



COMUNE DI ALTOPASCIO
PROVINCIA DI LUCCA
REGIONE TOSCANA

IMPIANTO AGRIVOLTAICO "RNE13"

Proponente

RNE13 S.R.L.

Viale San michele del Carso, 22
20144 Milano (MI)
C.F. 12728030961

Progettazione

**SOCIETA' DI PROGETTAZIONE
GSB CONSULTING SRL**

Via Passo Rolle, 9 – 20134 Milano (MI)
P.IVA 11882750968



Preparato
Irina Giorgi

Verificato
Gianandrea Ing. Bertinazzo

Approvato
Vasco Ing. Piccoli

PROGETTAZIONE DEFINITIVA

Titolo elaborato

RNE13 STIMA PRODUCIBILITA' ENERGETICA

Elaborato N.

R14

Data emissione
12/12/24

Nome file
STIMA PRODUCIBILITA' ENERGETICA

N. Progetto
RNE13

Pagina
COVER

00	12/12/24	PRIMA EMISSIONE
REV.	DATA	DESCRIZIONE

IL PRESENTE DOCUMENTO NON POTRA' ESSERE COPIATO, RIPRODOTTO O ALTRIMENTI PUBBLICATO, IN TUTTO O IN PARTE, SENZA IL CONSENSO SCRITTO DI RNE13 S.R.L.. OGNI UTILIZZO NON AUTORIZZATO SARA' PERSEGUITO A NORMA DI LEGGE.
THIS DOCUMENT CAN NOT BE COPIED, REPRODUCED OR PUBLISHED, EITHER IN PART OR IN ITS ENTIRETY, WITHOUT THE WRITTEN PERMISSION OF RNE13 S.R.L. UNAUTHORIZED USE WILL BE PROSECUTED BY LAW.

Sommario

1 Introduzione 3

2 Breve descrizione dell’impianto agri-FV in oggetto 3

3 Producibilità energetica..... 6

4 Risparmio combustibile ed emissione evitate 9

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

1 Introduzione

La presente relazione costituisce parte integrante della documentazione progettuale relativa alla realizzazione dell'impianto agro-voltaico denominato "RNE" e ha lo scopo di quantificare la producibilità energetica e la conseguente riduzione di emissioni di gas serra in atmosfera derivante dalla produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile.

2 Breve descrizione dell'impianto agri-FV in oggetto

L'impianto agrovoltaico e relative opere di connessione alla rete saranno realizzate nel territorio del Comune di Altopascio, provincia di Lucca, e Porcari, provincia di Lucca ed è identificato dalle seguenti coordinate geografiche relative alla posizione baricentrica dell'impianto FV:

- 43.815085°
- 10.644768°

In Figura 1 è riportata la posizione del sito interessato su immagine satellitare, inquadrato prima nel territorio delle Toscana, poi più specificatamente nel territorio comunale di Altopascio e Porcari.



Figura 1: Inquadramento dell'impianto su immagine satellitare

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

La potenza nominale complessiva dell'impianto agrovoltaiico, determinata dalla somma delle potenze nominali dei moduli FV, è pari a 19'972,68 kWp, mentre la potenza in immissione in rete è determinata dalla potenza indicata sul preventivo di connessione, ed è pari a 17'250,00 kW.

Il progetto definitivo prevede la realizzazione di un impianto agrovoltaiico a terra in configurazione lotto di impianti su strutture ad inseguimento solare mono-assiale per un'estensione complessiva di circa 23,8 Ha.

I moduli fotovoltaici, realizzati in silicio mono-cristallino ad elevata efficienza, saranno collegati elettricamente in serie a formare stringhe da 26 moduli, e posizionati su strutture ad inseguimento solare mono-assiale, in configurazione a doppia fila (configurazione 2-P). I moduli saranno opportunamente innalzati dal livello del terreno e le strutture di sostegno distanziate (pitch pari a 8,5m).

L'utilizzo di tracker consente la rotazione dei moduli FV attorno ad un unico asse orizzontale avente orientazione Nord-Sud, al fine di massimizzare la radiazione solare captata dai moduli stessi e conseguentemente la produzione energetica del generatore FV.

