

Regione Emilia Romagna
Città Metropolitana di Bologna
Comune di Castel Maggiore

PROGETTO DEFINITIVO

Nome progetto

“CASTEL MAGGIORE AFV”

Oggetto

Impianto agrivoltaico di potenza installata pari a circa 11.845,60 KWp, e delle relative opere di connessione, denominato “Castel Maggiore AFV” e da realizzarsi nel Comune di Castel Maggiore (BO)

Titolo

CALCOLO PRODUCIBILITA’

Proponente:

Cedro

CEDRO S.R.L.
Via Caravaggio,125
65125 Pescara (PE)

Coordinatore del progetto:



SYNERGY S.R.L.
Via Clodoveo Bonazzi, 2
40013 – Castel Maggiore (BO)

Progettazione:

PIERPAOLO SEMPROLI



SOCIETA' DI INGEGNERIA
TELEIOS S.r.l.
Via S. Quasimodo, 44
40013 Castel Maggiore (BO)
Tel. 051/702277 – Fax. 051/700825
Web: www.Teleios-ing.it

5					
4					
3					
2					
1					
0	05/2026	EMISSIONE	P.Ciccotti	P.semproli	L.Malservisi
Rev.	Data	Motivo Revisione	Eseguito	Verificato	Approvato
Tipologia:RELAZIONE		Formato: A4		Foglio: 1 di 8	
Scala:N.A.		File: RL07_Calcolo_prod.docx		Relazione: 142_RL_07	

TUTTI I DIRITTI SONO RISERVATI A NORMA DI LEGGE. Sono vietati la riproduzione di parti senza la presenza di un'autorizzazione scritta da parte di Synergy S.r.l.
ALL RIGHT RESERVED BY LAW.Reproduction and extrapolation of parts are prohibited without the presence of a written mandate from Synergy S.r.l.

Proponente:  CEDRO S.R.L. Via Caravaggio, 125 65125 Pescara (PE)	Coordinatore del progetto:  via Clodoveo Bonazzi, 2 40013 Castel Maggiore (BO)	Progettazione:  SOCIETA' DI INGEGNERIA Via S. Quasimodo, 44 40013 – Castel Maggiore (BO)
Calcolo producibilità		

SOMMARIO

1	INTRODUZIONE.....	3
2	RADIAZIONE SOLARE MEDIA ANNUA SU BASE GIORNALIERA	3
3	MODELLO DI PERDITE DEL SISTEMA.....	4
3.1	PERDITE PER OMBREGGIAMENTO	4
3.2	PERDITE PER SPORCAMENTO DEI MODULI	4
3.3	PERDITE PER FATTORE IAM.....	4
3.4	PERDITE PER BASSO IRRAGGIAMENTO.....	4
3.5	PERDITE PER TEMPERATURA	4
3.6	PERDITE PER QUALITÀ DEL MODULO.....	4
3.7	DEGRADO DELLE PRESTAZIONI DEI MODULI FOTOVOLTAICI.....	5
3.8	PERDITE DI MISMATCH NEL GENERATORE FOTOVOLTAICO	5
3.9	PERDITE SUI CIRCUITI IN CORRENTE CONTINUA (OHMICHE DI CABLAGGIO).....	5
3.10	PERDITE SUL SISTEMA DI CONVERSIONE.....	5
3.11	PERDITE PER SOTTODIMENSIONAMENTO DEL SISTEMA DI CONVERSIONE	5
3.12	PERDITE PER AUTOCONSUMO	5
3.13	PERDITE SUI CIRCUITI IN CORRENTE ALTERNATA	5
3.14	PERDITE AL TRASFORMATORE.....	6
4	CALCOLO DELLA PRODUCIBILITA'	6
5	REQUISITI MINIMI PRODUCIBILITA'	6
6	ALLEGATO – REPORT PVSYST	8

Proponente:  CEDRO S.R.L. Via Caravaggio, 125 65125 Pescara (PE)	Coordinatore del progetto:  via Clodoveo Bonazzi, 2 40013 Castel Maggiore (BO)	Progettazione:  SOCIETA' DI INGEGNERIA Via S. Quasimodo, 44 40013 – Castel Maggiore (BO)
Calcolo producibilità		

1 INTRODUZIONE

Il presente documento costituisce il calcolo della producibilità nell'ambito del progetto per la realizzazione di un impianto fotovoltaico, denominato "Castel Maggiore AFV" e relative opere di connessione.

2 RADIAZIONE SOLARE MEDIA ANNUA SU BASE GIORNALIERA

Il database internazionale PVGIS rende disponibili i dati meteorologici per la località in oggetto: l'attendibilità dei dati contenuti nel database è internazionalmente riconosciuta, possono quindi essere usati per l'elaborazione statistica per la stima di radiazione solare per l'impianto in oggetto. I dati mensili forniti dal database e assunti per la presente simulazione sono visibili nella tabella seguente:

Nella tabella seguente si riportano i dati meteorologici (media pesata dei database evidenziati in precedenza) assunti per la presente simulazione:

Mese	Irraggiamento sul piano orizzontale [kWh/m ²]	Irraggiamento sul piano dei moduli [kWh/m ²]	Temperatura ambiente mensile [°C]
Gennaio	42,4	56,9	2,86
Febbraio	54,4	70,6	4,92
Marzo	112,4	147,5	9,73
Aprile	138,2	177,1	13,71
Maggio	179,3	229,0	18,65
Giugno	195,9	249,1	23,01
Luglio	198,7	259,3	25,71
Agosto	172,6	224,0	25,19
Settembre	121,4	162,0	19,73
Ottobre	80,3	104,9	15,05
Novembre	43,2	58,3	9,21
Dicembre	32,8	43,8	4,03
Totale	1371,4	1782,5	14,37

Tabella 1: Dati di irraggiamento (media su base mensile) - Fonte: Meteo Meteonorm 8.1 (1991-2013), Sat=100% - Sintetico

Proponente:  CEDRO S.R.L. Via Caravaggio, 125 65125 Pescara (PE)	Coordinatore del progetto:  via Clodoveo Bonazzi, 2 40013 Castel Maggiore (BO)	Progettazione:  SOCIETA' DI INGEGNERIA Via S. Quasimodo, 44 40013 – Castel Maggiore (BO)
Calcolo producibilità		

3 MODELLO DI PERDITE DEL SISTEMA

3.1 Perdite per ombreggiamento

Le perdite per ombreggiamento reciproco fra le schiere sono in funzione della geometria di disposizione del generatore fotovoltaico sul terreno e degli ostacoli all'orizzonte che possono ridurre, anche sensibilmente, le ore di sole nell'arco delle giornate soprattutto invernali.

