - Multi-year average
 Year-to-year variability(Variance) 3.9 %
Specified Deviation
 Climate change 0.0 %

Global variability (weather data + system)

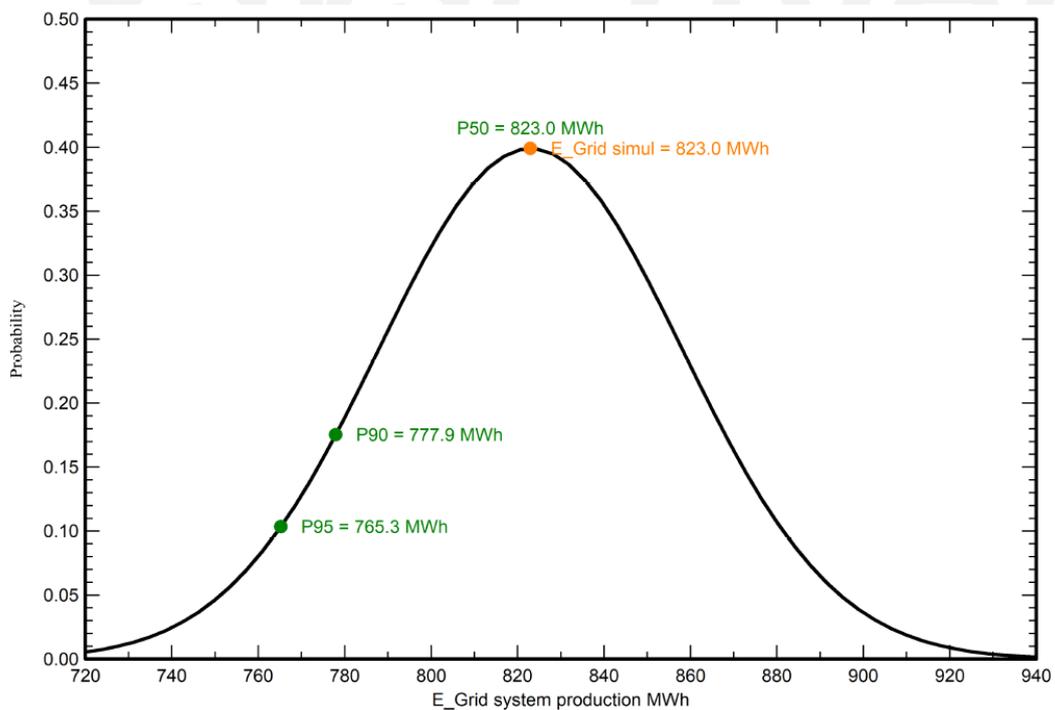
Variability (Quadratic sum) 4.3 %

Simulation and parameters uncertainties

PV module modelling/parameters 1.0 %
 Inverter efficiency uncertainty 0.5 %
 Soiling and mismatch uncertainties 1.0 %
 Degradation uncertainty 1.0 %

Annual production probability

Variability 35.1 MWh
 P50 823.0 MWh
 P90 777.9 MWh
 P95 765.3 MWh

Probability distribution

2.6.2 Emissioni

L'impianto riduce le emissioni inquinanti in atmosfera secondo la seguente tabella annuale:

Equivalenti di produzione termoelettrica	
Anidride solforosa (SO ₂):	66.916,95 kg
Ossidi di azoto (NO _x):	84.240,63 kg

Polveri:	2.989,18 kg
Anidride carbonica (CO ₂):	49.796,84 t

Equivalenti di produzione geotermica	
Idrogeno solforato (H ₂ S) (fluido geotermico):	2.926,27 kg
Anidride carbonica (CO ₂):	563,34 t
Tonnellate equivalenti di petrolio (TEP):	17.855,22 TEP

2.6.3 Dimensionamento

La quantità di energia elettrica producibile è stata calcolata sulla base dei dati radiometrici utilizzando il database PVSyst ed utilizzando i metodi di calcolo illustrati nella norma UNI 8477-1. L'irraggiamento calcolato su moduli esposti a -90° rispetto al Sud ed installati su di un sistema ad inseguimento sull'asse E-W. La potenza alle condizioni STC (irraggiamento dei moduli di 1000 W/mq a 25°C di temperatura, AM=1,5) risulta essere:

$$P_{STC} = P_{MODULO} \times N^{\circ}MODULI = (750W \times 66.816) = 50.112 \text{ kWp}$$

Il valore di **95.463.360 kWh (1905kWh/kWp/a x 50.112kWp)** è l'energia che il sistema fotovoltaico produrrà in un anno, se non vi sono interruzioni nel servizio.

3 TABELLE DI CALCOLO IMPIANTO

L'impianto fotovoltaico è suddiviso in aree geografiche come riportato in premessa. Di seguito per ogni impianto si riporta la composizione delle stringhe, del numero delle strutture, dei moduli e la determinazione delle potenze impegnate, a partire dalle diverse cabine MT/bt.

