

**Regione Puglia
Provincia di Lecce
Comuni di Lecce e Surbo**

PROGETTO DEFINITIVO: IMPIANTO FV-SALONNA



OGGETTO:

**PROGETTAZIONE E REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGRO-
FOTOVOLTAICO DELLA POTENZA DI 2.800,00 kW IN AC E 3.804,84 kWp
IN DC E DI TUTTE LE OPERE CONNESSE ED INFRASTRUTTURE**

IL COMMITTENTE

SOLAER CLEAN ENERGY ITALY 08 SRL
VIA CARLO PORTA N.3 - GALLARATE (VA)
P.IVA 03717980126

timbro

SOLAER CLEAN ENERGY ITALY 08 SRL
Via Carlo Porta n.3 Gallarate (VA)
P.IVA 03717980126

IL PROGETTISTA

Ing. Giuseppe Santaromita Villa

Collaboratori:

Ing. Torrisi Roberta
Ing. Messina Valeria
Ing. Pintaldi Giulia
Ing. Bazan Flavia
Ing. Conoscenti Rosalia
Ing. Lala Rosa Maria
Ing. Alessia Lo Bello
Ing. Cavarretta Maria Vincenza
Ing. Scacciaferro Anna

timbro e firma

CODICE ELAB.

A5.1

ELABORATO

SCHEDA DI VERIFICA DEI PARAMETRI
LINEE GUIDA MINISTERIALI

SCALA

REVISIONE

rev. 10

CODICE IMPIANTO

AG50

CODICE DI RINTRACCIABILITÀ

211425796

DATA

26/06/2026

TIMBRO ENTE AUTORIZZANTE

SCHEDA DI VERIFICA PARAMETRI LINEE GUIDA MINISTERIALI

IMPIANTO AGRIVOLTAICO FV-Salonna

1 LINEE GUIDA IN MATERIA DI IMPIANTO AGRIVOLTAICI.....	2
2 REQUISITO A: l'impianto rientra nella definizione di "agrivoltaico"	3
3 REQUISITO B: Il sistema agrivoltaico è esercito, nel corso della vita tecnica dell'impianto, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli	3
3 REQUISITO D.2: Monitoraggio della continuità dell'attività agricola	4
4 VERIFICA DEI PARAMETRI OGGETTO DELLE LINEE GUIDA	5
4.1 Caratteristiche di impianto.....	5
4.2 Verifica dei parametri.....	8
5 RIEPILOGO AREE DI PROGETTO.....	11
6 PARTICOLARI COSTRUTTIVI: piante e sezioni	12
6.1 Layout impianto agrivoltaico.....	12
6.2 Particolari costruttivi in pianta e in sezione.....	12
7 CONCLUSIONI	15

ALLEGATO 1 - REPORT PVsyst "*Impianto Agrivoltaico in progetto*"

ALLEGATO 2 - REPORT PVsyst "*Impianto Fotovoltaico standard*"

1 LINEE GUIDA IN MATERIA DI IMPIANTO AGRIVOLTAICI

Come definito dal decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 1991 (di seguito anche decreto legislativo n.199/2021) di recepimento della direttiva RED II, l'Italia si pone come obiettivo quello di accelerare il percorso di crescita sostenibile del Paese, al fine di raggiungere gli obiettivi europei al 2030 e al 2050.

L'obiettivo suddetto è perseguito in coerenza con le indicazioni del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) e tenendo conto del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR). In tale ambito, risulta di particolare importanza individuare percorsi sostenibili per la realizzazione di infrastrutture energetiche che possano coniugare l'esigenza di rispetto dell'ambiente e del territorio con quella di raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

Nell'ambito degli impianti fotovoltaici, realizzati su suolo agricolo, è stato pubblicato in data 27/06/2022 sul sito del MASE (<https://www.mite.gov.it/notizie/impianti-agri-voltaici-pubblicate-le-linee-guida>) il documento "Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici".

Tale documento, elaborato dal Gruppo di lavoro coordinato dell'ex MITE ora MASE, a cui hanno partecipato: CREA - Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria, ENEA - Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile, GSE - Gestore dei servizi energetici S.p.A. ed RSE - Ricerca sul sistema energetico S.p.A., ha lo scopo di chiarire quali sono le caratteristiche minime e i requisiti che un impianto fotovoltaico dovrebbe possedere per essere definito Agrivoltaico, sia per ciò che riguarda gli impianti più avanzati, che possono accedere agli incentivi PNRR, sia per ciò che concerne le altre tipologie di impianti agrivoltaici, che possono comunque garantire un'interazione più sostenibile fra produzione energetica e produzione agricola.

2 REQUISITO A: l'impianto rientra nella definizione di "agrivoltaico"

Requisito A.1)

Superficie minima coltivata deve essere almeno il 70 % della superficie totale di un sistema Agrivoltaico:

$$S_{agricola} \geq 0,70 S_{tot}$$

Requisito A.2)

La percentuale complessiva coperta dai moduli fotovoltaici (LAOR) deve essere inferiore o uguale al 40%

$$LAOR \leq 40\%$$

LAOR (*Land Area Occupation Ratio*): rapporto tra la superficie totale di ingombro dell'impianto agrivoltaico (S_{pv}), e la superficie totale occupata dal sistema agrivoltaico (S_{tot}).

Superficie totale di ingombro dell'impianto agrivoltaico (S_{pv}): somma delle superfici individuate dal profilo esterno di massimo ingombro di tutti i moduli fotovoltaici costituenti l'impianto (superficie attiva compresa la cornice).

3 REQUISITO B: Il sistema agrivoltaico è esercito, nel corso della vita tecnica dell'impianto, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli

Requisito B.1)

Occorre garantire la continuità dell'attività agricola e pastorale sul terreno oggetto dell'intervento. Per verificare questo requisito sarà necessario dotarsi di un sistema di monitoraggio secondo le linee guida del CREA-GSE. Tuttavia, le linee guida iniziano ad individuare due aspetti di attenzione: il valore della produzione agricola in €/ha o €/unità di bestiame adulto e il mantenimento dell'indirizzo produttivo o, eventualmente, il passaggio ad un nuovo indirizzo produttivo di valore economico più elevato.

Requisito B.2)

La produzione elettrica del sistema agrivoltaico espressa in MWh/ha/anno dovrà essere almeno il 60% della produzione elettrica di un impianto FTV a terra collocato nello stesso sito e caratterizzato da moduli con efficienza 20% su supporti fissi orientati a Sud e inclinati con un angolo pari alla latitudine meno 10°.

$$FV_{agri} \geq 0,60 FV_{standard}$$

3 REQUISITO D.2: Monitoraggio della continuità dell'attività agricola

I valori dei parametri tipici relativi al sistema agrivoltaico dovrebbero essere garantiti per tutta la vita tecnica dell'impianto.

L'attività di monitoraggio è quindi utile sia alla verifica dei parametri fondamentali, quali la continuità dell'attività agricola sull'area sottostante gli impianti, sia di parametri volti a rilevare effetti sui benefici concorrenti.

Gli elementi da monitorare nel corso della vita dell'impianto sono:

1. l'esistenza e la resa della coltivazione;
2. il mantenimento dell'indirizzo produttivo;

Tale attività può essere effettuata attraverso la redazione di una relazione tecnica asseverata da un agronomo con una cadenza stabilita.

Tenuto conto della tipologia specifica di sistema agrivoltaico, che prevede la coltivazione di olivi, al fine di monitorare e verificare la produttività del sistema, si prevede di far coincidere la redazione di suddetta relazione con il periodo successivo alla fase di raccolta, prevista pertanto a novembre di ogni anno. Pertanto, si prevede una frequenza annuale, a compimento delle operazioni di raccolta, entro la fine del mese di novembre.

Alla relazione potranno essere allegati i piani annuali di coltivazione, recanti indicazioni in merito alle specie annualmente coltivate, alla superficie effettivamente destinata alle coltivazioni, alle condizioni di crescita delle piante, alle tecniche di coltivazione (sesto di impianto, densità di semina, impiego di concimi, trattamenti fitosanitari).

Inoltre, allo scopo di raccogliere i dati di monitoraggio necessari a valutare i risultati tecnici ed economici della coltivazione e dell'azienda agricola che realizza sistemi agrivoltaici, con la conseguente costruzione di strumenti di benchmark, le aziende agricole che realizzano impianti agrivoltaici dovrebbero aderire alla rilevazione con metodologia RICA, dando la loro disponibilità alla rilevazione dei dati sulla base della metodologia comunitaria consolidata. Le elaborazioni e le analisi dei dati potrebbero essere svolte dal CREA, in qualità di Agenzia di collegamento dell'Indagine comunitaria RICA.

4 VERIFICA DEI PARAMETRI OGGETTO DELLE LINEE GUIDA

4.1 Caratteristiche di impianto

L'impianto oggetto di verifica dei parametri delle LINEE GUIDA si configura in generale della tipologia:

“Tipo 2 - Impianto agrivoltaico interfilare”



La scelta tecnologica di utilizzare strutture ad inseguimento solare a singolo asse, in funzione delle caratteristiche geometriche e dimensionali, permette, nonostante la configurazione come agrivoltaico interfilare, di destinare una parte della superficie sotto i moduli ai fini agricoli, sfruttando la massima inclinazione operativa raggiungibile dall'inseguitore solare.

In questo modo la superficie del sistema agrivoltaico destinata all'attività agricola ($S_{agricola}$), viene determinata al netto di quella non sfruttabile al di sotto delle strutture (indicata come S_N o $S_{N,min}$ nel dettaglio di seguito riportato), situata lungo l'asse di rotazione in corrispondenza dei punti di installazione dei pali di sostegno delle stesse.

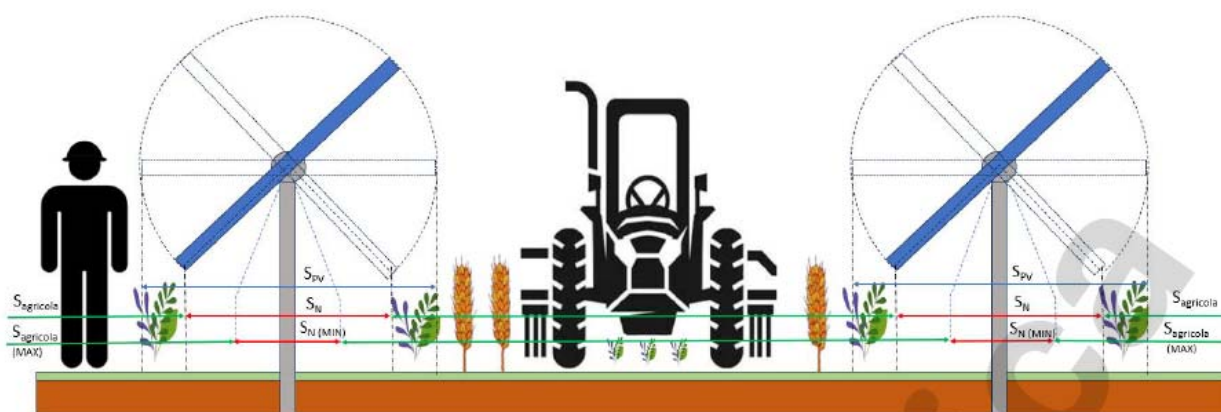


Figura 4-1 Dettaglio in sezione per la definizione dell'area agricola totale

In questa specifica tipologia di sistema di “tipo 2 - interfilare”, definito nello specifico di sotto-tipologia 2 per la presenza di strutture ad inseguimento solare, la superficie totale di ingombro dei moduli (S_{pv}) è determinata dalla proiezione al suolo del massimo ingombro dei moduli fotovoltaici installati sulle strutture (compresa la loro cornice), con una inclinazione rispetto al suolo nulla (pari a 0°).

La superficie al di sotto dei moduli che non viene utilizzata per l'attività agricola (S_N) è stata calcolata in questo caso specifico considerando la massima inclinazione prevista dell'inseguitore solare, ovvero pari a 55° . Il resto dell'area totale, che non sia incluso tra le file di moduli ed al di sotto di esse come sopra specificato, è completamente destinato ad altra tipologia di attività agricole, al netto dell'area destinata alle opere accessorie (S_{Acc}) costituita dalla viabilità e dall'ingombro delle cabine di impianto.

Alla luce di quanto sopra specificato si riporta di seguito in forma tabellare il dettaglio delle aree calcolate e sopra menzionate.