Entrambe le perdite sono state valutate attraverso simulazioni di esercizio via software e sono state stimate pari a:

- Castel Maggiore= -2,97 % (perdita di irraggiamento) e -5,00% (perdita ombreggiamento posteriore)

3.2 Perdite per sporcamento dei moduli

Le perdite per sporcamento dei moduli sono causate dal materiale (qualunque tipo di residuo opaco) che si accumula sulla superficie dei moduli. Tale materiale è in grado di ridurre l'efficienza del sistema fotovoltaico, diminuendo la quantità di irraggiamento assorbita dai moduli fotovoltaici. Per il progetto in esame, è attesa una perdita per sporcamento pari al -1,00%.

3.3 Perdite per fattore IAM

Le perdite per fattore IAM sono relative a riflessioni dell'irraggiamento in funzione del materiale di rivestimento (normalmente vetro temperato ad alto coefficiente di trasmissione con o senza trattamento anti-riflesso) e dal tipo di installazione dei moduli (fissi o su strutture a inseguimento). La perdita stimata per simulazione relativa al presente progetto è pari a:

- Castel Maggiore = -1,77%

3.4 Perdite per basso irraggiamento

L'efficienza nominale dei moduli fotovoltaici è misurata al livello di irraggiamento pari a 1.000 W/m², risultando la stessa, in condizioni normali di esercizio, variabile in funzione, appunto, dell'irraggiamento. Per celle con tecnologia in silicio cristallino la deviazione dell'efficienza segue l'espressione seguente:

$$\Delta\eta = -0,4 \cdot \ln(I/1000) \cdot \eta_n$$

dove:

- I = irraggiamento in W/m²
- η_n l'efficienza all'irraggiamento nominale di 1.000 W/m².

Queste perdite sono rilevanti in condizioni meteorologiche medie annue caratterizzate da giornate spesso nuvolose, mentre, in siti soleggiati, l'influenza di questo comportamento risulta più contenuta.

Il software di simulazione calcola tale valore sulla base dei dati climatici del sito, risultando pari a:

- Castel Maggiore= -0,53%

3.5 Perdite per temperatura

Le perdite per temperatura sono legate alla diversa performance che hanno i moduli in relazione ai vari regime di temperatura di funzionamento. All'aumentare della temperatura, infatti, le celle fotovoltaiche diminuiscono le prestazioni elettriche di potenza.

Il software di simulazione calcola tale valore sulla base dei dati climatici del sito. Si ottiene:

- Castel Maggiore= -2,64%

3.6 Perdite per qualità del modulo

Tale valore tiene in considerazione della tolleranza sulla potenza nominale del modulo fotovoltaico. Per ricavare la perdita si utilizza generalmente la formula:

$$\{tmin\% + [0,5 \times (tmin\% - tmax\%)]\}$$

Dove tmin% e tmax% sono, rispettivamente, i valori di tolleranza massima.

Per la seguente simulazione si stima una perdita pari a:

Proponente:  CEDRO S.R.L. Via Caravaggio, 125 65125 Pescara (PE)	Coordinatore del progetto:  via Clodoveo Bonazzi, 2 40013 Castel Maggiore (BO)	Progettazione:  SOCIETA' DI INGEGNERIA Via S. Quasimodo, 44 40013 - Castel Maggiore (BO)
Calcolo producibilità		

- Castel Maggiore = +0,75%

3.7 Degrado delle prestazioni dei moduli fotovoltaici

Il degrado è funzione della tecnologia, del sito di installazione (spettro solare e temperature) e della qualità del prodotto. L'andamento del degrado non è lineare: nel primo anno di esposizione, infatti, la perdita è maggiore fino a stabilizzarsi con un degrado costante negli anni seguenti.

Sulla base dell'esperienza maturata con moduli in silicio cristallino, si ritiene opportuno considerare una degradazione al primo anno pari a -1,0% (include la perdita LID) e un degrado per gli anni successivi pari a -0,40% all'anno per ciascun impianto.

3.8 Perdite di mismatch nel generatore fotovoltaico

Sono perdite relative alla naturale non uniformità di prestazioni elettriche fornite dai vari moduli che compongono ogni stringa fotovoltaica e, quindi, fra una stringa e l'altra.

Per la seguente simulazione si stima una perdita pari a:

- Castel Maggiore = -2,1%

3.9 Perdite sui circuiti in corrente continua (ohmiche di cablaggio)

E' una perdita intrinseca che si riesce a ridurre con l'utilizzo di componenti appropriati, valutazioni tecnico-economiche progettuali (cavi e percorsi) e accortezza in fase di installazione (contatti). In considerazione di una perdita sui cavi e le connessioni elettriche pari a 1,5% in condizioni standard, è possibile valutare attraverso una simulazione semplificata dell'architettura elettrica prevista da progetto, una stima delle perdite su base annua. La perdita sui circuiti CC è stimata pari a:

- Castel Maggiore = -1,02%

3.10 Perdite sul sistema di conversione

Sono dovute alla curva di efficienza dei convertitori in funzione della potenza in uscita e, quindi, in prima analisi, dal progetto della macchina in funzione delle condizioni di irraggiamento del sito e di quelle del carico. La stima dipende dal tipo di convertitore utilizzato e dallo schema di trasformazione. Le perdite sono stimate in relazione al valore dell'efficienza europea della macchina installata.