Area Nord:

CN.1							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	20,00	81,00		240,00	3.192,00	180,00	2.394,00
Tracker da 24 pannelli	25,00			600,00		450,00	
Tracker da 48 pannelli	23,00			1.104,00		828,00	
Tracker da 96 pannelli	13,00			1.248,00		936,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe	Potenza CABINA (MW)		
INVERTER da 320/350 k	8,00	3.192,00		134,00	3		
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
1.1	2	3	3	2	432	18	324,00
1.2	2	2	2	3	456	19	342,00
1.3	1	0	3	3	444	19	333,00
1.4	1	3	2	3	468	20	351,00
1.5	0	4	2	2	384	16	288,00
1.6	2	2	6	0	360	15	270,00
1.7	4	1	4	0	264	11	198,00
1.8	8	10	1	0	384	16	288,00
Totale	20	25	23	13	3.192	134	2.394,00
CN.2							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	4,00	52,00		48,00	3.144,00	36,00	2.358,00
Tracker da 24 pannelli	11,00			264,00		198,00	
Tracker da 48 pannelli	15,00			720,00		540,00	
Tracker da 96 pannelli	22,00			2.112,00		1.584,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe	Potenza CABINA (MW)		
INVERTER da 320/350 k	7,00	3.144,00		131,00	3		
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
2.1	2	3	4	2	480	20	360,00
2.2	0	1	2	3	408	17	306,00
2.3	0	0	2	4	480	20	360,00
2.4	0	2	1	4	480	20	360,00
2.5	0	2	2	3	432	18	324,00
2.6	0	2	2	3	432	18	324,00
2.7	2	1	2	3	432	18	324,00
Totale	4	11	15	22	3.144	131	2.358,00

CN.3							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	9,00	55,00		108,00	2.868,00	81,00	2.151,00
Tracker da 24 pannelli	15,00			360,00		270,00	
Tracker da 48 pannelli	12,00			576,00		432,00	
Tracker da 96 pannelli	19,00			1.824,00		1.368,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	7,00	2.868,00		121,00		3	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
3.1	1	2	2	3	444	19	333,00
3.2	2	4	2	0	216	9	162,00
3.3	2	3	2	3	480	20	360,00
3.4	1	2	4	2	444	19	333,00
3.5	0	0	2	4	480	20	360,00
3.6	1	2	0	3	348	15	261,00
3.7	2	2	0	4	456	19	342,00
Totale	9	15	12	19	2.868	121	2.151,00
CN.4							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	2,00	37,00		24,00	2.616,00	18,00	1.962,00
Tracker da 24 pannelli	6,00			144,00		108,00	
Tracker da 48 pannelli	7,00			336,00		252,00	
Tracker da 96 pannelli	22,00			2.112,00		1.584,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	6,00	2.616,00		110,00		3	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
4.1	0	0	2	4	480	20	360,00
4.2	1	1	1	4	468	20	351,00
4.3	1	1	1	4	468	20	351,00
4.4	0	0	0	5	480	20	360,00
4.5	0	2	1	4	480	20	360,00
4.6	0	2	2	1	240	10	180,00
Totale	2	6	7	22	2.616	110	1.962,00

Area Sud:

CS.1							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	11,00	61,00		132,00	3.180,00	99,00	2.385,00
Tracker da 24 pannelli	11,00			264,00		198,00	
Tracker da 48 pannelli	20,00			960,00		720,00	
Tracker da 96 pannelli	19,00			1.824,00		1.368,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	7,00	3.180,00		134,00		3	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
1.1	4	3	3	2	456	19	342,00
1.2	1	3	0	4	468	20	351,00
1.3	2	0	3	3	456	19	342,00
1.4	1	3	3	2	420	18	315,00
1.5	0	0	2	4	480	20	360,00
1.6	2	0	5	2	456	19	342,00
1.7	1	2	4	2	444	19	333,00
Totale	11	11	20	19	3.180	134	2.385,00
CS.2							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	3,00	55,00		36,00	3.108,00	27,00	2.331,00
Tracker da 24 pannelli	18,00			432,00		324,00	
Tracker da 48 pannelli	13,00			624,00		468,00	
Tracker da 96 pannelli	21,00			2.016,00		1.512,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	7,00	3.108,00		131,00		3	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
2.1	0	2	3	3	480	20	360,00
2.2	1	1	2	3	420	18	315,00
2.3	0	2	1	3	384	16	288,00
2.4	0	3	6	1	456	19	342,00
2.5	1	3	0	4	468	20	351,00
2.6	0	2	1	4	480	20	360,00
2.7	1	5	0	3	420	18	315,00
Totale	3	18	13	21	3.108	131	2.331,00