Per l'impianto FV in oggetto si prevede l'utilizzo di inverter centralizzati, posizionati direttamente in campo, a ciascuno dei quali saranno collegate fino ad un massimo di 13 cassette di stringa (o "string box"). A sua volta, ogni cassetta di stringa può ricevere in input un massimo di 17 stringhe di moduli fotovoltaici.

All'interno dei confini dell'impianto FV è prevista l'installazione di sei cabine di trasformazione (due per ogni lotto di impianto) realizzate tramite soluzione containerizzata, contenenti fondamentalmente l'inverter centralizzato, il trasformatore MT/BT e i quadri elettrici MT e BT.

L'energia generata dall'impianto agrovoltaiico, composto da tre impianti di generazione distinti dal punto di vista elettrico (configurazione "lotto d'impianti" connessi in media tensione), viene raccolta tramite una rete di elettrodotti interrati in Media Tensione eserciti a 15 kV che confluiscono presso le tre cabine di consegna situate nel comune di Porcari al Foglio 8 p.lla 273, in posizione accessibile dalla viabilità pubblica, presso le quali è ubicato il punto di consegna dell'energia generata alla rete di distribuzione.

Tre elettrodotti interrati in Media Tensione a 15 kV trasporteranno quindi l'energia generata presso la cabina primaria nel comune di Porcari (LU).