AREE DI PROGETTO		
Area disponibile per il progetto	7,5089	ha
Area recintata (S_{tot})	6,0438	ha
Superficie di ingombro dei moduli fotovoltaici a 0° (S_{pv})	1,7495	ha
Superficie moduli fotovoltaici, non utilizzata per area agricola (S_N)	1,0311	ha
Opere accessorie: viabilità interna impianto e cabine (S_{Acc})	0,5803	ha

Al fine di procedere alla definizione delle aree da utilizzare per la verifica dei parametri delle linee guida ministeriali, occorre infine determinare da quante tessere è costituito il sistema agrivoltaico; può essere costituito da un'unica "tessera" o da un insieme di tessere, anche nei confini di proprietà di uno stesso lotto, o azienda. Dal momento che le valutazioni sul rispetto dei requisiti devono essere effettuate su ogni singola tessera che costituisce l'impianto in oggetto, le definizioni ed i parametri relativi al sistema agrivoltaico si intenderanno riferite alla singola tessera. L'impianto *FV-Salonna* si presenta costituito da una singola tessera, che corrisponde nello specifico all'area totale recintata (S_{tot} = area recintata), il cui inquadramento su carta tecnica regionale viene di seguito riportato.

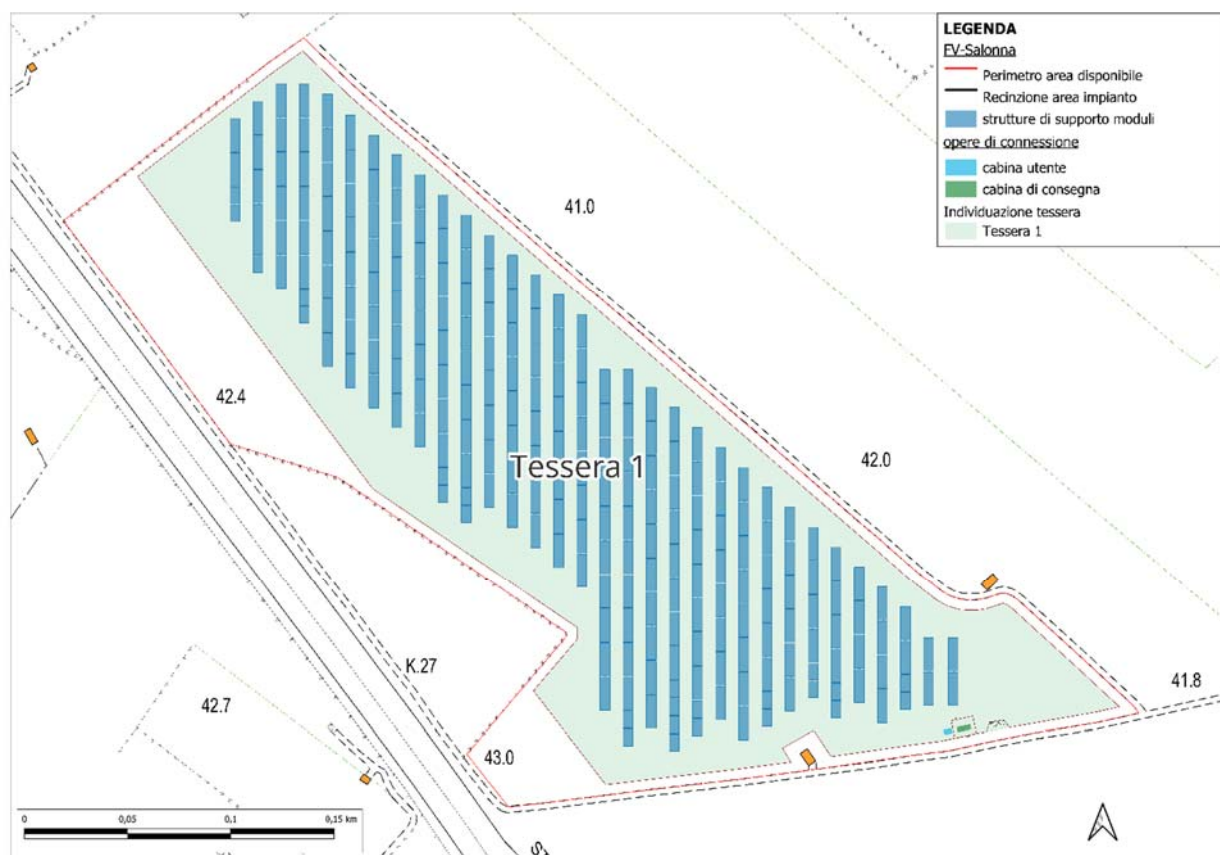


Figura 4-2 Inquadramento su CTR della "tessera" di cui è composto l'impianto FV-Salonna

Per determinare l'effettiva area agricola totale di progetto, in funzione della tipologia di opere agricole previste all'interno dell'area recintata, che coincide con quella della tessera 1, l'intera area è stata suddivisa in due quote rispettivamente destinate alla realizzazione di un all'uliveto superintensivo (tra le file dei moduli ed al di sotto di essi) ($S_{agr.A}$) e ad altra tipologia di opere agricole ($S_{agr.B}$). Per completezza si riporta di seguito in planimetria il dettaglio delle due aree considerate e il dato in forma tabellare

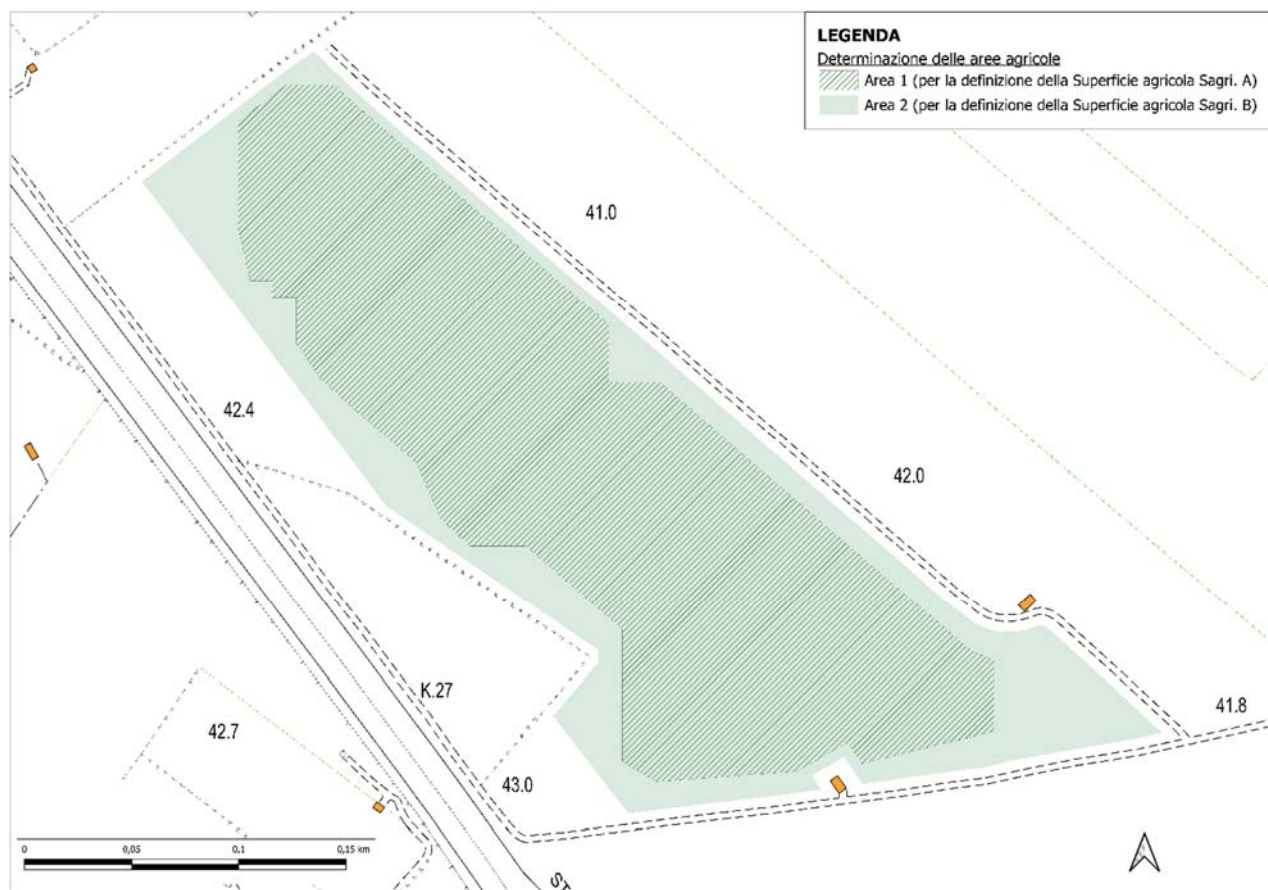


Figura 4-3 Suddivisione dell'area totale in funzione della tipologia di attività agricola prevista

SUDDIVISIONE DELL'AREA TOTALE IN DUE QUOTE		
Area 1	4,4100	ha
Area 2	1,6338	ha

Sulla base delle aree calcolate, si riportano di seguito le verifiche dei vari requisiti necessari alla definizione di impianto agrivoltaico.

Ai fini della verifica dei parametri, in modo restrittivo, tutti i calcoli e le verifiche necessarie sono riferiti all'area recintata, che come sopra specificato corrisponde all'area totale della tessera che costituisce il sistema agrivoltaico, escludendo pertanto la presenza di aree agricole produttive previste all'esterno della recinzione ma comunque all'interno dell'area disponibile per il progetto.

4.2 Verifica dei parametri

A.1) Superficie minima per l'attività agricola

$$S_{tot} \text{ (area recintata)} = 6,0438 \text{ ha}$$

$$70 \% S_{tot} = 4,2307 \text{ ha}$$

- Area destinata alla produzione agricola produttiva suddivisa in due quote:
 1. area coltivata tra le file dei moduli e al di sotto delle strutture utilizzabile ai fini agricoli, destinata prevalentemente all'uliveto superintensivo, calcolata al netto dell'impronta al suolo delle strutture con una inclinazione dei moduli a 55° (S_N):

$$S_{agri. A} = Area_2 - S_N = 3,3789 \text{ ha}$$

2. area agricola interna alla recinzione non compresa in quella al punto 1. e calcolata al netto delle aree destinate alle opere accessorie costituite dalla viabilità interna impianto e dall'ingombro delle cabine prefabbricate (S_{Acc}):

$$S_{agr. B} = Area_1 - S_{Acc} = 1,0535 \text{ ha}$$

$$S_{agricola tot} = S_{agr. A} + S_{agr. B} = 4,4324 \text{ ha}$$

$$S_{agricola tot} \geq 0,7 \cdot S_{tot}$$

$$S_{agricola tot} = 73,34\% \text{ della } S_{tot} \text{ [il parametro risulta verificato]}$$

A.2) Percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli (LAOR)

$$S_{pv} = 1,7495 \text{ ha}$$

$$S_{tot} \text{ (area recintata)} = 6,0438 \text{ ha}$$

$$S_{pv} / S_{tot} = 29 \%$$

$$LAOR \leq 40\% \text{ [il parametro risulta verificato]}$$

B.1) la continuità dell'attività agricola e pastorale sul terreno oggetto dell'intervento

Le verifiche degli investimenti colturali ante miglioramento, configurano la struttura aziendale come marginale e poco produttiva.

I nuovi investimenti, invece, rappresentano un evidente miglioramento della configurazione agro-produttiva, che oltre ad assicurare una redditività certa e stabile, di fatto, rappresentano una continuità del settore agricolo così come previsto dai parametri delle Linee Guida.

B.2) Producibilità elettrica minima

Secondo le Linee Guida MASE, l'impianto standard di riferimento rispetto al quale occorre fare il confronto di producibilità risulta essere un impianto a terra, con moduli su struttura fissa ad efficienza del 20%, orientati a Sud e inclinati di un angolo pari alla latitudine meno 10° , che nel nostro caso specifico, in base alla localizzazione dell'impianto in progetto risulta essere pari a 30° .

Relativamente alla tipologia di modulo utilizzato per il calcolo della producibilità dell'impianto standard di riferimento, sono stati considerati, in questo caso, gli stessi moduli previsti per gli inseguitori monoassiali dell'impianto agrivoltaico in progetto, dal momento che risultano avere, da specifiche tecniche, una efficienza del 20%.