CS.3							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	6,00	51,00		72,00	3.144,00	54,00	2.358,00
Tracker da 24 pannelli	12,00			288,00		216,00	
Tracker da 48 pannelli	8,00			384,00		288,00	
Tracker da 96 pannelli	25,00			2.400,00		1.800,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	7,00	3.144,00		133,00		3	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
3.1	0	2	2	3	432	18	324,00
3.2	2	3	1	3	432	18	324,00
3.3	0	1	1	4	456	19	342,00
3.4	1	3	2	3	468	20	351,00
3.5	1	1	1	4	468	20	351,00
3.6	1	1	1	4	468	20	351,00
3.7	1	1	0	4	420	18	315,00
Totale	6	12	8	25	3.144	133	2.358,00
CS.4							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	0,00	39,00		0,00	3.120,00	0,00	2.340,00
Tracker da 24 pannelli	8,00			192,00		144,00	
Tracker da 48 pannelli	1,00			48,00		36,00	
Tracker da 96 pannelli	30,00			2.880,00		2.160,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	7,00	3.120,00		130,00		3	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
4.1	0	1	0	4	408	17	306,00
4.2	0	1	0	4	408	17	306,00
4.3	0	2	0	4	432	18	324,00
4.4	0	2	1	4	480	20	360,00
4.5	0	2	0	4	432	18	324,00
4.6	0	0	0	5	480	20	360,00
4.7	0	0	0	5	480	20	360,00
Totale	0	8	1	30	3.120	130	2.340,00

CS.5							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	0,00	33,00		0,00	3.168,00	0,00	2.376,00
Tracker da 24 pannelli	0,00			0,00			
Tracker da 48 pannelli	0,00			0,00			
Tracker da 96 pannelli	33,00			3.168,00		2.376,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	7,00	3.168,00		132,00		3	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
5.1	0	0	0	5	480	20	360,00
5.2	0	0	0	5	480	20	360,00
5.3	0	0	0	5	480	20	360,00
5.4	0	0	0	5	480	20	360,00
5.5	0	0	0	5	480	20	360,00
5.6	0	0	0	5	480	20	360,00
5.7	0	0	0	3	288	12	216,00
Totale	0	0	0	33	3.168	132	2.376,00
CS.6							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	2,00	41,00		24,00	3.216,00	18,00	2.412,00
Tracker da 24 pannelli	1,00			24,00			
Tracker da 48 pannelli	10,00			480,00			
Tracker da 96 pannelli	28,00			2.688,00		2.016,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	7,00	3.216,00		135,00		3	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
6.1	0	0	0	5	480	20	360,00
6.2	0	0	0	5	480	20	360,00
6.3	0	0	2	4	480	20	360,00
6.4	0	1	2	3	408	17	306,00
6.5	1	0	3	3	444	19	333,00
6.6	1	0	1	4	444	19	333,00
6.7	0	0	2	4	480	20	360,00
Totale	2	1	10	28	3.216	135	2.412,00

CS.7							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	4,00	50,00		48,00	3.240,00	36,00	2.430,00
Tracker da 24 pannelli	11,00			264,00		198,00	
Tracker da 48 pannelli	9,00			432,00		324,00	
Tracker da 96 pannelli	26,00			2.496,00		1.872,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	7,00	3.240,00		136,00		3	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
7.1	0	4	4	2	480	20	360,00
7.2	1	0	1	4	444	19	333,00
7.3	0	0	0	5	480	20	360,00
7.4	2	1	3	3	480	20	360,00
7.5	0	2	1	4	480	20	360,00
7.6	1	2	0	4	444	19	333,00
7.7	0	2	0	4	432	18	324,00
Totale	4	11	9	26	3.240	136	2.430,00
CS.8							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	5,00	45,00		60,00	3.204,00	45,00	2.403,00
Tracker da 24 pannelli	7,00			168,00		126,00	
Tracker da 48 pannelli	4,00			192,00		144,00	
Tracker da 96 pannelli	29,00			2.784,00		2.088,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	8,00	3.204,00		135,00		3	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
8.1	1	0	0	4	396	17	297,00
8.2	0	0	0	5	480	20	360,00
8.3	0	1	1	4	456	19	342,00
8.4	0	0	1	4	432	18	324,00
8.5	2	2	0	4	456	19	342,00
8.6	0	2	1	4	480	20	360,00
8.7	1	1	1	2	276	12	207,00
8.8	1	1	0	2	228	10	171,00
Totale	5	7	4	29	3.204	135	2.403,00

CS.9							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	1,00	43,00		12,00	3.180,00	9,00	2.385,00
Tracker da 24 pannelli	6,00			144,00		108,00	
Tracker da 48 pannelli	9,00			432,00		324,00	
Tracker da 96 pannelli	27,00			2.592,00		1.944,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	7,00	3.180,00		133,00		3	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
9.1	0	2	1	4	480	20	360,00
9.2	1	3	0	4	468	20	351,00
9.3	0	0	2	4	480	20	360,00
9.4	0	1	3	3	456	19	342,00
9.5	0	0	0	5	480	20	360,00
9.6	0	0	2	4	480	20	360,00
9.7	0	0	1	3	336	14	252,00
Totale	1	6	9	27	3.180	133	2.385,00
CS.10							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	1,00	38,00		12,00	3.204,00	9,00	2.403,00
Tracker da 24 pannelli	1,00			24,00		18,00	
Tracker da 48 pannelli	6,00			288,00		216,00	
Tracker da 96 pannelli	30,00			2.880,00		2.160,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	7,00	3.204,00		134,00		3	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
10.1	0	0	2	4	480	20	360,00
10.2	0	0	2	4	480	20	360,00
10.3	0	0	0	5	480	20	360,00
10.4	0	0	0	5	480	20	360,00
10.5	0	0	0	5	480	20	360,00
10.6	0	1	1	4	456	19	342,00
10.7	1	0	1	3	348	15	261,00
Totale	1	1	6	30	3.204	134	2.403,00