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

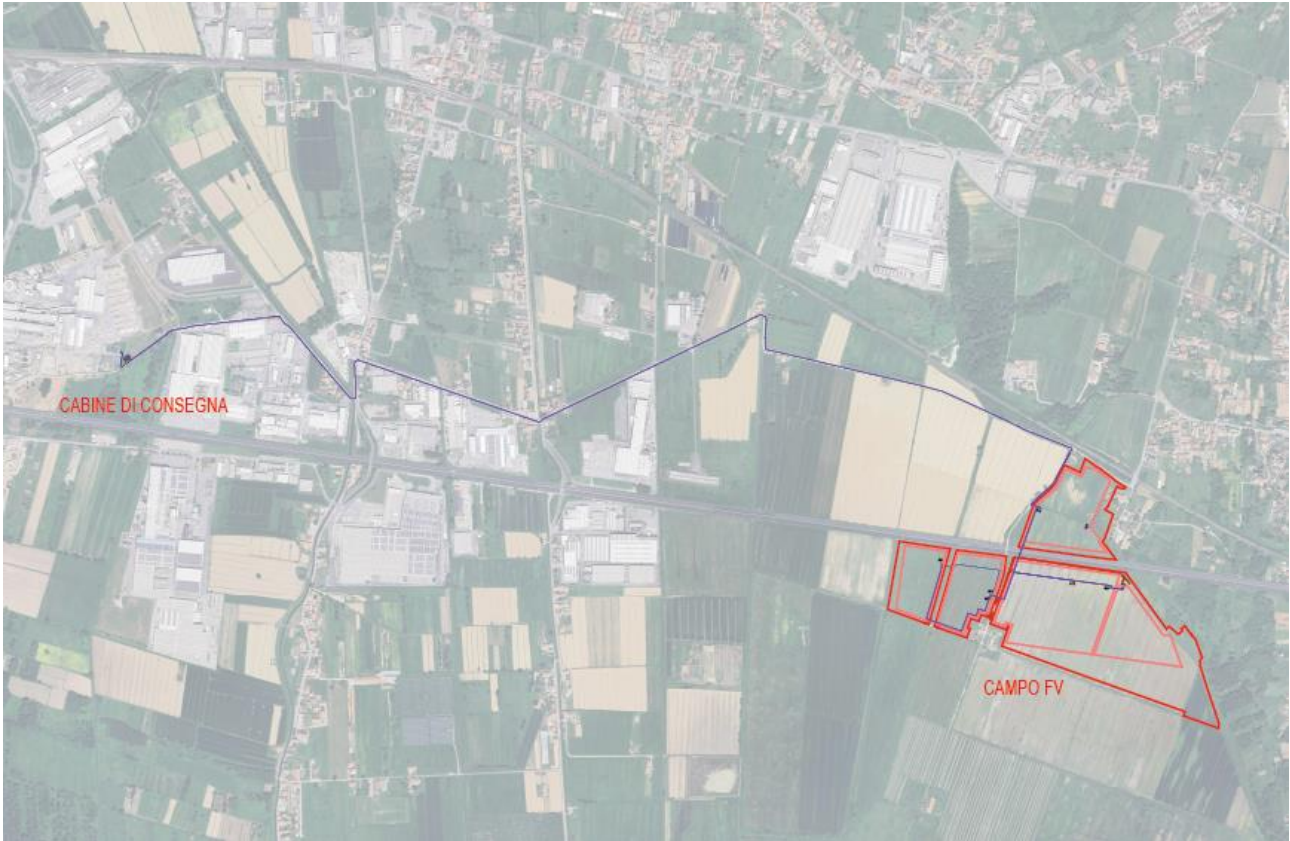


Figura 2: Inquadramento su Ortofoto

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

3 Producibilità energetica

Al fine di stimare la producibilità energetica annua dell'impianto FV è stato utilizzato il software PVsyst (versione 7.2.16), software di riferimento per il settore fotovoltaico, diffusamente utilizzato e riconosciuto a livello internazionale come valido strumento per questo genere di simulazioni.

La disponibilità di radiazione solare costituisce il fattore di maggior rilevanza per conseguire una elevata produzione energetica e garantire la sostenibilità economica dell'iniziativa progettuale. Nella presente analisi, sono stati utilizzati i dati di radiazione solare contenuti nei database Meteonorm 8.1, aggiornati alla data di stesura del progetto definitivo per la seguente località geografica:

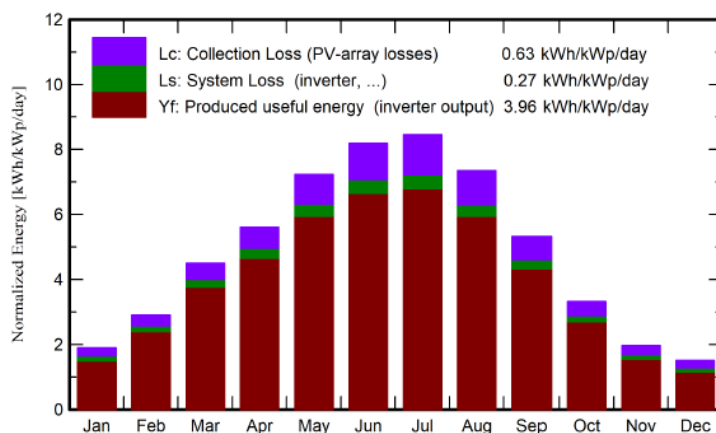
- Gigioni: 43.82°N – 10.64°E

In seguito ad un'attenta analisi dell'orografia del sito considerato è stato possibile escludere la presenza di ombreggiamenti localizzati, che sono stati poi confermati tramite sopralluoghi e rilievi altimetrici effettuati tramite drone.

Nella seguente tabella viene riportato l'andamento mensile della radiazione solare incidente sul piano dei moduli FV, considerando la configurazione impiantistica adottata per il presente impianto FV.

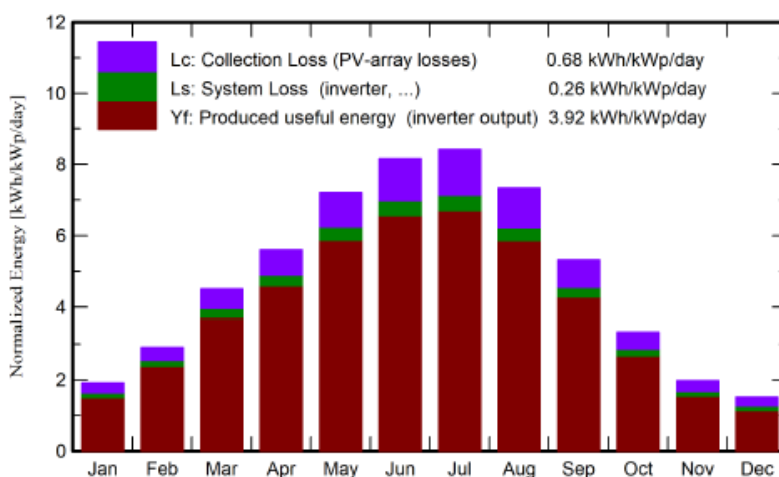
Dal momento che l'impianto agri-voltaico presenta due orientazioni N-S differenti (Campo 1 – orientazione N-S 16° e Campo 2 – orientazione N-S 20°), è stata fatta una suddivisione fittizia dell'impianto per poter calcolare correttamente la producibilità dello stesso.