A parità di area disponibile, pari a 6,0438 ha, considerando i parametri sopra menzionati, la potenza raggiungibile da un eventuale impianto standard è pari a 4560 kWp contro i 3800 kWp dell'impianto ad inseguimento agrivoltaico.

Attraverso l'utilizzo del software *PVsyst*, specialistico per la progettazione, la simulazione e l'analisi delle prestazioni degli impianti fotovoltaici, è stata determinata la producibilità dell'impianto agrivoltaico e quella dell'impianto standard di riferimento che risultano rispettivamente pari a:

- 7.293.213 kWh/anno (7,29 GWh/anno), secondo i parametri di progetto, come riportato nel report allegato per completezza alla presente (allegato 1);
- 6.931.200 kWh/anno (6,931 GWh/anno), secondo i parametri sopra indicati, come riportato nel report allegato per completezza alla presente (allegato 2).

Pertanto, a parità di area disponibile si ottiene:

$$FV_{agri} = 1,2 \text{ [GWh/ha/anno]}$$

$$FV_{standard} = 1,14 \text{ [GWh/ha/anno]}$$

Del momento che la condizione da soddisfare è:

$$FV_{agri} \geq 0,60 FV_{standard}$$

$$0,6 \cdot FV_{standard} = 0,684 \text{ [MWh/ha/anno]}$$

$$FV_{agri} = 105\% \text{ di } FV_{standard} \text{ [Il parametro risulta verificato]}$$

D.2) Monitoraggio della continuità dell'attività agricola

Al fine di soddisfare il requisito D.2, per l'impianto in verifica è previsto un sistema di monitoraggio che permetta di verificare le prestazioni del sistema agrivoltaico con particolare riferimento alle seguenti condizioni di esercizio (REQUISITO D):

D.1) il risparmio idrico;

D.2) la continuità dell'attività agricola, ovvero: l'impatto sulle colture, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture o allevamenti e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate.

Si ritiene utile mettere in evidenza che la società proponente non intende usufruire né di incentivi statali, né di accedere ad eventuali agevolazioni del PNRR.

La proposta in esame tiene conto dell'associazione tra la tecnologia fotovoltaica e coltivazione del terreno agrario della zona recintata con una rotazione colturale adatta alla tipologia di terreno in modo da evitare la riduzione della sostanza organica nel tempo ed aiutare a mantenere la fertilità dello stesso.

Fondamentale è la previsione di piano di monitoraggio che non può prescindere da precisi e puntuali interventi di manutenzione.

Il piano manutentivo prevedrà una serie di operazioni di natura agronomica nei primi quattro anni (4 stagioni vegetative) successivi all'impianto. In seguito alla messa a dimora di tutte le piante, verranno eseguiti una serie di interventi colturali quali:

- risarcimento eventuali fallanze;
- pratiche irrigue sia di gestione che di soccorso;
- manutenzione delle protezioni;
- difesa fitosanitaria;
- potature di contenimento e di formazione;
- pratiche di fertilizzazione.

I dettagli del piano vengono approfonditi nell'apposita documentazione specialistica alla quale si rimanda per maggiori dettagli.

L'impianto agrivoltaico verrà gestito esattamente come una “moderna” azienda agricola e, pertanto, si attrezzerà adattando tecnologie innovative e tracciabilità di prodotto alle colture di carciofo e legumi, con i tracker fotovoltaici nelle loro interfile ed al di sotto di essi.

Le esigenze che portano le aziende agricole a rivolgersi a soluzioni ad alto tasso tecnologico sono essenzialmente:

1. controllo dei costi di produzione;
2. aumento della produttività;
3. acquisizione, elaborazione ed interpretazione dei dati relativi all'attività.

Di fatto, è tutto l'insieme di strumenti e strategie che consentono all'azienda agricola di impiegare in maniera sinergica e interconnessa tecnologie avanza con lo scopo di rendere più efficiente e sostenibile la produzione.

5 RIEPILOGO AREE DI PROGETTO

AREE DI PROGETTO		
Area disponibile per il progetto	7,5089	ha
Area recintata	6,0438	ha
Superficie di ingombro dei moduli fotovoltaici a 0° (S_{pv})	1,7495	ha
Superficie moduli fotovoltaici, non utilizzata per area agricola (S_N)*	1,0311	ha
Opere accessorie: viabilità interna impianto e cabine (S_{Acc})	0,5803	ha
*calcolata considerando l'impronta al suolo con un'inclinazione massima di 55°		

DETTAGLIO AREE AGRICOLE DI PROGETTO		
AREE INTERNE ALLA RECINZIONE		
Area uliveto superintensivo ($S_{agr A}$)	3,3789	ha
Area coltivata interna alla recinzione ($S_{agr B}$)*	1,0535	ha
<u>Area agricola interna alla recinzione</u> ($S_{au} = S_{agr A} + S_{agr B}$)	4,4324	ha
*non comprese in $S_{agr A}$		
AREE ESTERNE ALLA RECINZIONE		
Area ulivi produttivi perimetrali ($S_{agr P}$)	0,6440	ha
Area ulivi produttivi esterni alla recinzione ($S_{agr U}$)	0,7918	ha
<u>Area agricola intero lotto</u> ($S_{agr A} + S_{agr B} + S_{agr P} + S_{agr U}$)	5,8682	ha

DESTINAZIONE % DELL'AREA RECINTATA		
Superficie agricola (S_{au})	73,34%	
Opere accessorie	9,60%	
Superficie moduli fotovoltaici, non utilizzata per area agricola (S_N)	17,06%	
<u>Totale</u>	100%	

6 PARTICOLARI COSTRUTTIVI: piante e sezioni

6.1 Layout impianto agrivoltaico

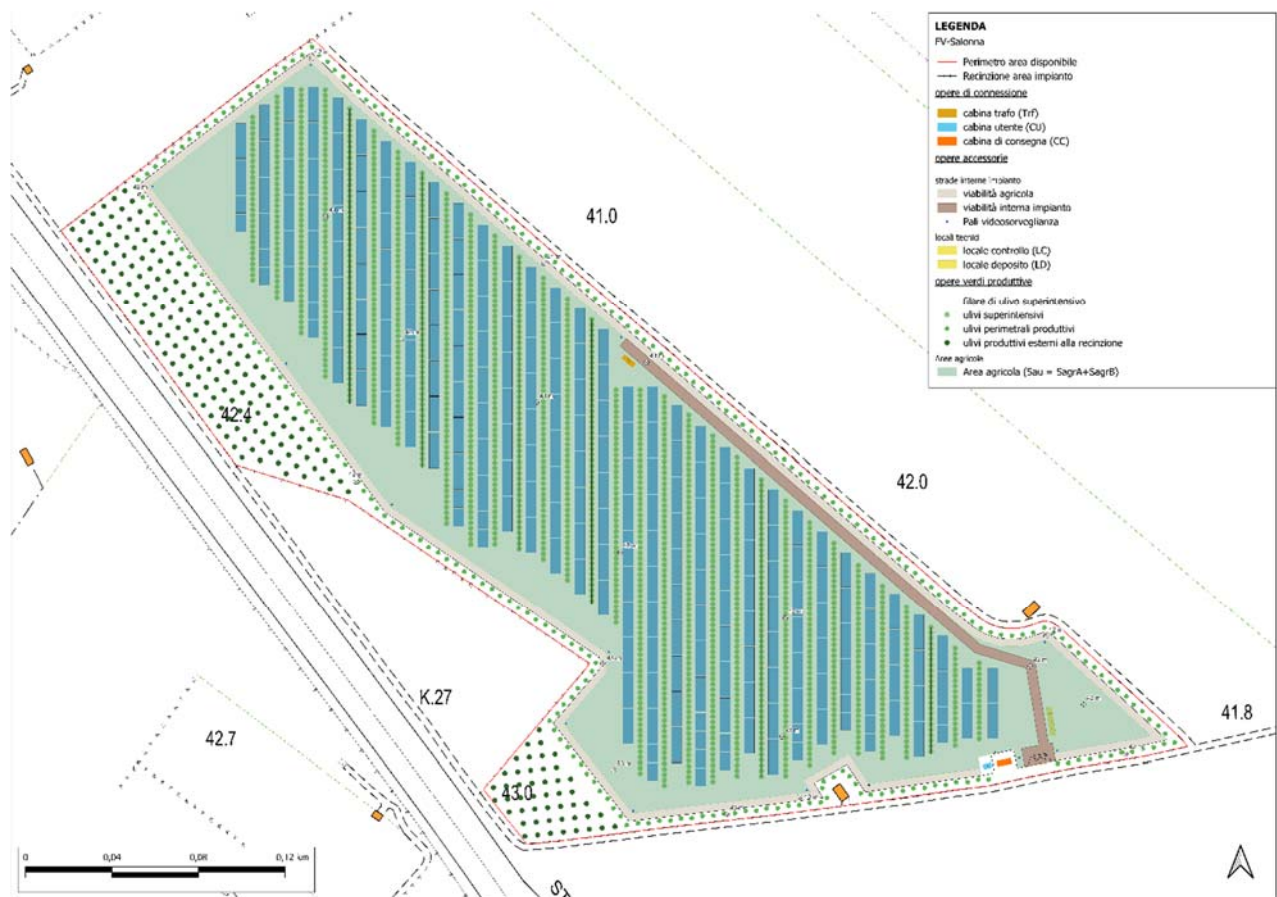


Figura 6-1 - Layout impianto agro-fotovoltaico FV-Salonna

6.2 Particolari costruttivi in pianta e in sezione



Figura 6-2 - Dettaglio in pianta dell'impianto con filari di ulivo superintensivo

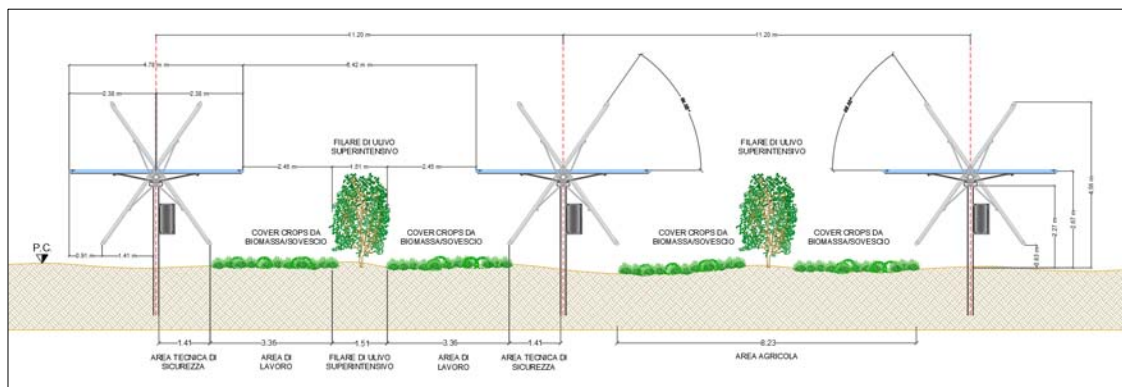


Figura 6-3 Dettaglio sezione trasversale delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici e delle opere agronomiche

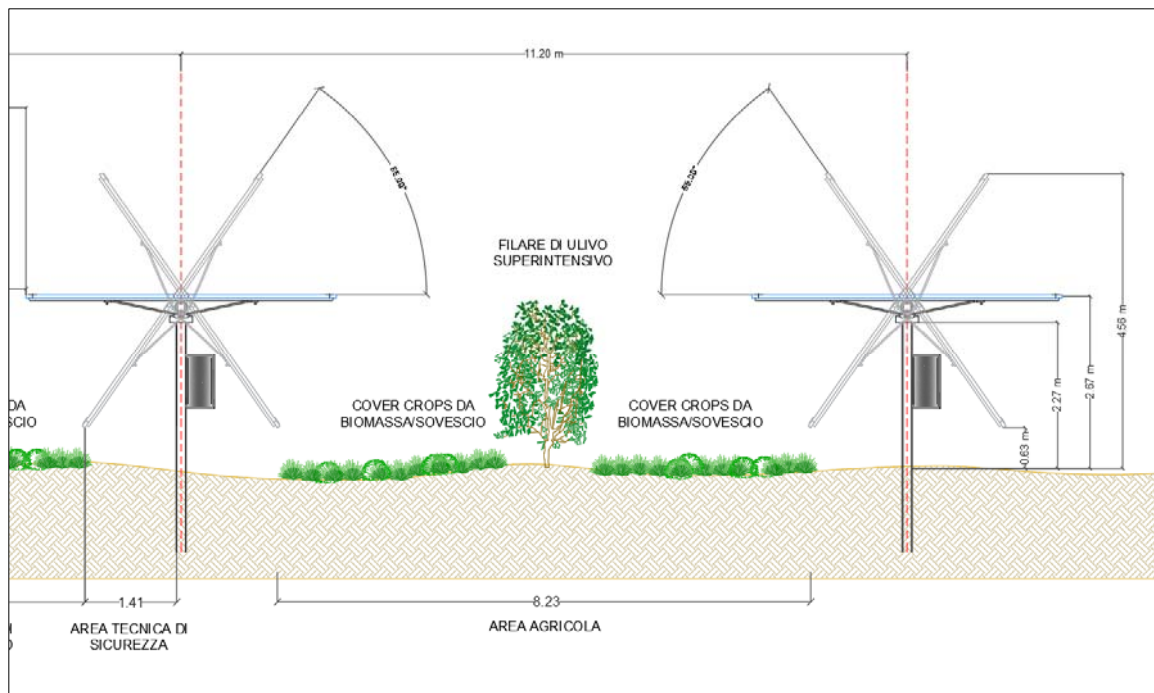


Figura 6-4 Dettaglio 1_ Sezione delle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici e delle aree agricole