Per gli inverter utilizzati si stima una perdita di:

- Castel Maggiore = -1,51%

3.11 Perdite per sottodimensionamento del sistema di conversione

Tali perdite sono dovute al superamento da parte della potenza generata dai moduli fotovoltaici della potenza in ingresso ammessa dall'inverter. Tale superamento è concesso al di sotto di un valore che esprime la massima potenza ammissibile senza causare danni all'inverter. Durante il funzionamento, l'impianto può, talvolta, esprimere una potenza inclusa tra la potenza ammessa dall'inverter e la massima potenza ammissibile: tale fenomeno si esprime in un taglio della potenza convertita dal sistema di conversione e, quindi, in una perdita. In questo caso la perdita stimata è pari a:

- Castel Maggiore = -0,12%

3.12 Perdite per autoconsumo

Sono perdite che considerano l'utilizzo dell'energia prodotta per alimentare tutti i sistemi dell'impianto stesso; tali sistemi includono il sistema di conversione, raffreddamento, illuminazione, sorveglianza e monitoraggio. Per il progetto in esame, si sono considerate delle perdite per autoconsumo pari a

- Castel Maggiore = -0,12%

3.13 Perdite sui circuiti in corrente alternata

Sulla base delle distanze tra inverter e trasformatore e tra questi ed il punto di consegna dell'energia, si stima una perdita sui cavi pari a:

- Castel Maggiore = -(0,26+0,11)%

Proponente:  CEDRO S.R.L. Via Caravaggio, 125 65125 Pescara (PE)	Coordinatore del progetto:  via Clodoveo Bonazzi, 2 40013 Castel Maggiore (BO)	Progettazione:  SOCIETA' DI INGEGNERIA Via S. Quasimodo, 44 40013 – Castel Maggiore (BO)
Calcolo producibilità		

3.14 Perdite al trasformatore

Tali perdite sono causate dalla resistenza dei materiali utilizzati per gli avvolgimenti (perdite a carico) e le perdite legate al traferro per isteresi e correnti parassite (perdita a vuoto). Tali perdite, assumendo un trasformatore a perdite ridotte, sono da assumersi pari a:

- Castel Maggiore = -1,13%

4 CALCOLO DELLA PRODUCIBILITA'

Stabilita la disponibilità solare e le perdite di ciascun impianto, è possibile calcolare la producibilità di energia elettrica annua.

I risultati dell'analisi condotta sono riassunti nella tabella sotto. In base ai parametri impostati per le relative perdite d'impianto, ai componenti scelti (moduli e inverter) e alle condizioni meteorologiche del sito in esame, si è inoltre potuto calcolare l'indice di PR a livello dei punti di consegna in corrispondenza delle rispettive cabine di consegna.

I risultati ottenuti sono in linea con le prestazioni dimostrate da impianti fotovoltaici di simile fattura dislocati in zone vicine e giustificano ampiamente la fattibilità del progetto.

Denominazione impianto	Castel Maggiore
Potenza di picco fotovoltaica	11.845,60 kWp
Irraggiamento medio annuo sul piano orizzontale	1.371,4 kWh/m ²
Irraggiamento medio annuo sul piano dei moduli	1.782,5 kWh/m ²
Producibilità annua¹	19159 MWh/anno
Producibilità specifica¹	1617 kWh/kWp/anno
Performance Ratio (PR)	90.74 %

Tabella 2: Risultati dell'analisi di producibilità

5 REQUISITI MINIMI PRODUCIBILITA'

Nelle linee guida MITE è specificato che la produzione elettrica specifica di un impianto agrivoltaico (FV_{agri} in GWh/ha/anno) correttamente progettato, paragonata alla producibilità elettrica specifica di riferimento di un impianto fotovoltaico di riferimento (FV_{rif} in GWh/ha/anno) debba essere:

$$FV_{agri} \geq 0,6 \cdot FV_{rif}$$

Occorre dunque calcolare la produzione specifica riferita ad un anno e a un ettaro dell'impianto Fotovoltaico tradizionale da prendere a riferimento per la verifica della relazione.

A questo proposito è stata condotta un'altra simulazione (il cui dettaglio non è riportato) nella quale il sistema ad inseguimento dei tracker non è posizionato secondo i criteri di un impianto agrivoltaico ma secondo criteri tradizionali. In concreto questo si traduce unicamente nel modificarne l'altezza che sarà di 2 metri invece di 3 dell'impianto agrivoltaico attuale, essendo il passo il medesimo.

I risultati sono i seguenti:

¹ Al lordo di indisponibilità d'esercizio che deve essere sottratta.

Proponente:  CEDRO S.R.L. Via Caravaggio, 125 65125 Pescara (PE)	Coordinatore del progetto:  via Clodoveo Bonazzi, 2 40013 Castel Maggiore (BO)	Progettazione:  SOCIETA' DI INGEGNERIA Via S. Quasimodo, 44 40013 – Castel Maggiore (BO)
Calcolo producibilità		

$FV_{agri} = 19,159 \text{ GWh}/19,35 \text{ ha/anno} = 0,99 \text{ GWh/ha/anno}$

$FV_{rif1} = 19,058 \text{ GWh}/19,35 \text{ ha/anno} = 0,98 \text{ GWh/ha/anno}$

La relazione diventa:

$$0,99 \geq 0,6 \cdot 0,99$$

Che è soddisfatta, il che rende l'impianto agrivoltaico conforme ai requisiti minimi di producibilità secondo le specifiche del MITE e della conseguente CEI PAS 82-93.

Proponente:  CEDRO S.R.L. Via Caravaggio, 125 65125 Pescara (PE)	Coordinatore del progetto:  via Clodoveo Bonazzi, 2 40013 Castel Maggiore (BO)	Progettazione:  SOCIETA' DI INGEGNERIA Via S. Quasimodo, 44 40013 – Castel Maggiore (BO)
Calcolo producibilità		

6 ALLEGATO – REPORT PVSYST

PVsyst - Rapporto di simulazione

Sistema connesso in rete

Progetto: 26022 Castel Maggiore

Variante: Nuova variante di simulazione ufficiale

Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)

Potenza di sistema: 11.85 MWc

Castel Maggiore - Italia



Progetto: 26022 Castel Maggiore

Variante: Nuova variante di simulazione ufficiale

PVsyst V8.1.2

VC5, Simulato su
11/05/26 19:05
con V8.1.2

Sommario del progetto

Luogo geografico

Castel Maggiore

Italia

Ubicazione

Latitudine 44.5687 °(N)

Longitudine 11.3978 °(E)