CS.11							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	5,00	52,00		60,00	2.580,00	45,00	1.935,00
Tracker da 24 pannelli	17,00			408,00		306,00	
Tracker da 48 pannelli	16,00			768,00		576,00	
Tracker da 96 pannelli	14,00			1.344,00		1.008,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	6,00	2.580,00		109,00		3	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
11.1	1	4	1	3	444	19	333,00
11.2	0	3	5	1	408	17	306,00
11.3	1	4	3	1	348	15	261,00
11.4	0	2	1	4	480	20	360,00
11.5	2	1	2	3	432	18	324,00
11.6	1	3	4	2	468	20	351,00
Totale	5	17	16	14	2.580	109	1.935,00
CS.12							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	3,00	44,00		36,00	2.964,00	27,00	2.223,00
Tracker da 24 pannelli	10,00			240,00		180,00	
Tracker da 48 pannelli	6,00			288,00		216,00	
Tracker da 96 pannelli	25,00			2.400,00		1.800,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	7,00	2.964,00		125,00		3	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
12.1	0	1	1	4	456	19	342,00
12.2	1	2	2	3	444	19	333,00
12.3	1	1	1	4	468	20	351,00
12.4	0	0	0	4	384	16	288,00
12.5	1	2	1	3	396	17	297,00
12.6	0	4	1	2	336	14	252,00
12.7	0	0	0	5	480	20	360,00
Totale	3	10	6	25	2.964	125	2.223,00

CS.13							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	5,00	31,00		60,00	1.716,00	45,00	1.287,00
Tracker da 24 pannelli	5,00			120,00		90,00	
Tracker da 48 pannelli	10,00			480,00		360,00	
Tracker da 96 pannelli	11,00			1.056,00		792,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	5,00	1.716,00		72,00		2	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
13.1	0	0	3	3	432	18	324,00
13.2	0	0	2	3	384	16	288,00
13.3	2	1	3	2	384	16	288,00
13.4	1	2	0	3	348	15	261,00
13.5	2	2	2	0	168	7	126,00
Totale	5	5	10	11	1.716	72	1.287,00
CS.14							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	3,00	47,00		36,00	2.916,00	27,00	2.187,00
Tracker da 24 pannelli	12,00			288,00		216,00	
Tracker da 48 pannelli	10,00			480,00		360,00	
Tracker da 96 pannelli	22,00			2.112,00		1.584,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	7,00	2.916,00		123,00		3	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
14.1	0	2	2	3	432	18	324,00
14.2	1	0	1	4	444	19	333,00
14.3	0	1	1	4	456	19	342,00
14.4	0	2	1	3	384	16	288,00
14.5	0	0	2	3	384	16	288,00
14.6	1	5	1	2	372	16	279,00
14.7	1	2	2	3	444	19	333,00
Totale	3	12	10	22	2.916	123	2.187,00

CS.15							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	1,00	41,00		12,00	3.036,00	9,00	2.277,00
Tracker da 24 pannelli	8,00			192,00		144,00	
Tracker da 48 pannelli	5,00			240,00		180,00	
Tracker da 96 pannelli	27,00			2.592,00		1.944,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	7,00	3.036,00		127,00		3	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
15.1	0	1	1	3	360	15	270,00
15.2	1	1	1	4	468	20	351,00
15.3	0	3	0	4	456	19	342,00
15.4	0	0	2	4	480	20	360,00
15.5	0	0	1	4	432	18	324,00
15.6	0	1	0	4	408	17	306,00
15.7	0	2	0	4	432	18	324,00
Totale	1	8	5	27	3.036	127	2.277,00
CS.16							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	3,00	38,00		36,00	2.940,00	27,00	2.205,00
Tracker da 24 pannelli	5,00			120,00		90,00	
Tracker da 48 pannelli	2,00			96,00		72,00	
Tracker da 96 pannelli	28,00			2.688,00		2.016,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	7,00	2.940,00		124,00		3	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
16.1	0	1	0	4	408	17	306,00
16.2	0	1	0	4	408	17	306,00
16.3	1	1	0	4	420	18	315,00
16.4	0	0	0	5	480	20	360,00
16.5	1	0	0	3	300	13	225,00
16.6	0	0	0	5	480	20	360,00
16.7	1	2	2	3	444	19	333,00
Totale	3	5	2	28	2.940	124	2.205,00