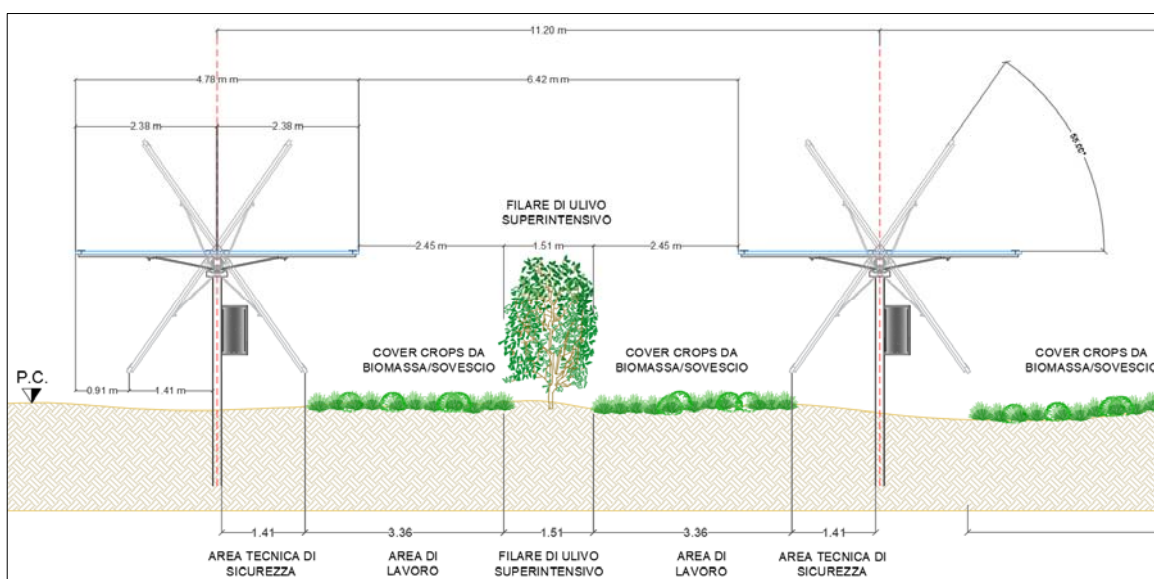


Figura 6-5 - Dettaglio 2_ Sezione delle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici e relativa suddivisione delle aree agricole

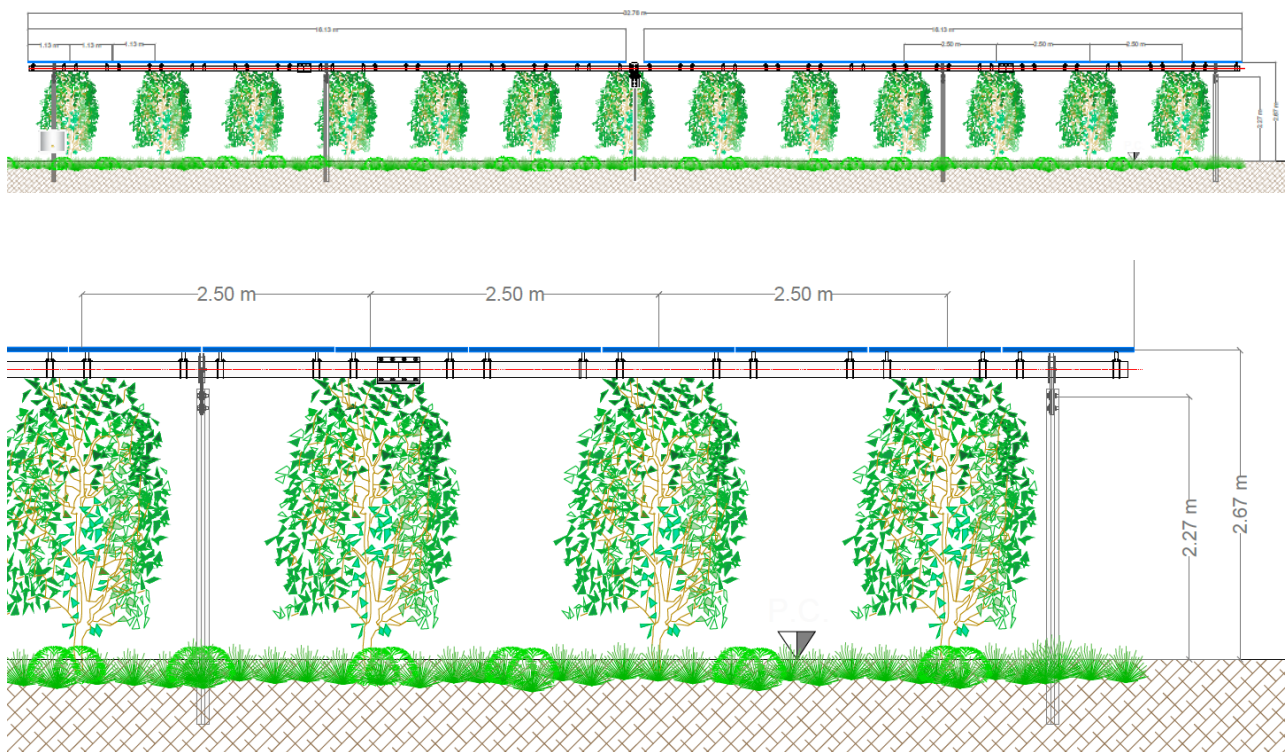


Figura 6-6 - Dettaglio della sezione longitudinale delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici e delle opere agronomiche

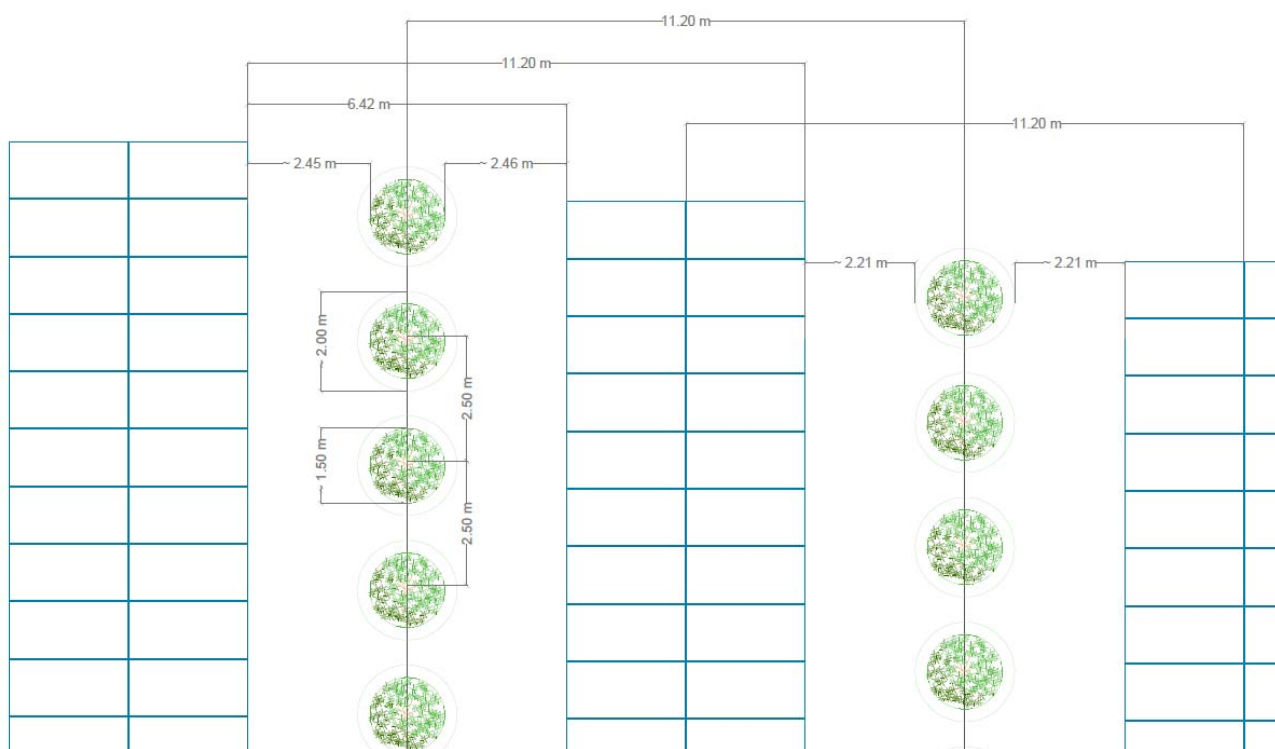


Figura 6-7 Dettaglio in pianta strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici e delle opere agronomiche

7 CONCLUSIONI

Dalla verifica dei parametri che permettono di definire un impianto agrivoltaico, riportato all'interno delle “*Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici*”, è possibile constatare che per l'impianto in oggetto, denominato FV-Salonna, i requisiti A, B e D.2 vengono rispettati.

Il rispetto dei sopracitati requisiti consente pertanto all'impianto di essere definito come **impianto Agrivoltaico – TIPO 2**.

ALLEGATO 1

REPORT PVsyst

"Impianto Agrivoltaico in progetto"

PVsyst - Rapporto di simulazione

Sistema connesso in rete

Progetto: ITA_AG50

Variante: 241119_ITA_AG50_3.8MWp_T2V55_Longi620_9xHW330_P11.2m_CTIN

Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)

Potenza di sistema: 3802 kWp

Lecce - Italia

Author

Zelestia Corporación, S.A.U. (Spain)



Progetto: ITA_AG50

Variante:

241119_ITA_AG50_3.8MWp_T2V55_Longi620_9xHW330_P11.2m_CTIN

PVsyst V7.4.4

VC5, Simulato su
01/09/25 12:07
con v7.4.4

Zelestra Corporación, S.A.U. (Spain)

Sommario del progetto

Luogo geografico

Lecce
Italia

Ubicazione

Latitudine 40.41 °N
Longitudine 18.11 °E
Altitudine 42 m
Fuso orario UTC+1

Parametri progetto

Albedo 0.20

Dati meteo

Lecce
SolarGISv2.2.44 - TMY

Sommario del sistema

Sistema connesso in rete

Orientamento campo FV

Orientamento

Piano a inseguimento, asse inclinato
Incl. asse media -0.5 °
Azim. asse med. 3.8 °

Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)

Algoritmo dell'inseguimento

Calcolo astronomico
Backtracking attivato

Ombre vicine

Ombre lineari : Lento (simul.)
Ombreggiamento diffuso automatico

Informazione sistema

Campo FV

Nr. di moduli 6132 unità
Pnom totale 3802 kWp

Inverter

Numero di unità 10 unità
Pnom totale 2800 kWac
Rapporto Pnom 1.358

Bisogni dell'utente

Carico illimitato (rete)

Sommario dei risultati

Energia prodotta 7293213 kWh/anno Prod. Specif. 1918 kWh/kWp/anno Indice rendimento PR 90.50 %

Indice dei contenuti

Sommario del progetto e dei risultati	2
Parametri principali, Caratteristiche campo FV, Perdite sistema	3
Definizione ombre vicine - Diagramma iso-ombre	6
Risultati principali	7
Diagramma perdite	8
Grafici predefiniti	9
Schema unifilare	10



Parametri principali

Sistema connesso in rete

Orientamento campo FV

Orientamento

Piano a inseguimento, asse inclinato

Incl. asse media -0.5 °

Azim. asse med. 3.8 °

Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)

Algoritmo dell'inseguimento

Calcolo astronomico

Backtracking attivato

Campo con backtracking

N. di eliostati 118 unità

Dimensioni

Distanza eliostati 11.2 m

Larghezza collettori 4.78 m

Fattore occupazione (GCR) 42.6 %

Phi min / max -/+ 55.0 °

Strategia backtracking

Phi limits for BT -/+ 64.7 °

Distanza tavole backtracking 11.2 m

Larghezza backtracking 4.78 m

Modo Automatico

Modelli utilizzati

Trasposizione Perez

Diffuso Importato

Circumsolare separare

Orizzonte

Orizzonte libero

Ombre vicine

Ombre lineari : Lento (simul.)