Altitudine 20 m

Fuso orario UTC+1

Parametri progetto

Albedo 0.20

Dati meteo

Castel Maggiore

Meteonorm 8.2 (1991-2012), Sat=100% - Sintetico

Sommario del sistema

Sistema connesso in rete

Orientamento #1

Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S

Asse dell'azimut 22.6 °

Phi min / max. -/+ 60 °

Ombreggiamento diffuso tutti gli inseguitori

Algoritmo dell'inseguimento

Calcolo astronomico

Backtracking attivato

Informazione sistema

Campo FV

Nr. di moduli 17680 unità

Pnom totale 11.85 MWc

Inverter

Numero di unità 33 unità

Potenza totale 9900 kWac

Rapporto Pnom 1.20

Bisogni dell'utente

Carico illimitato (rete)

Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)

Ombre vicine

Secondo le stringhe : Veloce (tavola)

Effetto elettrico 100 %

Ombre oggetti sottili

Secondo le stringhe : Veloce (tavola)

Effetto elettrico 40 %

Sommario dei risultati

Fase di simulazione Orario

Energia prodotta	19159 MWh/anno	Prod. specif.	1617 kWh/kWp/anno	Indice rendim. PR	90.74 %
				Perf. ratio bifacciale	85.26 %

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



PVsyst V8.1.2

VC5, Simulato su
11/05/26 19:05
con V8.1.2

Parametri principali

Sistema connesso in rete

Fase di simulazione

Orario

Orientamento #1

Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S

Asse dell'azimut 22.6 °

Phi min / max. -/+ 60 °

Ombreggiamento diffuso tutti gli inseguitori

Algoritmo dell'inseguimento

Calcolo astronomico

Backtracking attivato

Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)

Proprietà dei campi

N. di eliostati 412 unità

Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S

Dimensioni

Distanza eliostati 7.00 m

Larghezza del collettore 2.38 m

GRC Ombreggiatura 34.0 %

Angolo limite indetreggiamento

Limiti di phi +/- 70.1 °

Parametri backtracking

Distanza tavole backtracking 7.00 m

Larghezza backtracking 2.38 m

Banda inattiva sinistra 0.00 m

Banda inattiva destra 0.00 m

GCR di backtracking 34.0 %

Scelta dei parametri Automatico

Modelli utilizzati

Trasposizione Perez

Diffuso Perez, Meteonorm

Circumsolare separare

Orizzonte

Orizzonte libero

Ombre vicine

Secondo le stringhe : Veloce (tavola)

Effetto elettrico 100 %

Ombre oggetti sottili

Secondo le stringhe : Veloce (tavola)

Effetto elettrico 40 %

Definizione sistema bifacciale

Orientamento #1

Sistema bifacciale

Modello Illimitati modelli trackers 2D

Geometria del modello bifacciale

Distanza eliostati 7.00 m

Ampiezza tracker 2.38 m

Altezza dell'asse dal suolo 3.00 m

N. di shed 46 unità

Definizioni per il modello bifacciale

Albedo dal suolo 0.20

Fattore di Bifaccialità 75 %

Ombreg. posteriore 5.0 %

Perd. Mismatch post. 10.0 %

Frazione trasparente della tettoia 0.0 %

Bisogni dell'utente

Carico illimitato (rete)

Caratteristiche campo FV

Modulo FV

Costruttore Longi Solar

Modello LR8-66HYD-670M

(Definizione customizzata dei parametri)

Longi_LR8_66HYD_670M_TEL.PAN

Potenza nom. unit. 670 Wp

Inverter

Costruttore Huawei Technologies

Modello SUN2000-330KTL-H1

(PVsyst database originale)

Potenza nom. unit. 300 kWac



Progetto: 26022 Castel Maggiore
Variante: Nuova variante di simulazione ufficiale

PVsyst V8.1.2

VC5, Simulato su
11/05/26 19:05
con V8.1.2

Caratteristiche campo FV

Campo #1 - Sottocampo #1

Numero di moduli FV 5902 unità
Nominale (STC) 3954 kWp
Moduli 227 stringa x 26 In serie
In cond. di funz. (50°C)
Pmpp 3701 kWp
U mpp 1009 V
I mpp 3666 A

Numero di inverter 11 unità
Potenza totale 3300 kWac
Voltaggio di funzionamento 550-1500 V
Potenza max. (=>30°C) 330 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC) 1.20
Condivisione di potenza in questo inverter

Campo #2 - Sottocampo #2

Numero di moduli FV 5902 unità
Nominale (STC) 3954 kWp
Moduli 227 stringa x 26 In serie
In cond. di funz. (50°C)
Pmpp 3701 kWp
U mpp 1009 V
I mpp 3666 A

Numero di inverter 11 unità
Potenza totale 3300 kWac
Voltaggio di funzionamento 550-1500 V
Potenza max. (=>30°C) 330 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC) 1.20
Condivisione di potenza in questo inverter

Campo #3 - Sottocampo #3

Numero di moduli FV 5876 unità
Nominale (STC) 3937 kWp
Moduli 226 stringa x 26 In serie
In cond. di funz. (50°C)
Pmpp 3684 kWp
U mpp 1009 V
I mpp 3650 A

Numero di inverter 11 unità
Potenza totale 3300 kWac
Voltaggio di funzionamento 550-1500 V
Potenza max. (=>30°C) 330 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC) 1.19
Condivisione di potenza in questo inverter

Potenza PV totale

Nominale (STC) 11846 kWp
Totale 17680 moduli
Superficie modulo 47757 m²
Superficie cella 44598 m²

Potenza totale inverter

Potenza totale 9900 kWac
Potenza max. 10890 kWac
Numero di inverter 33 unità
Rapporto Pnom 1.20

Perdite campo

Perdite per sporco campo

Fraz. perdite 1.0 %

Fatt. di perdita termica

Temperatura modulo secondo irraggiamento
Uc (cost) 29.0 W/m²K
Uv (vento) 0.0 W/m²K/m/s

Perdite DC nel cablaggio

Res. globale campo 4.5 mΩ
Res. globale di cablaggio 1.5 mΩ
Fraz. perdite 1.50 % a STC

LID - Light Induced Degradation

Fraz. perdite 1.00 %

Perdita di qualità moduli

Fraz. perdite -0.75 %

Perdite per mismatch del modulo

Fraz. perdite 2.00 % a MPP

Perdita disadattamento Stringhe

Fraz. perdite 0.10 %

Fattore di perdita IAM

Effetto d'incidenza, profilo definito utente (IAM): Vetro Fresnel levigato, 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