CS.17							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	1,00	42,00		12,00	2.988,00	9,00	2.241,00
Tracker da 24 pannelli	8,00			192,00		144,00	
Tracker da 48 pannelli	8,00			384,00		288,00	
Tracker da 96 pannelli	25,00			2.400,00		1.800,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	7,00	2.988,00		125,00		3	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
17.1	0	0	0	5	480	20	360,00
17.2	0	0	0	5	480	20	360,00
17.3	1	3	3	2	420	18	315,00
17.4	0	1	1	4	456	19	342,00
17.5	0	2	2	3	432	18	324,00
17.6	0	2	2	3	432	18	324,00
17.7	0	0	0	3	288	12	216,00
Totale	1	8	8	25	2.988	125	2.241,00
CS.18							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	0,00	40,00		0,00	2.592,00	0,00	1.944,00
Tracker da 24 pannelli	10,00			240,00		180,00	
Tracker da 48 pannelli	11,00			528,00		396,00	
Tracker da 96 pannelli	19,00			1.824,00		1.368,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	6,00	2.592,00		108,00		3	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
18.1	0	1	2	3	408	17	306,00
18.2	0	2	2	3	432	18	324,00
18.3	0	2	2	3	432	18	324,00
18.4	0	1	1	4	456	19	342,00
18.5	0	2	2	3	432	18	324,00
18.6	0	2	2	3	432	18	324,00
Totale	0	10	11	19	2.592	108	1.944,00

CS.19							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	1,00	22,00			12,00	1.500,00	9,00
Tracker da 24 pannelli	4,00				96,00		72,00
Tracker da 48 pannelli	5,00				240,00		180,00
Tracker da 96 pannelli	12,00				1.152,00		864,00
1.125,00							
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	4,00	1.500,00		63,00		2	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
19.1	0	1	1	4	456	19	342,00
19.2	0	1	1	4	456	19	342,00
19.3	1	0	1	3	348	15	261,00
19.4	0	2	2	1	240	10	180,00
Totale	1	4	5	12	1.500	63	1.125,00

4 CARATTERISTICHE E QUALITA' DEI MATERIALI

4.1 GENERALITA'

Tutti i materiali e gli apparecchi impiegati negli impianti elettrici devono essere adatti per l'ambiente in cui sono installati e devono avere caratteristiche tali da resistere alle azioni meccaniche, corrosive, termiche o dovute all'umidità alle quali possono essere esposti durante l'esercizio. I componenti elettrici devono essere preferibilmente muniti di marchio dell'Istituto Italiano del Marchio di Qualità (IMQ) o di altro marchio di conformità alle norme di uno dei Paesi della Comunità Economica Europea. In assenza di marchio o di attestato/relazione di conformità rilasciato da un organismo autorizzato ai sensi dell'articolo 7 della legge 791/77, i componenti devono essere dichiarati conformi alle rispettive norme, dal costruttore. E' allo scopo sufficiente che la conformità alla relativa norma sia dichiarata in catalogo. Tutti i componenti elettrici devono inoltre essere conformi a quanto previsto dalle Direttive emanate dalla Comunità Europea e recepite dagli stati membri, in materia di sicurezza e di immunità dai radiodisturbi. Tale rispondenza è comprovata dal marchio "CE" impresso sui componenti stessi.

4.2 MODULI FOTOVOLTAICI

Il generatore fotovoltaico si comporrà di **n. 66.816** moduli della con potenza di 750Wp e con garanzia della produzione certificata pari al 90% per i primi 10 anni e 80% entro i primi 25 anni di vita, rispondente alle Norme IEC 61215 2°ed. e EN 61730 2°ed..

I moduli sono dotati di diodo di by-pass per evitare fenomeni di inversione della circolazione di corrente dovuti a guasto o ombreggiamento parziale sulla superficie del modulo. La linea elettrica proveniente dai moduli fotovoltaici sarà messa a terra mediante appositi scaricatori di sovratensione con indicazione ottica di fuori servizio, al fine di garantire la protezione dalle scariche di origine atmosferica.

I dati caratteristici sono forniti dal produttore come evidenziato nella tabella di seguito allegata.

Specifications

Module Type	YS710M-132N	YS720M-132N	YS730M-132N	YS740M-132N	YS750M-132N
Maximum Power (Bifacial)	710W	720W	730W	740W	750W
Maximum Power (monofacial)	660W	670W	680W	690W	700W
Maximum Power Voltage (Vmp)	38.38V	38.68V	38.98V	39.28V	39.58V
Maximum Power Current (Imp)	17.20A	17.33A	17.45A	17.57A	17.69A
Open-circuit Voltage (Voc)	45.55V	45.85V	46.15V	46.45V	46.75V
Short-circuit Current (Isc)	18.45A	18.45A	18.66A	18.79A	18.92A
Module Efficiency STC (%)	22.9%	23.2%	23.5%	23.8%	24.2%
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C				
Maximum system voltage	1000/1500VDC(IEC)				
Maximum series fuse rating	25A				
Power tolerance	0~+3%				
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C				
Temperature coefficients of Voc	-0.29%/°C				
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C				
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C				

Figura 2 - Caratteristiche elettriche modulo

Si avranno componenti dalle seguenti caratteristiche:

- tensione massima di sistema pari a 1500 V;
- tolleranza di potenza molto contenuta.

I moduli saranno obbligatoriamente conformi alle normative di prodotto IEC 61215 e IEC 61730. Saranno necessariamente iscritti ad un consorzio di riciclo a garanzia del corretto smaltimento a fine vita.