Ombreggiamento diffuso Automatico

Bisogni dell'utente

Carico illimitato (rete)

Sistema bifacciale

Modello

Calcolo 2D

eliostati illimitati

Geometria del modello bifacciale

Distanza eliostati 11.22 m

ampiezza eliostati 4.78 m

GCR 42.6 %

Altezza dell'asse dal suolo 2.50 m

Definizioni per il modello bifacciale

Media albedo del suolo 0.15

Fattore di Bifaccialità 80 %

Ombreg. posteriore 5.0 %

Perd. Mismatch post. 10.0 %

Frazione trasparente della tettoia 0.0 %

Valori mensili di Albedo al suolo

Gen.	Feb.	Mar.	Apr.	Mag.	Giu.	Lug.	Ago.	Sett.	Ott.	Nov.	Dic.	Anno
0.13	0.14	0.15	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.15	0.14	0.13	0.13	0.15

Caratteristiche campo FV

Campo #1 - PV Array

Modulo FV

Costruttore

Longi Solar

Modello

LR7-72HGD-620M

(Definizione customizzata dei parametri)

Potenza nom. unit. 620 Wp

Numero di moduli FV 5292 unità

Nominale (STC) 3281 kWp

Moduli 189 stringa x 28 In serie

In cond. di funz. (50°C)

Pmpp 3052 kWp

U mpp 1141 V

I mpp 2674 A

Inverter

Costruttore

Huawei Technologies

Modello

SUN2000-330KTL-H1 V0.2

(Definizione customizzata dei parametri)

Potenza nom. unit. 300 kWac

Numero di inverter 8 unità

Potenza totale 2400 kWac

Vtaggio di funzionamento 500-1500 V

Potenza max. (=>30°C) 330 kWac

Rapporto Pnom (DC:AC) 1.37

Power sharing within this inverter



Caratteristiche campo FV

Campo #2 - Sottocampo #2

Modulo FV

Costruttore Longi Solar
Modello LR7-72HGD-620M

(Definizione customizzata dei parametri)

Potenza nom. unit. 620 Wp
Numero di moduli FV 840 unità
Nominale (STC) 521 kWp
Moduli 30 stringa x 28 In serie

In cond. di funz. (50°C)

Pmpp 484 kWp
U mpp 1141 V
I mpp 424 A

Potenza PV totale

Nominale (STC) 3802 kWp
Totale 6132 moduli
Superficie modulo 16564 m²
Superficie cella 15408 m²

Inverter

Costruttore Huawei Technologies
Modello SUN2000-215KTL-H0

(PVsyst database originale)

Potenza nom. unit. 200 kWac
Numero di inverter 2 unità
Potenza totale 400 kWac
Voltaggio di funzionamento 550-1500 V
Potenza max. (=>30°C) 215 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC) 1.30
Power sharing within this inverter

Potenza totale inverter

Potenza totale 2800 kWac
Potenza max. 3070 kWac
Numero di inverter 10 unità
Rapporto Pnom 1.36

Perdite campo

Perdite per sporco campo

Fraz. perdite 1.5 %

Fatt. di perdita termica

Temperatura modulo secondo irraggiamento
Uc (cost) 25.0 W/m²K
Uv (vento) 1.2 W/m²K/m/s

Perdita diodo di serie

Perdita di Tensione 0.7 V
Fraz. perdite 0.1 % a STC

LID - Light Induced Degradation

Fraz. perdite 0.6 %

Perdita di qualità moduli

Fraz. perdite -0.7 %

Perdite per mismatch del modulo

Fraz. perdite 0.5 % a MPP

Perdita disadattamento Stringhe

Fraz. perdite 0.1 %

Fattore di perdita IAM

Effetto d'incidenza, profilo definito utente (IAM): Profilo definito utente

0°	40°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	1.000	0.990	0.970	0.910	0.810	0.000

Perdite DC nel cablaggio

Res. globale di cablaggio 3.0 mΩ
Fraz. perdite 0.8 % a STC

Campo #1 - PV Array

Res. globale campo 3.5 mΩ
Fraz. perdite 0.8 % a STC

Campo #2 - Sottocampo #2

Res. globale campo 22 mΩ
Fraz. perdite 0.8 % a STC

Perdite cablaggio AC

Linea uscita inv. sino al trasformatore MT

Tensione inverter 800 Vac tri
Fraz. perdite 0.68 % a STC

Inverter: SUN2000-330KTL-H1 V0.2, SUN2000-215KTL-H0

Sezione cavi (10 Inv.) Rame 10 x 3 x 150 mm²
Lunghezza media dei cavi 91 m



Perdite AC nei trasformatori

Trafo MV

Media tensione 20 kV

Transformer parameters

Potenza nominale a STC 3.74 MVA

Iron Loss (scollegato di notte) 3.89 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 28.85 kVA

Frazione di perdite a carico 0.77 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 1.32 mΩ



Parametri per ombre vicine

Prospettiva campo FV e area d'ombra circostante

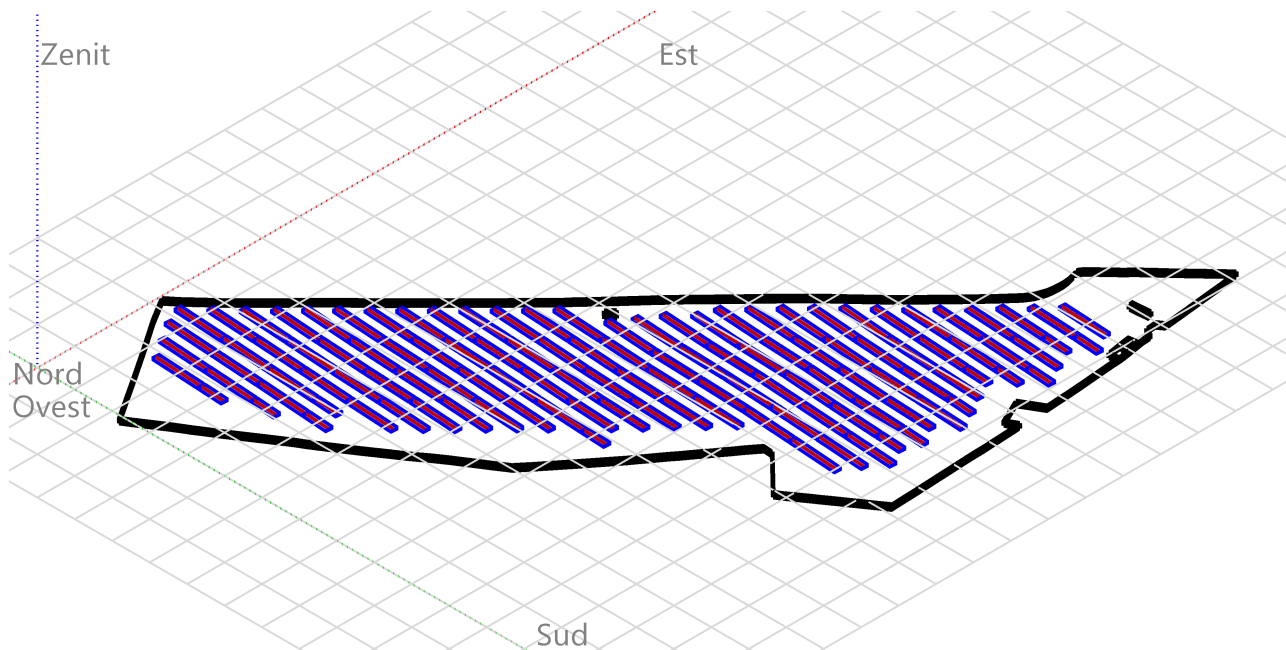
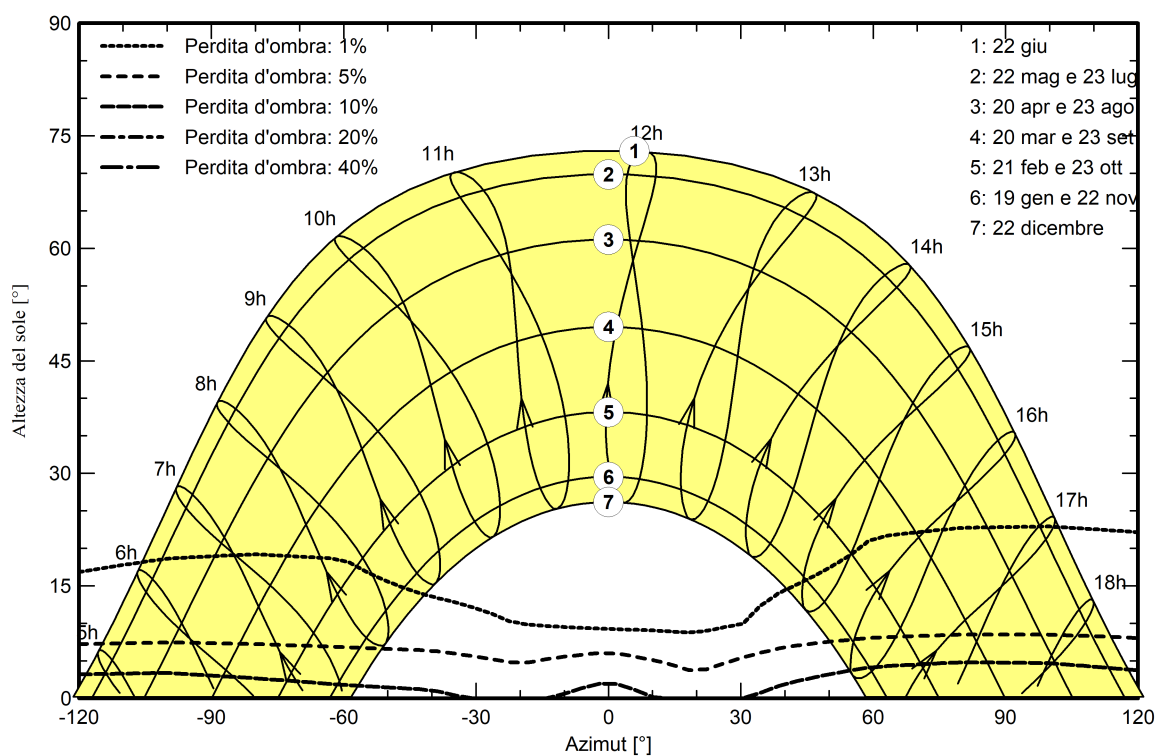


Diagramma iso-ombre

Orientamento #1





Progetto: ITA_AG50

Variante:

241119_ITA_AG50_3.8MWp_T2V55_Longi620_9xHW330_P11.2m_CTIN

PVsyst V7.4.4

VC5, Simulato su

01/09/25 12:07

con v7.4.4

Zelestra Corporación, S.A.U. (Spain)

Risultati principali

Produzione sistema

Energia prodotta

7293213 kWh/anno

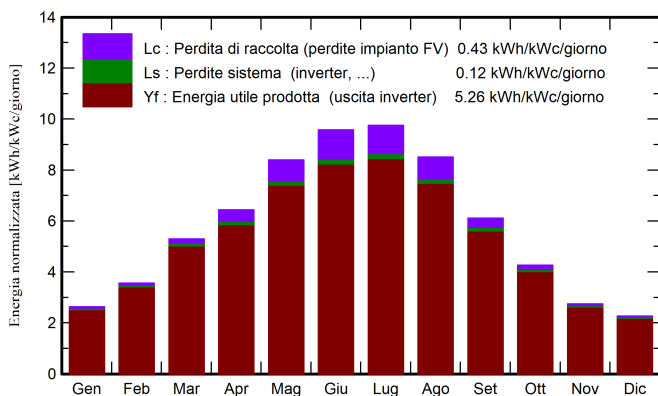
Prod. Specif.