Perdite sistema

Perdite ausiliarie

ventilatori costanti 5.00 kW
0.0 kW dalla soglia di potenza



PVsyst V8.1.2

VC5, Simulato su
11/05/26 19:05
con V8.1.2

Perdite cablaggio AC

Linea uscita inv. sino al trasformatore MT

Tensione inverter 800 Vac tri
Fraz. perdite 0.44 % a STC

Inverter: SUN2000-330KTL-H1

Sezione cavi (33 Inv.) All 33 x 3 x 400 mm²
Lunghezza media dei cavi 100 m

Linea MV fino alla iniezione

Voltaggio MV 15 kV
Media di ogni trasformatore
Conduttori Rame 3 x 185 mm²
Lunghezza 1000 m
Fraz. perdite 0.18 % a STC

Perdite AC nei trasformatori

Trafo MV

Media tensione 15 kV

Parametri per un trasformatore

Potenza nominale a STC 3.91 MVA
Iron Loss (Connessione 24/24) 4.06 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite carico 37.76 kVA
Frazione di perdite a carico 0.97 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 1.58 mΩ

Perdite di operazione in STC (sistema intero)

Num. di transfs MT identici 3
Potenza nominale a STC 11.72 MVA
Perdite vuoto (Connessione 24/24) 12.18 kVA
Perdite carico 113.27 kVA



PVsyst V8.1.2
VC5, Simulato su
11/05/26 19:05
con V8.1.2

Parametri per ombre vicine

Prospettiva campo FV e area d'ombra circostante

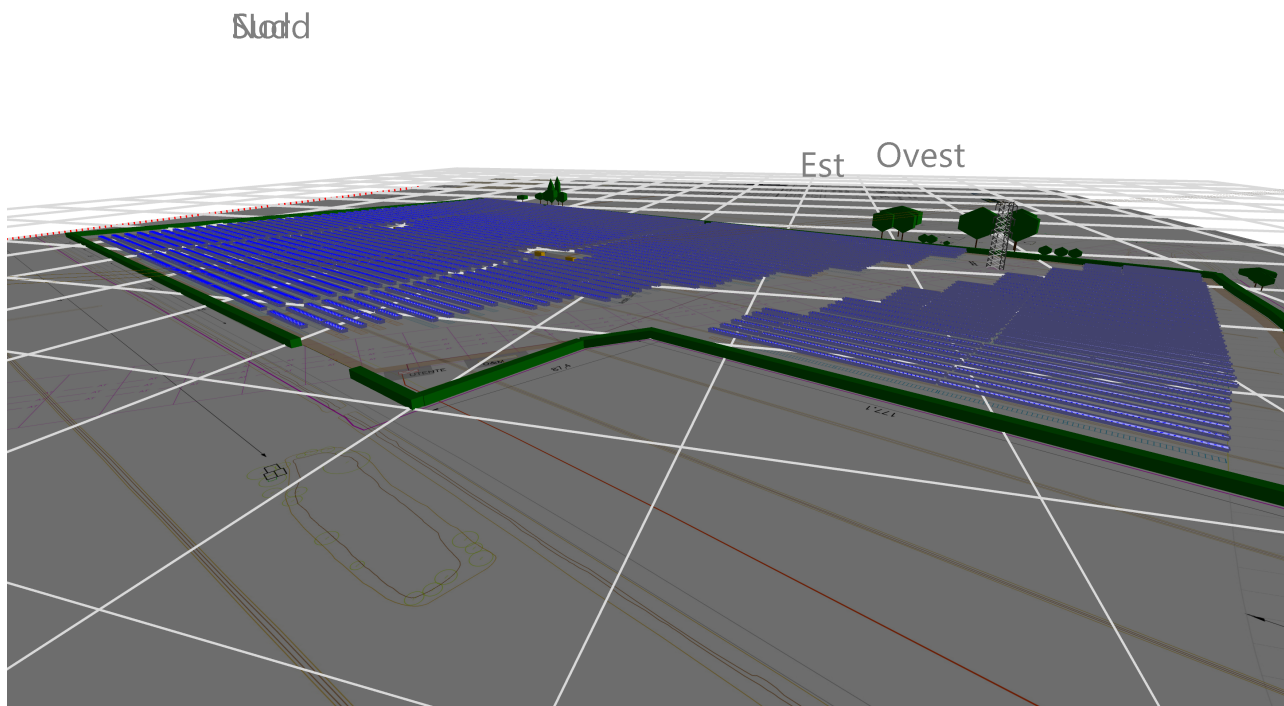
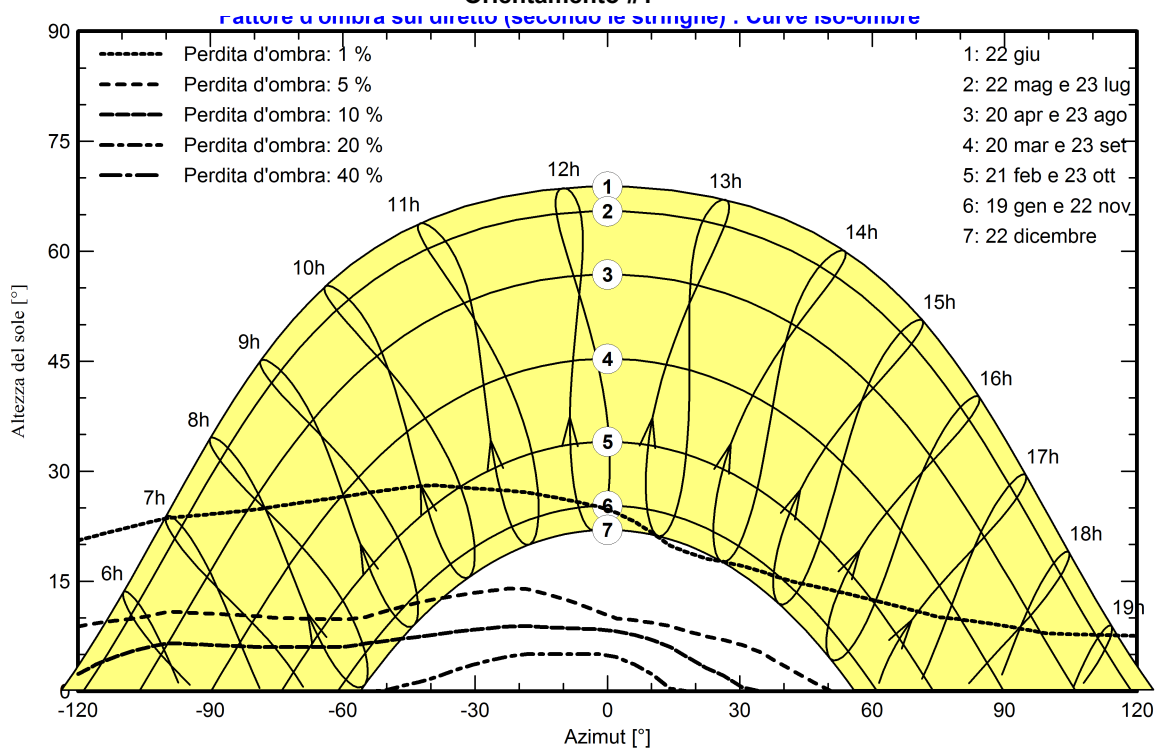