Al fine di garantire una lunga durata del sistema si utilizzeranno moduli aventi decadimento delle prestazioni, in termini di energia prodotta per kWp installato all'anno, con andamento lineare come da figura successiva. I moduli saranno forniti con diodi di bypass integrati nella junction box posta nel dorso del modulo stesso. Le caratteristiche meccaniche saranno le seguenti:

Mechanical Characteristics

Cell Type	No.of cells	Dimensions	Weight	Front Glass	Frame	Junction Box	Output Cables
210mm Mono PERC	132(6×22)	2384×1303×35mm (94.49×51.3×1.18 inch)	36kg (79.4 lbs)	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass	Anodized Aluminium Alloy	IP68 Rated	TUV 1×4,0mm²(+); 290mm,-);145mm or Customized Length

Figura 3 – Caratteristiche meccaniche modulo

4.3 CONVERTITORI STATICI - INVERTER

I convertitori c.c./c.a. utilizzati sono idonei al trasferimento della potenza dal campo fotovoltaico alla rete del distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. I valori della tensione e della corrente di ingresso di queste apparecchiature sono compatibili con quelli del rispettivo campo fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto.

Le caratteristiche principali dei gruppi di conversione sono:

- Inverter a commutazione forzata con tecnica PWM (pulse-width modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente, assimilabile a "sistema non idoneo a sostenere la tensione e frequenza nel campo normale", in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 11-20 e dotato di funzione MPPT (inseguimento della massima potenza)
- Rispondenza alle norme generali su EMC e limitazione delle emissioni RF: conformità norme CEI 110-1, CEI 110-6, CEI 110-8.
- Protezioni per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 11-20 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale. Reset automatico delle protezioni per predisposizione ad avviamento automatico.
- Conformità marchio CE.
- Grado di protezione adeguato all'ubicazione in prossimità del campo fotovoltaico (IP65).
- Dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto.
- Campo di tensione di ingresso adeguato alla tensione di uscita del generatore FV.

Efficienza massima $\geq 90\%$ al 70% della potenza nominale.

Il gruppo di conversione sarà composto da n.155 inverter tipo da 350,00 kW di potenza sullato AC connessi a n. 23 cabine di trasformazione MT/bt e n. 2 cabine di raccolta, una per ogni campo fotovoltaico.

4.4 CAVI E CONDUTTURE

1.1.1 Tipologia dei cavi

I cavi da utilizzare per posa entro tubi protettivi rigidi a parete all'interno della cabina, saranno del tipo unipolare flessibile in rame con isolamento in PVC non propagante la fiamma, tensione nominale di isolamento (Uo/U) non inferiore a 450/750V, simbolo di designazione FG17, conformi alle norme CEI 20-22 II. I cavi da utilizzare per posa entro cavidotti interrati e per i collegamenti delle cassette di parallelo stringhe lato DC degli inverter, dovranno essere in rame, isolati in gomma etilenpropilenica, sottoguaina in PVC, tensione nominale di isolamento 0,6/1kV, sigla di designazione FG16(O)R16. I cavi di collegamento tra i moduli e gli inverter lato DC saranno di tipo solare con isolanti e guaina in mescola reticolata a basso contenuto di alogeni testato per durare più di 25 anni, sigla H1Z222-K e verranno posati in aria o in condutture. I cavi posati in cunicoli o interrati per i collegamenti in media tensione dovranno essere del tipo ARE4H5E12/20kV.

4.4.1 Colori distintivi dei cavi

I conduttori impiegati nell'esecuzione degli impianti devono essere contraddistinti dalle colorazioni previste dalle vigenti tabelle di unificazione CEI-UNEL 00722-74 e 00712. 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 (obbligatorio)
- Conduttore di neutro: blu chiaro (obbligatorio)
- Conduttore di fase: grigio / marrone / nero

- Conduttore per circuiti in DC: ROSSO indica il polo positivo (+), NERO indica polo negativo (-)

4.4.2 Sezioni minime e cadute di tensione ammesse

Le sezioni dei conduttori sono calcolate in funzione della potenza trasportata e della lunghezza dei circuiti. Le sezioni sono scelte tra quelle unificate in base ai valori delle portate di corrente massime ammesse per i diversi tipi di conduttori e riportate nelle tabelle di unificazione CEI-UNEL. Le cadute di tensione lungo l'intero tratto delle linee costituenti i circuiti non superano il valore del 4% della tensione nominale per la parte AC e 2% per la parte DC. In ogni caso le sezioni minime dei conduttori non sono inferiori a quelle previste dalle norme CEI per il tipo di impianto realizzato.

4.4.3 Sezioni minime dei conduttori di neutro

La sezione dei conduttori di neutro non deve essere inferiore a quella dei corrispondenti conduttori di fase tranne che per i circuiti polifase con sezione superiore a 16 mmq per i quali la sezione del conduttore di neutro può essere ridotta alla metà di quella dei corrispondenti conduttori di fase, col minimo tuttavia di 16mmq e purché rimangano soddisfatte le condizioni di cui nella norma CEI 64-8/5.

4.4.4 Sezioni minime dei conduttori di protezione

La sezione dei conduttori di protezione non deve essere inferiore a quella indicata nella tabella 54F della norma CEI 64-8/5, di seguito riportata. I conduttori di terra devono avere sezione non inferiore a quella specificata nella tabella 54A della norma CEI 64-8/5 di seguito riportata. Le sezioni scelte devono comunque essere verificate ai fini del dimensionamento termico in quanto non si debbono mai verificare temperature superficiali superiori ai limiti massimi ammessi in relazione alle sostanze pericolose se presenti.