Campo 1 (azimuth 16°)



	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	48.3	26.14	5.30	58.8	52.3	340049	311041	0.795
February	65.8	32.01	6.46	81.1	74.3	481299	449115	0.831
March	113.8	53.93	10.22	139.5	129.9	827769	777823	0.837
April	138.1	61.78	13.57	168.2	158.0	991784	929187	0.830
May	184.0	85.25	17.93	224.0	211.2	1306055	1228002	0.824
June	202.2	83.65	22.63	245.7	232.4	1414633	1330422	0.813
July	209.7	77.73	25.56	262.0	248.3	1492375	1404135	0.805
August	182.0	73.92	25.18	227.7	215.2	1301544	1226743	0.809
September	128.3	54.43	19.94	159.8	149.5	921186	865460	0.814
October	83.8	39.83	15.89	103.0	94.9	597409	557816	0.813
November	48.8	27.88	10.70	59.1	53.2	339520	311052	0.791
December	38.9	23.04	6.50	46.8	41.2	265757	239084	0.767
Year	1443.5	639.59	15.04	1775.7	1660.3	10279379	9629880	0.815

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Campo 2 (azimuth 20°)

	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	48.3	26.14	5.30	59.2	52.7	677533	620196	0.787
February	65.8	32.01	6.46	81.1	74.3	951938	888379	0.823
March	113.8	53.93	10.22	139.6	130.0	1640100	1541429	0.829
April	138.1	61.78	13.57	168.0	157.7	1960399	1837008	0.821
May	184.0	85.25	17.93	223.6	210.7	2580267	2426477	0.815
June	202.2	83.65	22.63	244.9	231.7	2792238	2626503	0.805
July	209.7	77.73	25.56	261.2	247.5	2946143	2772503	0.797
August	182.0	73.92	25.18	227.3	214.7	2571348	2424075	0.801
September	128.3	54.43	19.94	159.7	149.4	1822413	1712536	0.806
October	83.8	39.83	15.89	103.3	95.1	1184693	1106266	0.804
November	48.8	27.88	10.70	59.2	53.3	673093	617019	0.783
December	38.9	23.04	6.50	46.9	41.3	527529	474981	0.780
Year	1443.5	639.59	15.04	1774.1	1658.3	20327694	19047372	0.806

Nel software PVSyst è stata quindi riprodotta la configurazione d'impianto adottata, inserendo informazioni geometriche relative alla disposizione dei moduli FV sulle relative strutture di sostegno nonché le caratteristiche tecniche dei principali componenti d'impianto (moduli FV ed inverter in primis).

Sulla base delle informazioni di input sopra menzionate, in termini di disponibilità di radiazione solare, caratteristiche ambientali del sito analizzato, e caratteristiche dei componenti, il software è in grado di stimare le principali voci di perdita energetica che vengono riscontrate durante il reale funzionamento dell'impianto FV.