1918 kWh/kWp/anno

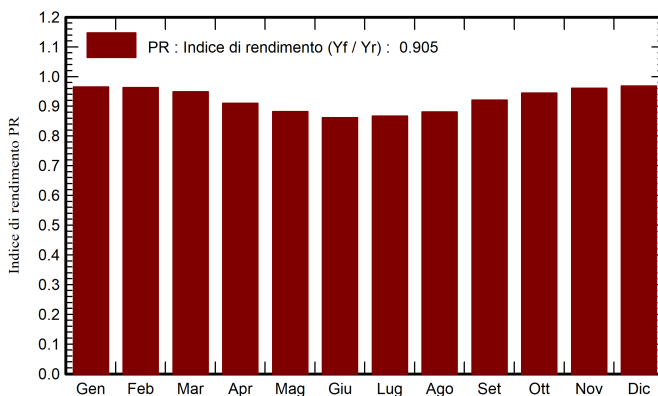
Indice rendimento PR

90.50 %

Produzione normalizzata (per kWp installato)



Indice di rendimento PR



Bilanci e risultati principali

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	ratio
Gennaio	62.9	31.26	10.87	81.4	77.8	305247	298849	0.965
Febbraio	77.0	36.32	11.86	99.6	95.5	372682	364740	0.963
Marzo	127.8	52.70	12.55	164.0	157.8	605922	592174	0.949
Aprile	152.2	64.13	15.81	192.9	185.8	684019	667964	0.911
Maggio	205.5	78.10	18.82	260.4	251.5	894849	873505	0.882
Giugno	225.6	75.28	23.88	287.1	277.8	963833	940862	0.862
Luglio	233.6	69.96	26.35	302.4	292.9	1020750	996441	0.867
Agosto	202.9	67.68	27.32	263.8	255.0	905000	883524	0.881
Settembre	142.0	58.30	23.02	183.2	176.5	656441	641302	0.921
Ottobre	102.8	45.92	17.44	132.2	127.0	485155	474651	0.944
Novembre	64.5	32.66	13.13	82.2	78.6	306837	300342	0.961
Dicembre	54.4	27.27	11.23	70.3	67.1	264306	258860	0.968
Anno	1651.3	639.58	17.72	2119.7	2043.2	7465040	7293213	0.905

Legenda

GlobHor Irraggiamento orizzontale globale

DiffHor Irraggiamento diffuso orizz.

T_Amb Temperatura ambiente

GlobInc Globale incidente piano coll.

GlobEff Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre

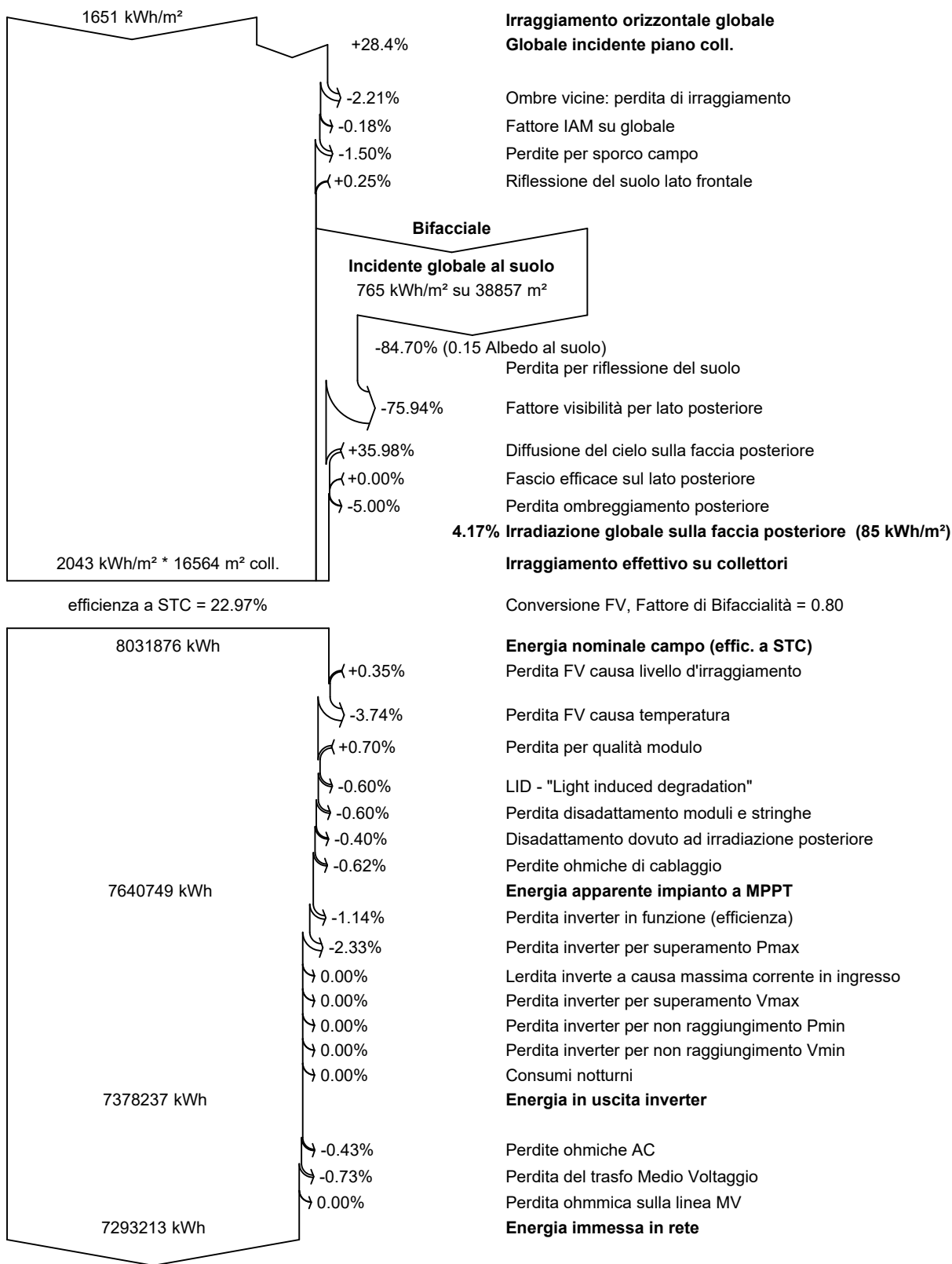
EArray Energia effettiva in uscita campo