	Protetti meccanicamente	Non protetti meccanicamente
Protetti contro la corrosione	In accordo a 54F	16 mmq se in rame 16 mmq se in Fe zincato
Non protetti contro la corrosione	25 mmq se in rame 50 mmq se in Fe zincato	

Tabella 54A -Sezioni convenzionali minime dei conduttori di terra

Sezione dei conduttori di fase dell'impianto (S)	Sezione minima del corrispondente conduttore di protezione (Sp)
$S < 16 \text{ mmq}$	$Sp = S$
$16 < S < 35 \text{ mmq}$	$Sp = 16 \text{ mmq}$
$S > 35 \text{ mmq}$	$Sp = S/2$

Tabella 54F -Relazione tra le sezioni dei conduttori di protezione e dei conduttori di fase

4.4.5 Conduitture a vista

Le tubazioni da installare a vista dovranno essere realizzate mediante tubi in materiale termoplastico autoestinguente tipo pesante, autoestinguenza V2 secondo UL 94 e provati al filo incandescente a 650°C secondo IEC 695-2-1. Il diametro interno dei tubi deve essere pari ad 1,4 volte il diametro del cerchio circoscritto al fascio dei cavi in esso contenuti e comunque non inferiore a 13 mm ($D_n = 16$ mm). I tubi devono essere corredati di accessori quali raccordi, manicotti e curve dello stesso materiale e diametro al fine di realizzare conduitture con grado di protezione non inferiore a IP4X. Per le derivazioni da linea principale a secondaria, le tubazioni devono essere interrotte con cassette di derivazione in materiale termoplastico autoestinguente del tipo da parete, stagne, grado di protezione IP55, complete di raccordi tubo-scatola e coperchio con viti. Le tubazioni dovranno essere installate alle pareti e al soffitto mediante collari in acciaio zincato, con 2 viti fissati con tasselli in nylon con viti di diametro 6 mm o con sistemi equivalenti. Le derivazioni e le giunzioni dei conduttori devono essere eseguite nelle cassette di derivazione impiegando opportuni morsetti aventi grado di protezione non inferiore a IPXXB

4.4.6 Cavidotti interrati

I cavidotti interrati da utilizzare, dovranno essere realizzati mediante tubi interrati direttamente nel suolo e pozzetti rompitratta o di derivazione. I tubi dovranno essere lisci all'interno e corrugati all'esterno, a doppia parete, in materiale termoplastico serie Media (Resistenza allo schiacciamento $R_s = 450N$) rispondenti alle Norme CEI EN 50086-2-4 / CEI 23-46 e Variante A1. Il diametro nominale dei tubi deve essere non inferiore ad 1,4 volte il diametro del cerchio circoscritto al fascio dei cavi in esso contenuto al fine di consentire l'infilaggio e lo sfilamento senza compromettere l'integrità dei cavi stessi e comunque non inferiore a quanto prescritto in progetto. I tubi per gli impianti di bassa tensione e di segnale devono essere interrati ad una profondità di almeno 0,6mt tra il piano di appoggio dei tubi stessi ed il piano di calpestio, entro scavo privo di spigolature e sporgenze. I tubi per gli impianti di media tensione devono essere interrati ad una profondità di almeno 1,0mt tra il piano di appoggio dei tubi stessi ed il piano di calpestio, entro scavo privo di spigolature e sporgenze. Ad ogni brusca deviazione resa necessaria dalla disposizione dei tubi, ad ogni derivazione da linea principale a secondaria e comunque ogni 100 m circa di tubazione rettilinea devono essere installati pozzetti completi di chiusino carrabile D400. Tali pozzetti saranno provvisti di fori predeterminati con anello di guida e fissaggio per tubi di diametro adeguato e dovranno essere interrati ad una profondità tale da mantenere il chiusino all'altezza del piano carrabile. Le eventuali giunzioni o le derivazioni dovranno essere eseguite entro i pozzetti a mezzo di adeguati connettori in rame stagnato, a crimpare, da isolare con nastro agglomerante e nastro isolante al fine di mantenere le stesse caratteristiche di isolamento elettrico e protezione meccanica dell'isolante dei cavi giuntati

4.4.7 Quadri elettrici di distribuzione

I quadri di distribuzione previsti per il livello BT devono essere realizzati secondo le prescrizioni delle Norme EN 60439 (CEI 17/13) in vigore dal 1°Marzo 1995 e riguardanti "apparecchiature assiemate di protezione e di manovra aventi tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata e 1.500 V in corrente continua". In funzione del luogo di installazione e del grado di addestramento del personale addetto all'uso del quadro, si può ritenere necessario e sufficiente la realizzazione di quadri di tipo AS e ANS (norme EC 60439-1). Il costruttore del quadro, in relazione a tutte le informazioni che può assumere dal presente progetto, ha il compito di:

- progettare e costruire il quadro tenendo conto delle sollecitazioni meccaniche e termiche;
- scegliere gli apparecchi incorporati con riferimento sia al comportamento termico (correnti nominali) sia al cortocircuito (poteri di interruzione);

- indicare le eventuali protezioni da porre a monte del quadro e che condizionano la tenuta al cortocircuito del quadro stesso;
- adottare le soluzioni idonee che consentono di rispettare tutte le prescrizioni normative e in particolare i limiti di sovratemperatura;
- definire le caratteristiche nominali del quadro;
- eseguire tutte le prove di tipo richieste dalle norme per il tipo di quadro e fornirne i risultati. Per la formazione dei quadri fare riferimento agli schemi unifilari allegati al presente progetto.