Di seguito si riporta un elenco delle principali voci di perdite energetiche, suddivise per sezione:

- Perdite per ombreggiamento: 2,06% (Campo1) / 2,10% (Campo 2) - ovvero le perdite causate dall'ombreggiamento reciproco tra i filari di moduli FV.
- Perdite per "soiling": 2,00% (Campo 1) / 2,00% (Campo 2) - ovvero le perdite causate dall'inevitabile deposizione di sporcizia sulla superficie frontale dei moduli FV che ne riduce conseguentemente l'output energetico;
- Perdite causate dalla temperatura: 3,12% (Campo 1) / 3,12% (Campo 2) - perdite causate dall'inevitabile decadimento delle prestazioni dei moduli FV durante il funzionamento a temperature di cella FV superiori di 25°C, temperatura STC di riferimento alla quale è determinata l'efficienza nominale di un modulo FV;

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

- Perdite per mismatch, moduli e stringhe: 2,10% (Campo 1) / 2,10% (Campo 2) - ovvero le perdite causate non perfetto accoppiamento tra moduli e tra stringhe, identiche nella teoria, ma differenti nella realtà e quindi il cui accoppiamento (collegamento in parallelo DC) crea delle perdite di accoppiamento;
- Decadimento prestazioni moduli FV: 0,40 % - ovvero pari al valore comunicato, e certificato, dal produttore dei moduli FV (vedere data sheet);
- Perdite elettriche di distribuzione CC – 1,5 % @STC (Campo 1) / 1,5 % @STC (Campo 2) – ovvero le perdite sui cavi DC, valore calcolato puntualmente con il calcolo di dimensionamento dei cavi DC;
- Perdite elettriche di distribuzione CA BT – 0,10 % @STC (Campo 2) / 0,05 % @STC (Campo 2) – ovvero le perdite sui cavi AC BT;
- Perdite elettriche nella trasformazione MT– perdite nel ferro totali 0,10% @STC (Campo 1) / 0,09% @STC (Campo 2) e perdite nel rame totali 1,00% @STC (Campo 2) / 1,11% @STC (Campo 2);
- Il consumo dei servizi ausiliari – 3W/kW (0,3%) – voce nella quale rientrano i consumi di: sistemi ausiliari di cabina, sistema di videosorveglianza, sistema di tracker, etc.

La producibilità energetica dell'impianto così stimata risulta essere pari a **9,63 GWh/anno** per il campo 1 e **19,05 GWh/anno** per il campo 2, per il primo anno, ovvero **1'446 kWh/kWp** per il campo 1 e **1'431 kWh/kWp** per il campo 2, con un rendimento atteso rispettivamente pari a circa **81,46%** e **80,63%**.

L'energia attesa prodotta negli anni successivi al primo dovrà tener conto: della perdita di prestazioni del modulo FV (pari -0,40% all'anno – vedere data sheet), della disponibilità dell'impianto che diminuisce con il passare degli anni per effetto di rotture e guasti dei vari componenti.

In allegato alla presente relazione i PVSyst del campo 1 e del campo 2.

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

4 Risparmio combustibile ed emissione evitate

In questa sezione si vuole calcolare l'impatto positivo che questo progetto ha dal punto di vista ambientale.

Come riportato nel paragrafo precedente, per poter calcolare la producibilità dell'impianto l'area interessata dal progetto è stata fittiziamente suddivisa in due aree, ciascuna caratterizzata dalle seguenti orientazioni N-S:

- Campo 1 avente un'orientazione N-S di 16°;
- Campo 2 avente un'orientazione N-S di 20°.

Al primo anno di esercizio si stima che la producibilità energetica dell'impianto sarà pari a 9,63 GWh/anno per il Campo 1 e 19,05 GWh/anno per il Campo 2, con un rendimento atteso rispettivamente pari a circa 81,46% e 80,63%.

Assumendo un decadimento del 1% il primo anno, un decadimento del 0,40% a partire dal secondo anno e un decadimento costante dal trentesimo anno, il valore medio della producibilità dell'impianto su 40 anni di esercizio risulta pari a 17'622,48 MWh/anno per il Campo 2 e 8'909,49 MWh/anno per il Campo 1.

In base a quanto sopra riportato, si stima che la producibilità energetica dell'impianto sarà complessivamente pari a 28.680 MWh al primo anno di esercizio e 1.061.278,98 MWh durante l'intera vita utile dell'opera (pari a 40 anni).