E_Grid Energia immessa in rete

PR Indice di rendimento



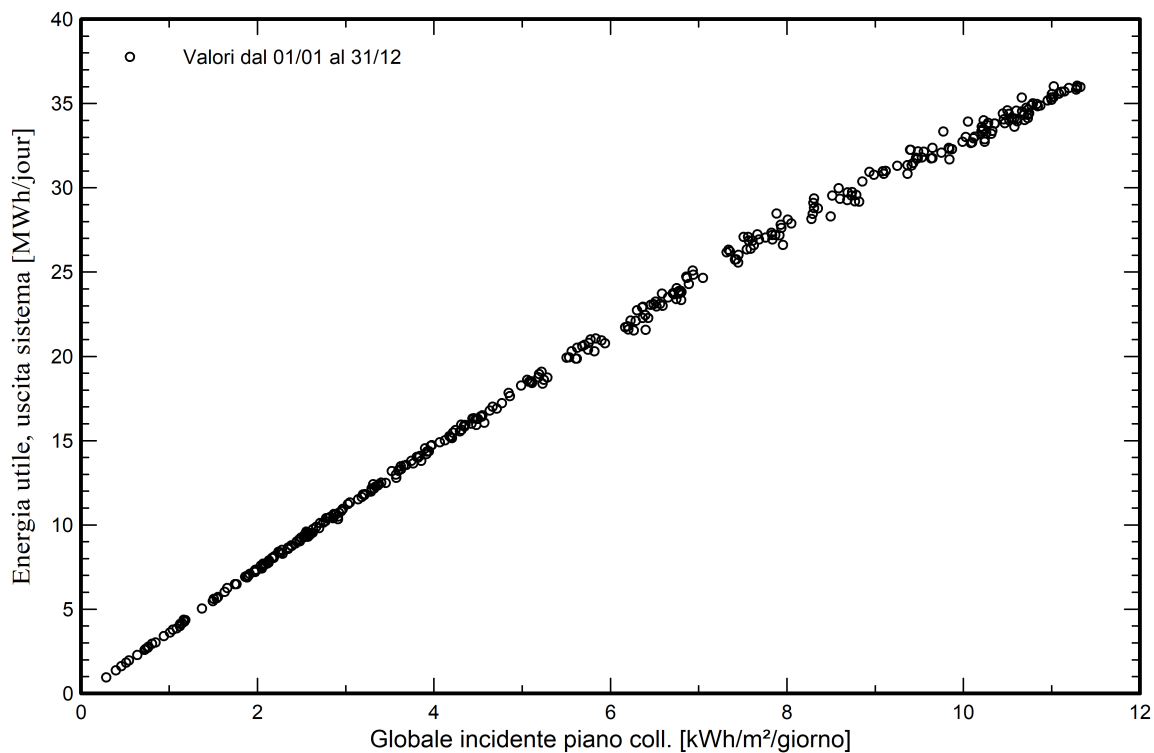
Diagramma perdite



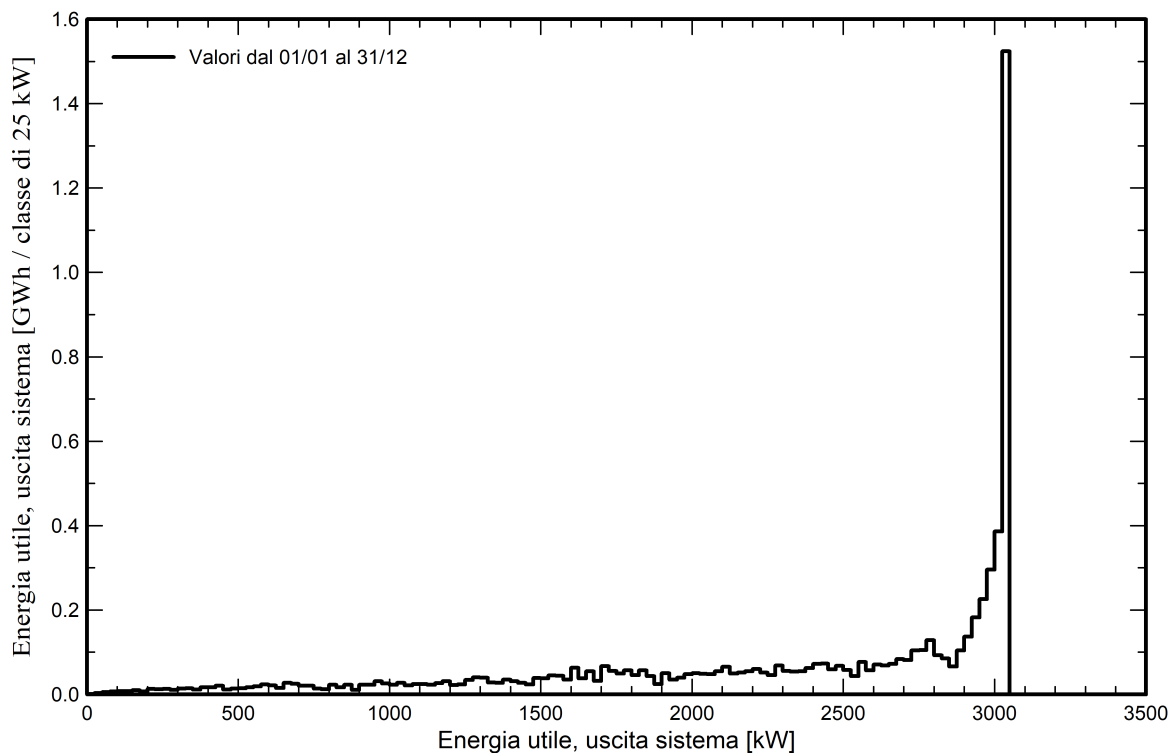


Grafici predefiniti

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema

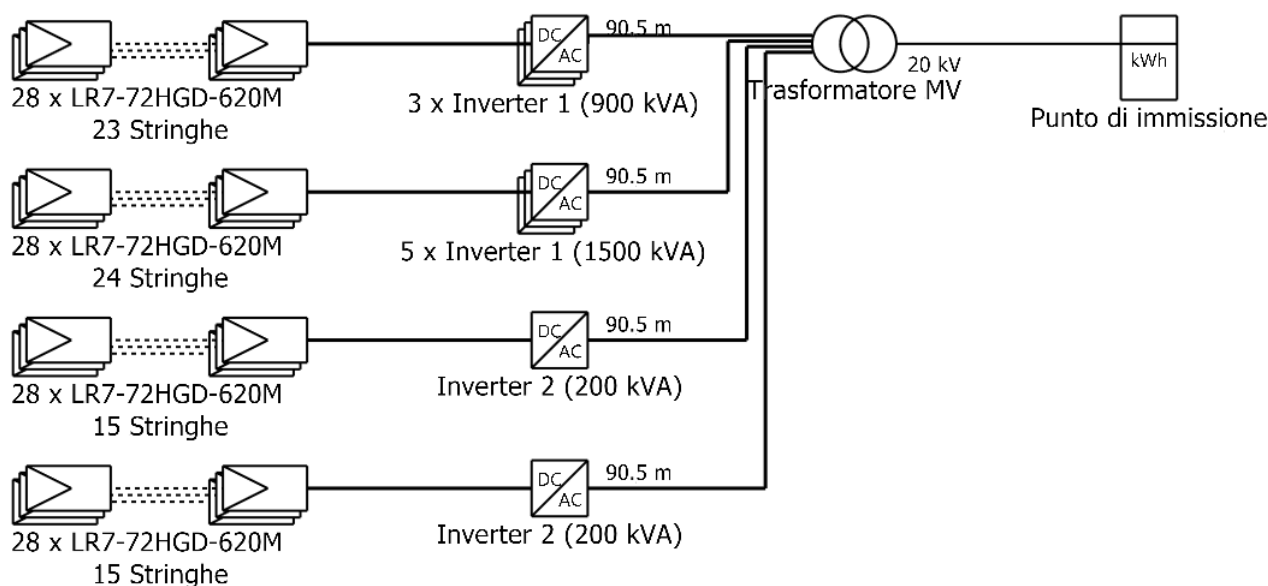




PVsyst V7.4.4

VC5, Simulato su
01/09/25 12:07
con v7.4.4

Schema unifilare



Modulo FV	LR7-72HGD-620M
Inverter 1	SUN2000-330KTL-H1 V0.2
Inverter 2	SUN2000-215KTL-H0
Stringa	28 x LR7-72HGD-620M

ITA_AG50

Zelesra

Corporación, S.A.U. (S

VC5 : 241119_ITA_AG50_3.8MWp_T2V
55_Longi620_9xHW330_P11.2m_CTIN

01/09/25

ALLEGATO 2

REPORT PVsyst

"Impianto Fotovoltaico standard"

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: AG50

Variant: Nuova variante di simulazione

Unlimited sheds

System power: 4562 kWp

Zona Industriale 2 - Italy

Author

Energie rinnovabili srl (Italy)



Project: AG50

Variant: Nuova variante di simulazione

PVsyst V8.0.11

VC0, Simulation date:
26/06/26 11:49
with V8.0.11

Energie rinnovabili srl (Italy)

Project summary

Geographical Site

Zona Industriale 2

Italy

Situation

Latitude 40.41 °(N)

Longitude 18.11 °(E)

Altitude 40 m

Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Zona Industriale 2

Meteonorm 8.2, Sat=100% - Sintetico

System summary

Grid-Connected System

Orientation #1

Sheds

Tilt 30 °

Azimuth 0 °

Unlimited sheds

Near Shadings

Mutual shadings of sheds

User's needs

Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules 7358 units

Pnom total 4562 kWp

Inverters

Nb. of units 20 units

Total power 4000 kWac

Pnom ratio 1.14

Results summary

Produced Energy 6936.5 MWh/year Specific production 1521 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 85.62 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Predef. graphs	7
P50 - P90 evaluation	8
Single-line diagram	9



PVsyst V8.0.11

VC0, Simulation date:
26/06/26 11:49
with V8.0.11

Energie rinnovabili srl (Italy)

General parameters

Grid-Connected System

Orientation #1

Sheds

Tilt	30 °
Azimuth	0 °

Unlimited sheds

Sheds configuration

Nb. of sheds	5 units
Unlimited sheds	
Shading limit angle	
Limit profile angle	26.6 °

Sizes

Sheds spacing	4.48m
Collector width	2.38m
Average GCR	53.2%
Top inactive band	0.02m
Bottom inactive band	0.02m

Models used

Transposition	Perez
Diffuse	Perez, Meteonorm
Circumsolar	separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

Mutual shadings of sheds

Bifacial system definition

Orientation #1

Bifacial system

Model	Unlimited Sheds 2D Model
-------	--------------------------

Bifacial model geometry

Sheds spacing	4.48 m
Sheds width	2.42 m
Limit profile angle	26.6 °
GCR	54.1 %
Height above ground	1.50 m
Nb. of sheds	5 units

Bifacial model definitions

Ground albedo	0.20
Bifaciality factor	80 %
Rear shading factor	5.0 %
Rear mismatch loss	10.0 %
Shed transparent fraction	0.0 %

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer	Longi Solar
Model	LR7-72HGD-620M_Bifacial
(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	620 Wp
Number of PV modules	7358 units
Nominal (STC)	4562 kWp
Modules	283 string x 26 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp	4245 kWp
U mpp	1056 V
I mpp	4020 A

Total PV power

Nominal (STC)	4562 kWp
Total	7358 modules
Module area	19875 m²

Inverter

Manufacturer	Huawei Technologies
Model	SUN2000-215KTL-H3
(Custom parameters definition)	

Unit Nom. Power	200 kWac
Number of inverters	20 units
Total power	4000 kWac
Operating voltage	500-1500 V
Max. power (=>33°C)	215 kWac
Pnom ratio (DC:AC)	1.14
Power sharing within this inverter	

Total inverter power

Total power	4000 kWac
Max. power	4300 kWac
Number of inverters	20 units
Pnom ratio	1.14



PVsyst V8.0.11

VC0, Simulation date:
26/06/26 11:49
with V8.0.11

Energie rinnovabili srl (Italy)

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 2.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 17.0 W/m²KUv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 2.3 mΩ

Loss Fraction 0.8 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 1.3 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.5 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

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	0.402	0.000

System losses

Auxiliaries loss

constant (fans) 2.00 kW

100.0 kW from Power thresh.

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 800 Vac tri

Loss Fraction 0.80 % at STC

Inverter: SUN2000-215KTL-H3

Wire section (20 Inv.) Alu 20 x 3 x 95 mm²

Average wires length 68 m

MV line up to Injection

MV Voltage 20 kV

Wires Copper 3 x 50 mm²

Length 1879 m

Loss Fraction 0.80 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo

Medium voltage 20 kV

Transformer parameters

Nominal power at STC 4.53 MVA

Iron Loss (night disconnect) 4.53 kVA

Iron loss fraction 0.10 % at STC

Copper loss 45.30 kVA

Copper loss fraction 1.00 % at STC

Coils equivalent resistance 3 x 1.41 mΩ



Project: AG50

Variant: Nuova variante di simulazione

PVsyst V8.0.11

VC0, Simulation date:
26/06/26 11:49
with V8.0.11

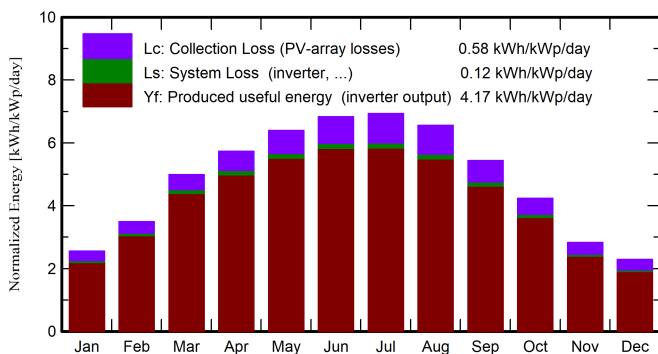
Energie rinnovabili srl (Italy)

Main results

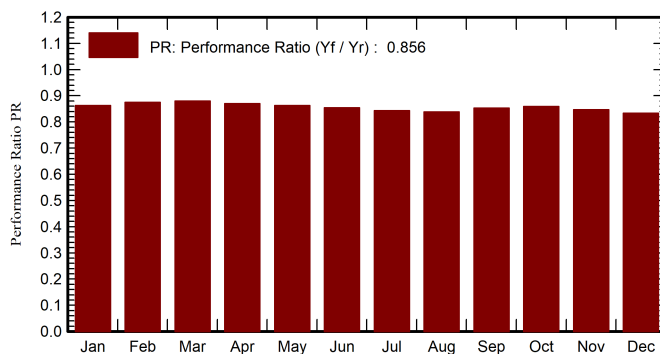
System Production

Produced Energy (P50)	6936.5 MWh/year	Specific production (P50)	1521 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	85.62 %
Produced Energy (P90)	6474.4 MWh/year	Specific production (P90)	1419 kWh/kWp/year		
Produced Energy (P95)	6344.3 MWh/year	Specific production (P95)	1391 kWh/kWp/year		

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

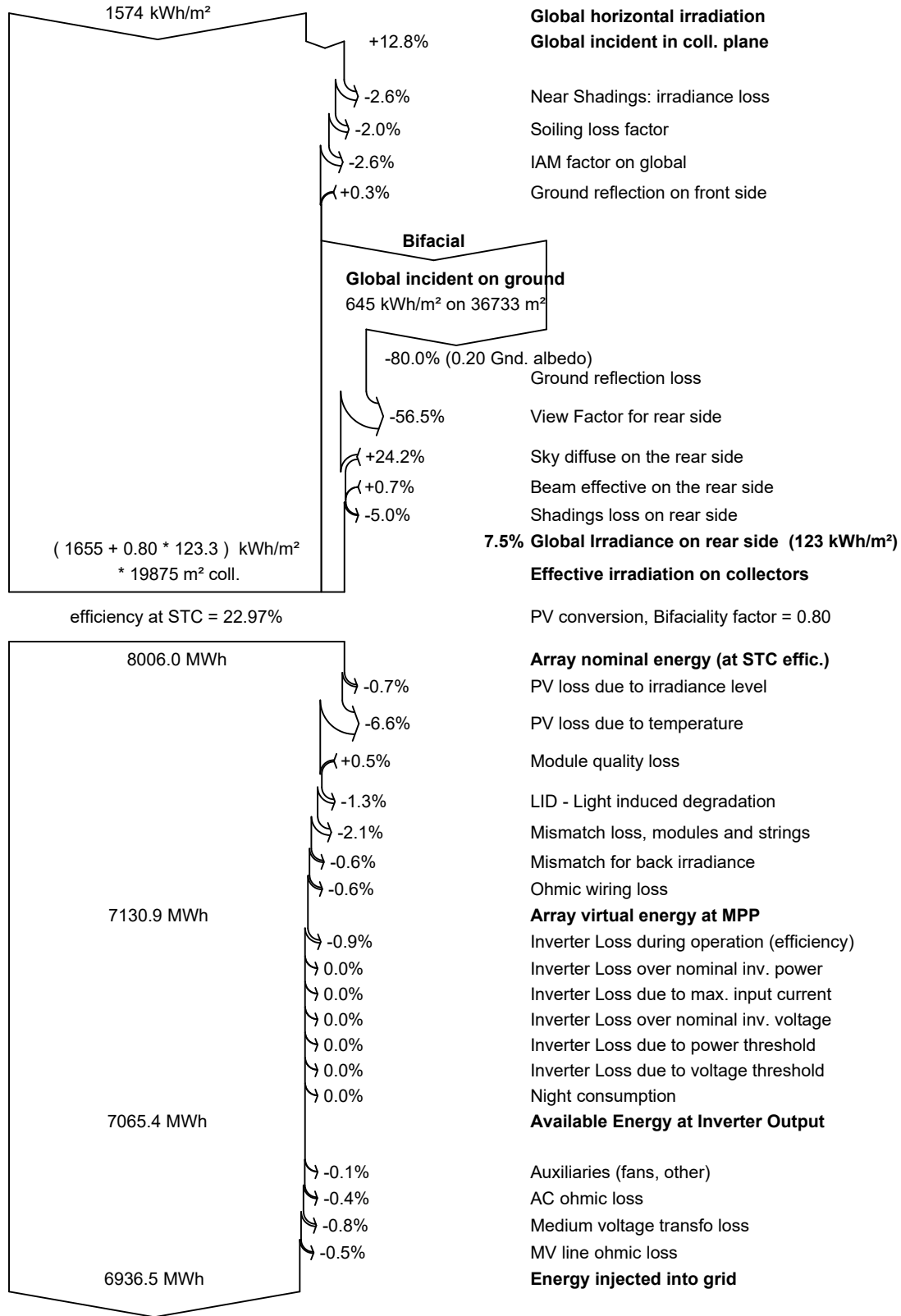
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	54.2	32.16	9.27	79.2	72.3	320.1	311.3	0.862
February	70.8	37.54	9.88	97.7	90.9	400.9	390.1	0.875
March	125.4	58.08	12.69	154.8	145.5	639.4	621.7	0.880
April	156.1	67.89	15.62	171.9	160.8	702.1	682.5	0.870
May	199.4	80.80	20.51	198.3	185.2	802.5	780.4	0.863
June	215.2	77.14	25.06	205.1	191.8	821.0	798.7	0.854
July	220.8	75.56	27.99	214.9	201.1	849.7	826.8	0.843
August	191.6	71.94	27.89	203.2	190.4	798.8	777.0	0.838
September	138.3	62.55	22.98	163.2	152.9	652.1	634.8	0.853
October	98.9	48.02	19.11	131.4	123.1	528.5	514.5	0.859
November	57.6	31.06	14.74	85.1	77.9	337.6	328.5	0.847
December	46.1	27.96	10.79	71.1	62.9	278.0	270.3	0.833
Year	1574.5	670.72	18.10	1775.9	1654.8	7130.6	6936.5	0.856