Gli interruttori previsti per il quadro sono interruttori automatici del tipo modulare o scatolato, magnetotermici e magnetotermici differenziali. Gli interruttori modulari saranno del tipo per aggancio su guida DIN 46277, rispondenti alle Norme CEI 23-3 IV ed. e EN 60947-2, con morsetti a gabbia e viti imperdibili. Il relè differenziale ove previsto sarà di tipo AC di tipo istantaneo. Gli interruttori sono scelti e calcolati per ottenere una buona selettività di tipo amperometrico a tre livelli. Le caratteristiche nominali degli interruttori sono riportate negli schemi elettrici riportati negli allegati di progetto.

I quadri di distribuzione devono essere completati con targhette identificatrici recanti per ogni interruttore, la descrizione del circuito protetto. Le targhette dovranno essere preferibilmente in laminato plastico, nere con lettere bianche, serigrafate al pantografo usando caratteri in stile standardizzato.

Unità di protezione e sistema di protezione di interfaccia

La funzione di Protezione Generale accoppiata al Dispositivo Generale al Dispositivo di interfaccia è svolta da relè elettronici della ABB modello REF542PLUS. Il relè di protezione CM UFS2 svolge funzioni di relè di protezione di massima e minima tensione trifase, massima e minima frequenza, oltre alla protezione di derivata di frequenza, per l'interfaccia dei generatori con la rete elettrica conforme all'Allegato A70 di Terna ed alla norma CEI 0-21.

Gruppo di misura dell'energia elettrica

L'installazione e la gestione di questo gruppo di misura sarà a carico di e-distribuzione s.p.a. che comunicherà in fase di connessione il tipo ed il modello di contatore.

4.4.8 Impianto di messa a terra

L'intero campo fotovoltaico sarà dotato di un proprio impianto di terra, al quale saranno collegate tutte le parti metalliche così come l'articolo 7 comma c. L'impianto dovrà essere realizzato con i seguenti elementi:

- dispersori di fatto; i dispersori di fatto saranno realizzati con treccia di rame nudo, sezione pari a 35 mmq, interrata direttamente al suolo ad una profondità di 50 cm dal piano di calpestio. In prossimità della cabina di trasformazione sarà realizzato un anello intorno al basamento della cabina stessa, così come indicato nei disegni planimetrici allegati ai documenti di progetto. La treccia sarà integrata con dispersori verticali in acciaio zincato, sezione a croce 50x50 mm, spessore 5 mm, lunghezza 1,50 m, posti sul perimetro della cabina stessa;
- conduttore di terra realizzato con treccia di rame nudo, in intimo contatto con il terreno, posato ad una profondità di 50 cm dal piano di calpestio che collega il collettore principale di terra ai dispersori ed alle strutture porta moduli, costituito da conduttore in rame isolato in PVC di sezione pari a 35 mmq collegato sulle strutture porta moduli tramite bullone in acciaio zincato saldato sulla struttura stessa;

- conduttore di protezione, uno per ogni circuito, in rame isolato in PVC e di sezione come da tabella 54F (articolo 11.4.5), che collega le masse di tutti gli apparecchi utilizzatori di classe I e il polo di terra di tutte le prese a spina, ai collettori di terra;
- all'interno della cabina saranno predisposti dei collettori di terra da realizzare con bandella di rame di sezione non inferiore a 35mmq, fissati a parete per mezzo di isolatori. Ai collettori di terra andranno collegati, per mezzo di conduttori di terra e di protezione opportunamente dimensionati la carcassa metallica del quadro di bassa tensione non che tutte le masse metalliche ed estranee presenti all'interno delle cabine stesse. I collettori di terra possono essere utilizzati come punto di sezionamento per le prove e misure previste dalle vigenti normative in materia; pertanto, tutti i conduttori di terra e di protezione, dovranno essere collegati al collettore per mezzo di capicorda in ottone stagnato e bulloni in acciaio inox. Tutti i conduttori di terra e di protezione dovranno essere dotati, in prossimità del collettore, di targhetta con scritte indelebili, indicanti la provenienza e la funzione del conduttore stesso; Ogni conduttore di terra connesso al collettore di terra dovrà essere singolarmente scollegabile senza compromettere la continuità di connessione degli altri conduttori;
- conduttori equipotenziali, per il collegamento di tutte le masse estranee all'impianto di terra, costituiti da conduttori in rame isolati in PVC di sezione non inferiore a 6 mmq (Art. 7 comma e).