Il quantitativo di emissioni evitate è stato ottenuto moltiplicando la producibilità dell'impianto, riferita al primo anno e a 40 anni, per i fattori di emissione di gas serra e altri inquinanti atmosferici definiti nel Rapporto ISPRA n. 386/20231 riferiti all'anno 2021. In particolare, sono stati considerati i seguenti fattori:

- per l'anidride carbonica il fattore di emissione contenuto nella colonna "Gross electricity production" della tabella 1.13, pari a 267,9 g CO₂/kWh (Figura 3);
- per metano e protossido di azoto i fattori di emissione definiti in tabella 1.15 (Figura 4);
- per gli altri inquinanti atmosferici (NOX, SOX, COVNM, CO, NH₃ e PM₁₀) i fattori di emissione definiti in tabella 1.17 (Figura 5);

¹ Rapporto ISPRA 386/2023 "Efficiency and decarbonization indicators in Italy and in the biggest European Countries. Edition 2023".
Link: <https://www.isprambiente.gov.it/files2023/pubblicazioni/rapporti/r386-2023.pdf>

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Year	Gross thermo-electricity production (only fossils)	Gross thermo-electricity production ¹	Gross electricity production ²	Electricity consumption	Gross thermo-electricity and heat production ^{1,3}	Gross electricity and heat production ^{2,3}	Heat production ³
1990	709.3	709.1	593.1	577.9	709.1	593.1	
1995	682.9	681.8	562.3	548.2	681.8	562.3	
2000	640.6	636.2	517.7	500.4	636.2	517.7	
2005	585.2	574.0	487.2	466.7	516.5	450.4	246.7
2006	575.8	564.1	478.8	463.9	508.2	443.5	256.7
2007	560.1	548.6	471.2	455.3	497.0	437.8	256.3
2008	556.5	543.7	451.6	443.8	492.8	421.8	252.0
2009	548.2	529.9	415.4	399.3	480.9	392.4	260.5
2010	546.8	524.4	404.5	390.0	470.0	379.6	247.3
2011	548.5	522.4	395.6	379.1	461.0	367.7	227.8
2012	562.8	530.4	386.8	374.3	467.8	361.3	227.1
2013	555.9	506.5	338.2	327.5	438.7	317.8	218.2
2014	575.4	514.0	324.4	309.9	439.5	304.6	206.9
2015	544.3	489.2	332.6	315.2	425.3	312.9	218.9
2016	518.2	467.3	322.5	314.2	409.3	304.6	220.2
2017	492.6	446.9	317.4	309.1	394.4	299.8	215.2
2018	495.0	445.5	297.2	282.1	389.6	282.1	209.5
2019	462.7	416.3	278.1	269.1	368.1	266.8	212.2
2020	449.1	400.3	259.8	255.0	353.6	251.2	211.1
2021	452.1	406.6	267.9	255.6	360.5	258.2	209.5
2022*	482.2	437.3	308.9	293.3	404.3	303.0	268.8

¹ Included electricity by bioenergy.

² Included renewable electricity, without production from pumped storage units.

³ Included CO₂ emissions for heat production.

* Preliminary estimate.

Figura 3: Fattori di emissione di CO₂ (g CO₂/kWh) per la produzione elettrica, produzione di calore e dei consumi elettrici

Fonte: Rapporto ISPRA n. 386/2023, Tabella 1.13

Gas	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2019	2021	2022*
CO ₂	450.39	379.61	312.86	304.59	299.82	282.15	266.81	251.24	258.16	302.99
CH ₄	0.51	0.54	0.74	0.74	0.73	0.72	0.72	0.72	0.69	0.83
N ₂ O	1.24	1.29	1.47	1.42	1.32	1.29	1.18	1.16	1.10	1.34
GHG	452.14	381.45	315.07	306.76	301.87	284.16	268.71	253.12	259.95	305.17

Figura 4: Fattori di emissione di gas serra dal settore elettrico per la produzione lorda di energia elettrica e calore (g CO₂eq/kWh) -