Diagramma iso-ombra

Orientamento #1 -





Progetto: 26022 Castel Maggiore

Variante: Nuova variante di simulazione ufficiale

PVsyst V8.1.2

VC5, Simulato su
11/05/26 19:05
con V8.1.2

Risultati principali

Fase di simulazione

Orario

Produzione sistema

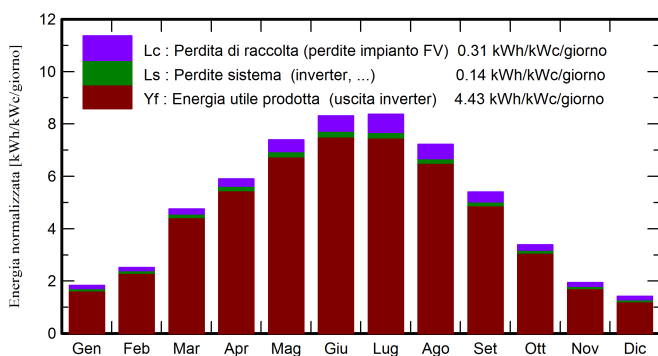
Energia prodotta 19159 MWh/anno

Prod. specif. 1617 kWh/kWp/anno

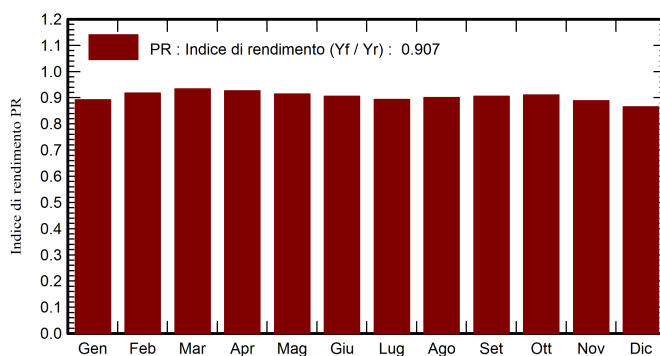
Indice rendim. PR 90.74 %

Perf. ratio bifacciale 85.26 %

Produzione normalizzata (per kWp installato)



Indice di rendimento PR



Bilanci e risultati principali

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR	PRBifi
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	ratio	ratio
Gennaio	42.4	23.04	2.86	56.9	51.4	633	601	0.892	0.838
Febbraio	54.4	28.59	4.92	70.6	65.5	799	767	0.917	0.861
Marzo	112.4	55.44	9.73	147.5	139.3	1680	1631	0.933	0.877
Aprile	138.2	64.85	13.71	177.1	168.9	2001	1942	0.926	0.869
Maggio	179.3	84.58	18.65	229.0	219.0	2551	2481	0.914	0.858
Giugno	195.9	81.73	23.01	249.1	239.3	2748	2672	0.906	0.850
Luglio	198.7	76.93	25.71	259.3	249.0	2822	2744	0.893	0.841
Agosto	172.6	76.17	25.19	224.0	214.4	2457	2390	0.901	0.846
Settembre	121.4	56.27	19.73	162.0	153.5	1791	1739	0.906	0.853
Ottobre	80.3	45.07	15.05	104.9	98.1	1170	1130	0.910	0.853
Novembre	43.2	23.65	9.21	58.3	53.2	644	613	0.888	0.835
Dicembre	32.8	19.07	4.03	43.8	39.1	478	449	0.866	0.813
Anno	1371.4	635.38	14.37	1782.5	1690.9	19774	19159	0.907	0.853

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
PRBifi Rapporto di prestazione bifacciale