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		



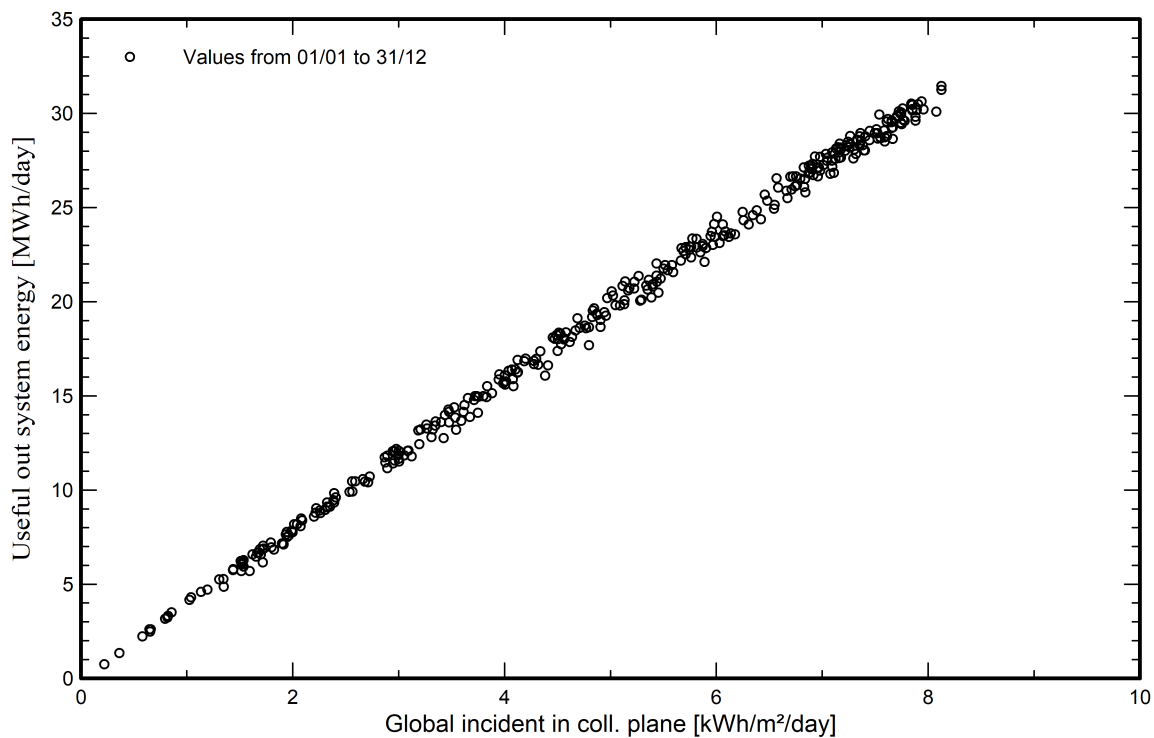
Loss diagram



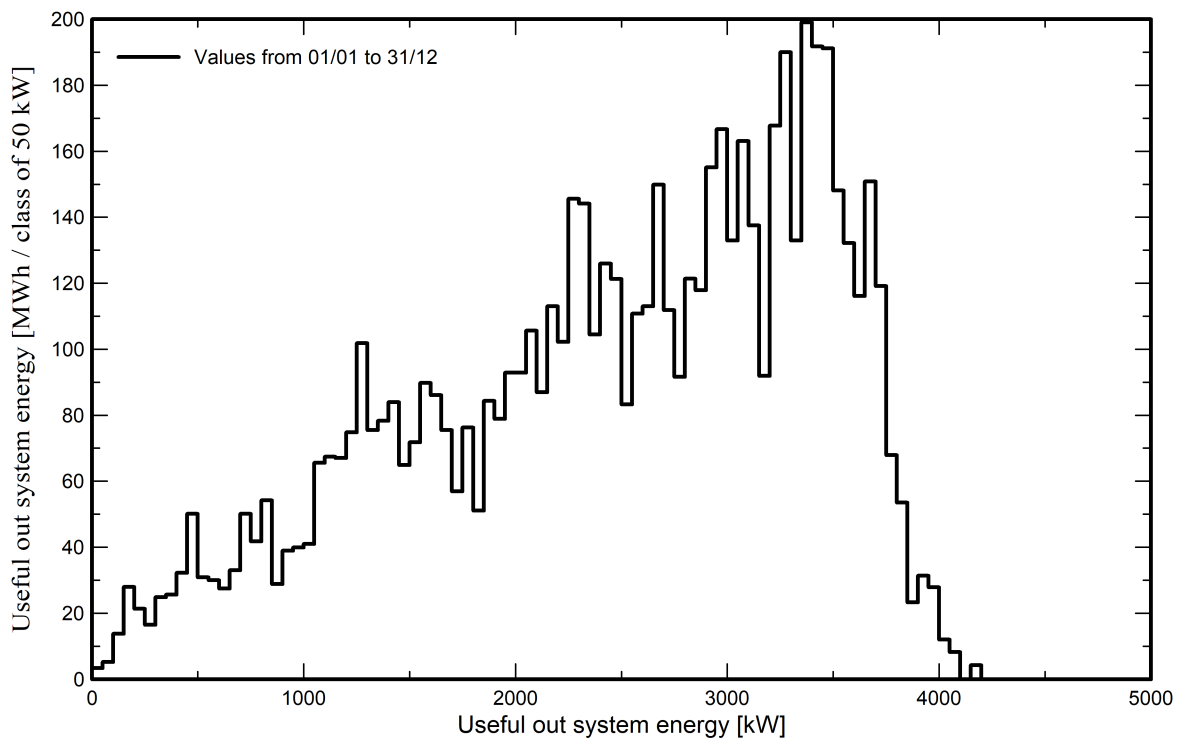


Predef. graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema





P50 - P90 evaluation

Weather data

Source Meteonorm 8.2, Sat=100%
Kind Monthly averages
Sintetico - Multi-year average
Year-to-year variability(Variance) 4.9 %

Specified Deviation

Climate change 0.0 %

Global variability (weather data + system)

Variability (Quadratic sum) 5.2 %

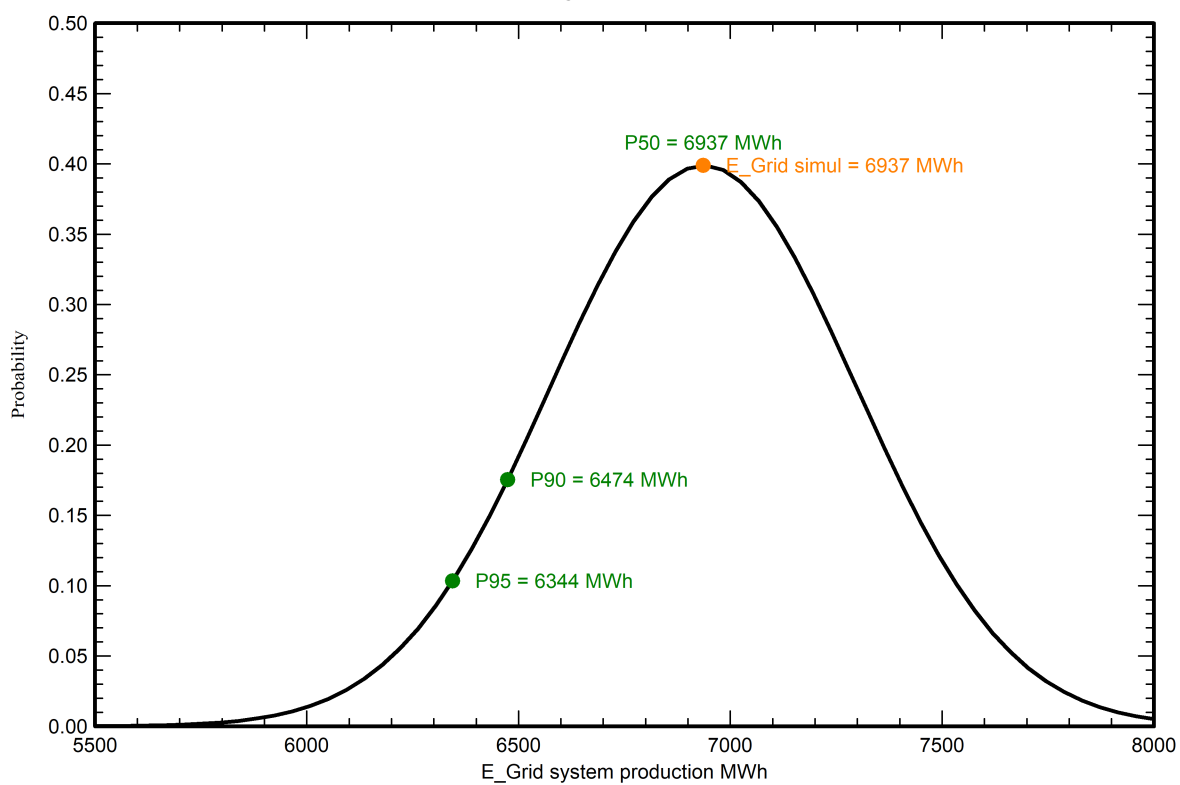
Simulation and parameters uncertainties

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 360 MWh
P50 6937 MWh
P90 6474 MWh
P95 6344 MWh

Probability distribution

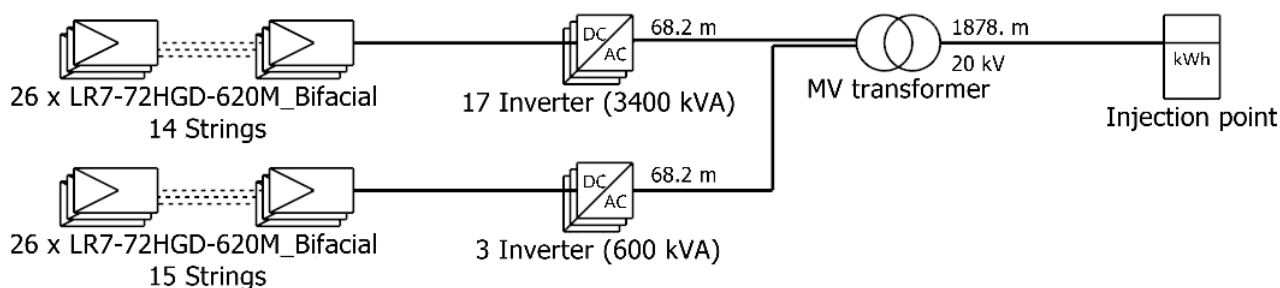




PVsyst V8.0.11

VC0, Simulation date:
26/06/26 11:49
with V8.0.11

Single-line diagram



PV module	LR7-72HGD-620M_Bifacial
Inverter	SUN2000-215KTL-H3
String	26 x LR7-72HGD-620M_Bifacial

AG50

Energie rinnovabili
srl (Italy)

VC0 : Nuova variante di simulazione

26/06/26