Fonte: Rapporto ISPRA n. 386/2023, Tabella 1.15

Pollutant	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2019	2021
NO _x	368.44	288.07	253.12	237.66	226.91	218.32	210.27	200.97	199.11
SO _x	524.75	222.46	95.41	71.72	63.31	58.41	47.86	42.73	38.82
COVNM	52.97	73.26	81.69	86.78	85.62	86.54	88.69	90.90	85.67
CO	105.49	101.11	94.31	96.29	97.60	93.37	94.63	92.49	92.93
NH ₃	0.66	0.65	0.71	0.60	0.54	0.50	0.37	0.32	0.31
PM ₁₀	16.91	8.03	4.12	3.54	3.31	2.91	2.66	2.37	2.42

Figura 5: Fattori di emissione di gas serra dal settore elettrico per la produzione lorda di energia elettrica e calore (mg/kWh) - Fonte:

Rapporto ISPRA n. 386/2023, Tabella 1.17

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Le emissioni di gas ad effetto serra e altri inquinanti evitate al primo anno e durante l'intera vita utile dell'opera in progetto, pari a 40 anni, sono riportate in Tabella 1.

Tabella 1: Emissioni inquinanti evitate dall'impianto agrovoltaiico al primo anno e durante l'intera vita utile

Dati impianto	Tipologia inquinante		Fattori di emissione	Emissioni evitate al primo anno	Emissioni complessive evitate in 40 anni
Producibilità al primo anno 28.680,00 MWh Producibilità in 40 anni 1.061.278,98 MWh	Gas serra	CO ₂	267,9 g CO ₂ /kWh	7.683,4 t CO ₂	284.316,6 t CO ₂
		CH ₄	0,69 g CO ₂ eq /kWh	19,8 t CO ₂ eq	732,3 t CO ₂ eq
		N ₂ O	1,10 g CO ₂ eq /kWh	31,5 t CO ₂ eq	1.167,4 t CO ₂ eq
	Altri inquinanti atmosferici	NO _x	199,11 mg/kWh	5,7 t NO _x	211,3 t NO _x
		SO _x	38,83 mg/kWh	1,1 t SO _x	41,2 t SO _x
		COVNM	85,67 mg/kWh	2,5 t COVNM	90,9 t COVNM
		CO	92,93 mg/kWh	2,7 t CO	98,6 t CO
		NH ₃	0,31 mg/kWh	0,0089 t NH ₃	0,3 t NH ₃
		PM ₁₀	2,42 mg/kWh	0,0694 t PM ₁₀	2,6 t PM ₁₀

Dalla consultazione dei dati emissivi dell'Inventario Regionale delle Emissioni² (IRSE) relativi all'anno 2017, riportati in

² <https://www.regione.toscana.it/-/inventario-regionale-sulle-sorgenti-di-emissione-in-aria-ambiente-ir-se>

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Tabella 2, si rileva che gli inquinanti più rappresentativi del Comune di Altopascio sono il monossido di carbonio (CO – 676,6 t), gli ossidi di azoto (NOx – 272,2 t) e i composti organici volatili non metanici (COVNM – 249,8 t). Per quanto riguarda i gas climalteranti la quota comunale di CO₂, pari a 101.638,7 t, rappresenta lo 0,43% delle emissioni regionali, mentre il metano e il protossido di azoto rappresentano rispettivamente lo 0,10% e lo 0,30%. Con riferimento alle emissioni di CO₂, i macrosettori che incidono maggiormente sono i trasporti stradali (43,7% del totale), gli impianti di combustione industriale e i processi con combustione (33,8%) e gli impianti di combustione non industriali (20,9%).

Confrontando le emissioni evitate dall'impianto in progetto durante il primo anno di esercizio con i quantitativi emessi a livello comunale è possibile osservare che l'impianto in progetto consente di evitare un'emissione di SOx corrispondente al 35,60% del totale comunale, di CO₂ pari all'7,56%, di NOx pari al 2,1% e di N₂O equivalente all'1,47%. Per tutti gli altri inquinanti i valori percentuali risultano essere inferiori all'1%. Rispetto ai livelli regionali il peso percentuale delle emissioni evitate dall'impianto risulta essere pari allo 0,03% del totale per la CO₂, 0,028% per SOx, 0,012% per NOx e di un ordine di grandezza inferiore per tutti gli altri inquinanti.