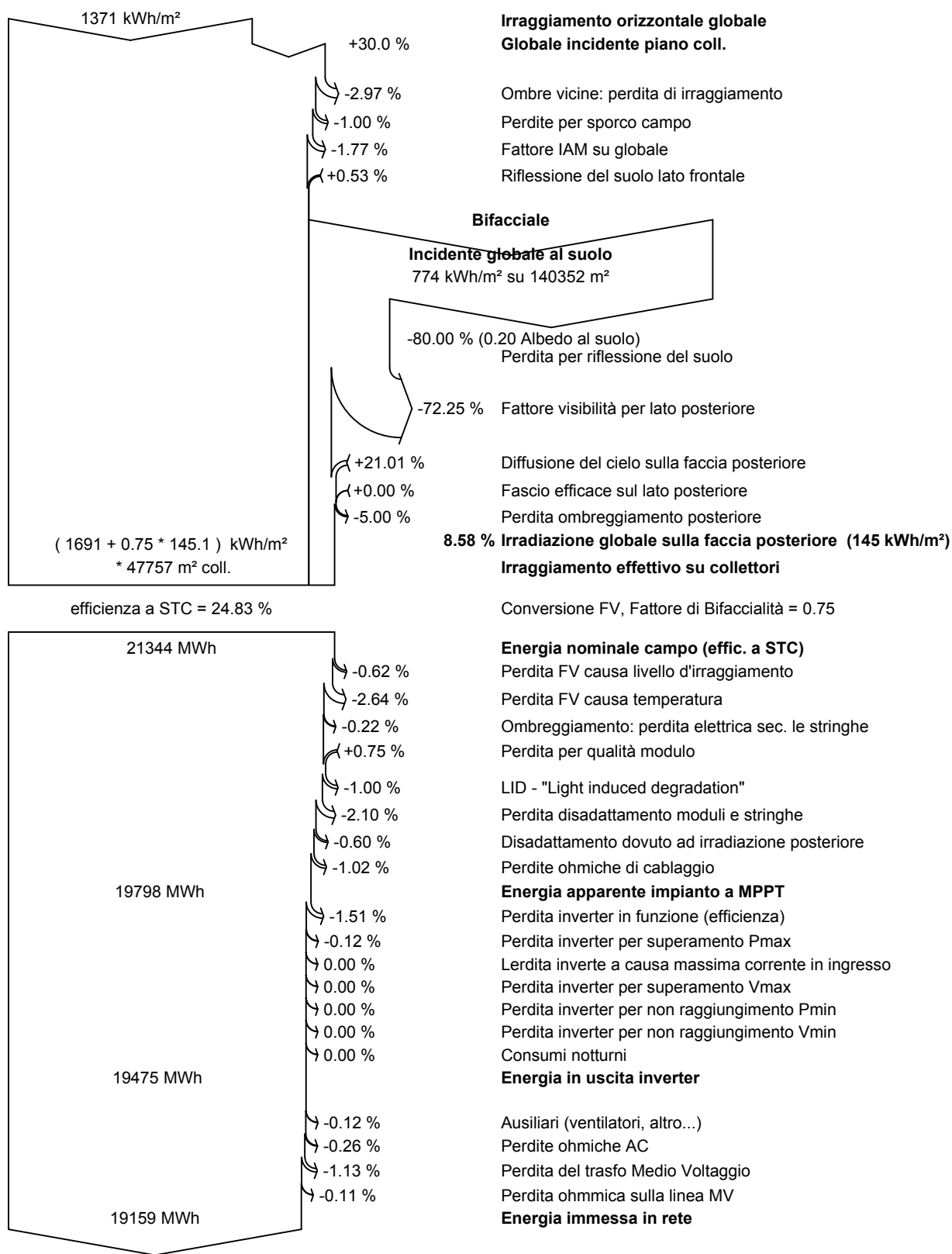


Progetto: 26022 Castel Maggiore
Variante: Nuova variante di simulazione ufficiale

PVsyst V8.1.2

VC5, Simulato su
11/05/26 19:05
con V8.1.2

Diagramma perdite

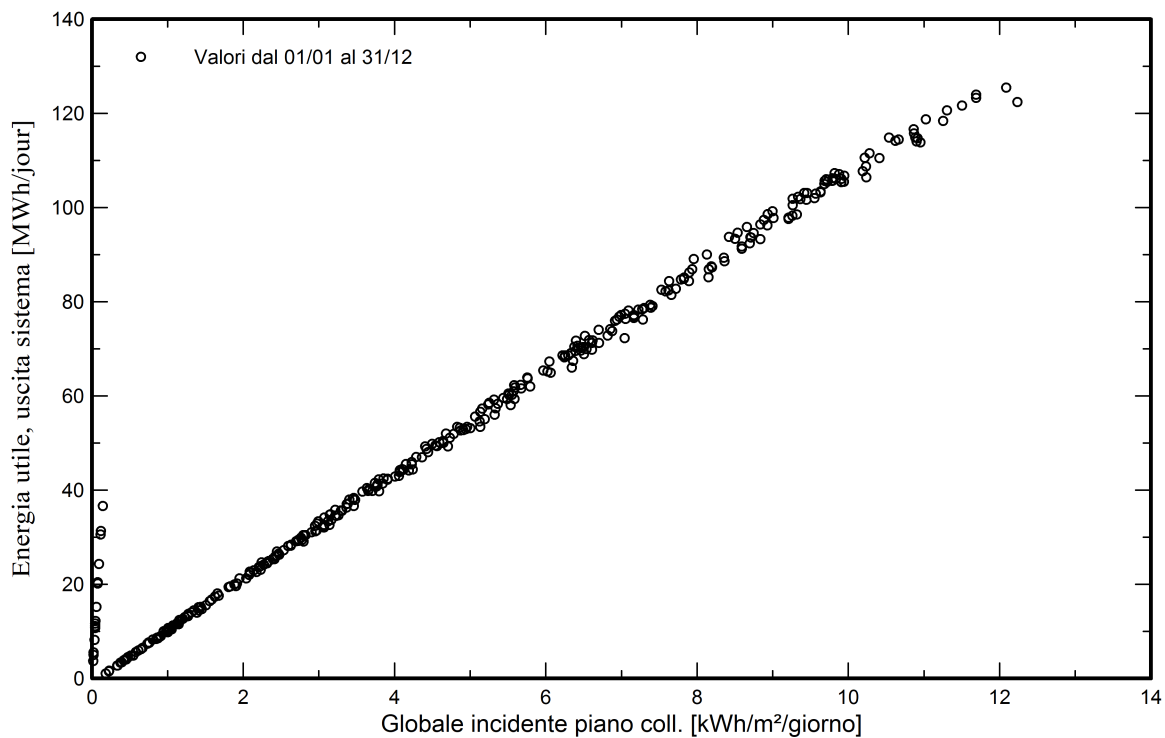




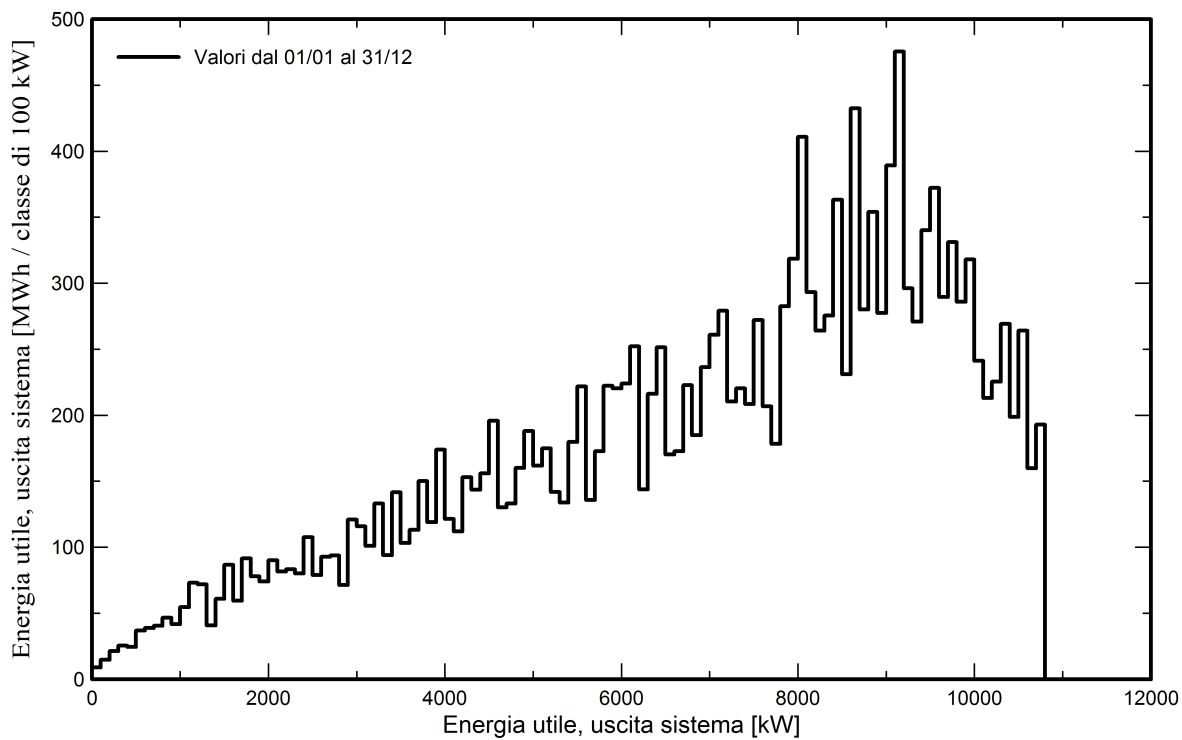
PVsyst V8.1.2
VC5, Simulato su
11/05/26 19:05
con V8.1.2

Grafici predefiniti

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema

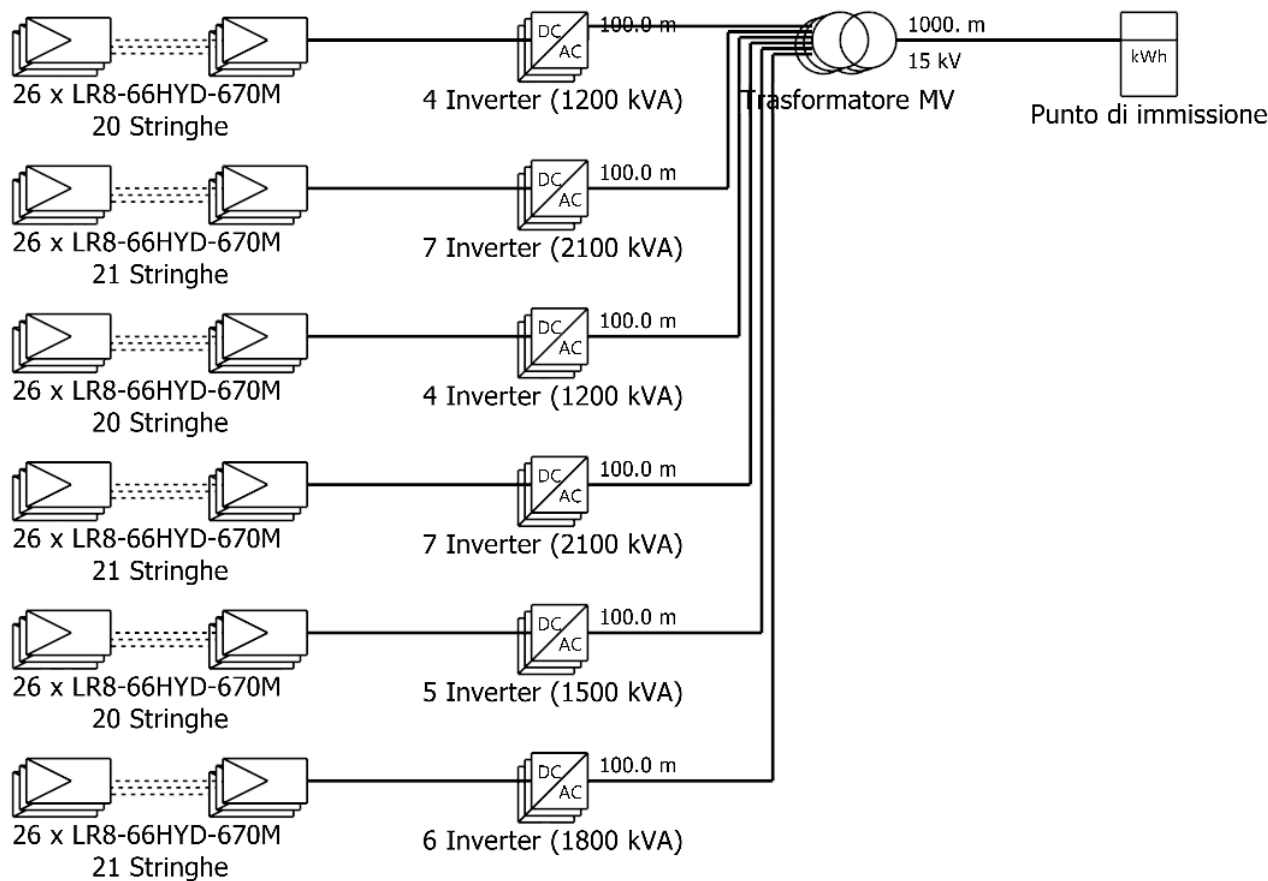




PVsyst V8.1.2

VC5, Simulato su
11/05/26 19:05
con V8.1.2

Schema unifilare



Modulo FV	LR8-66HYD-670M
Inverter	SUN2000-330KTL-H1
Stringa	26 x LR8-66HYD-670M

26022 Castel Maggiore

VC5 : Nuova variante di simulazione uf
ficiale

11/05/26