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Tabella 2. Emissioni regionali e comunali relative all'anno 2017 e confronto con le emissioni evitate dall'impianto in progetto il primo anno di esercizio

Tipologia inquinante	Emissioni – IRSE 2017		Emissioni evitate dall'esercizio dell'impianto il primo anno (t)	Peso % rispetto val. regionale	Peso % rispetto val. comunale
	Regione Toscana (t) ⁽¹⁾	Comune Altopascio (t)			
CO ₂	23.786.117,2	101.638,7	7.683,37	0,03%	7,56%
CH ₄	146.779,8	148,2	0,71 ⁽²⁾	<0,001%	0,48%
N ₂ O	2602,6	7,8	0,12 ⁽²⁾	0,004%	1,47%
NO _x	48.238,7	272,2	5,71	0,012%	2,10%
SO _x	3.968,3	3,1	1,11	0,028%	35,60%
COVNM	83978,7	249,8	2,46	0,003%	0,98%
CO	154.544,9	676,6	2,67	0,002%	0,39%
NH ₃	12.110,0	27,8	0,0089	<0,001%	0,03%
PM ₁₀	22.463,5	89,0	0,0694	<0,001%	0,08%

⁽¹⁾ Ricavate sommando le emissioni totali per Comune relative al 2017

⁽²⁾ Le emissioni di metano (CH₄) e protossido di azoto (N₂O), poiché espresse in “tonnellate di CO₂ equivalente” in Tabella 1, sono state convertite dividendo le emissioni di ciascun gas (espresse in ton CO₂ eq). per il proprio potenziale di riscaldamento – Global Warming Potential (GWP) – espresso in rapporto al potenziale di riscaldamento dell'anidride carbonica nell'arco di 100 anni. Al GWP sono stati attribuiti i seguenti valori: 27,9 per CH₄ e 273 per N₂O. Tali valori sono stati ricavati dal 6° Rapporto di valutazione dell'IPCC (AR6), in particolare dal Rapporto del primo gruppo di lavoro Climate Change 2021: The Physical Science Basis; Chapter 7: The Earth's Energy Budget, Climate Feedbacks, and Climate Sensitivity—Supplementary Material (Table 7.SM.7).

Link: https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_Chapter07_SM.pdf

La realizzazione dell'impianto agrivoltaico oggetto di valutazione, oltre a ridurre l'emissione in atmosfera di gas che contribuiscono ad aumentare il fenomeno dell'effetto serra, permette il risparmio di combustibile fossile. Per quantificare il risparmio derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili viene utilizzato il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria, espresso in TEP/MWh. Questo coefficiente indica le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le T.E.P. risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

Il valore assunto da questo fattore è stato definito dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) nella Delibera EEN 3/08³ ed è stato fissato pari a 0,187 TEP/MWh (art.2 c.1). Considerando come base di calcolo la producibilità dell'impianto, in Tabella 3 sono riportate le quantità di combustibile risparmiato al primo anno di esercizio e durante l'intera vita utile dell'opera, pari a 40 anni.

³ Delibera 28 marzo 2008, EEN 3/08, “Aggiornamento del fattore di conversione dei KWh in tonnellate equivalenti di petrolio connesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica” pubblicata su GU n. 100 del 29/04/08 - SO n.107. Link: <https://www.arera.it/it/docs/08/003-08een.htm>

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Tabella 3. Stima del combustibile risparmiato

	al primo anno	complessivamente in 40 anni
Producibilità dell'impianto (MWh)	28.680	1.061.278,98
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0,187	0,187
TEP risparmiate	5.363	198.459
BEP⁴ risparmiati	36.734	1.359.309

⁴ Un barile di petrolio equivalente (BEP) è un'unità di misura dell'energia che corrisponde all'energia approssimativa rilasciata dalla combustione di un barile di petrolio greggio. Un BEP è fissato convenzionalmente pari a 0,146 tonnellate equivalenti di petrolio (TEP). <https://www.enea.it/it/seguici/le-parole-dellenergia/unita-di-misura/contenuto-di-energia-effettivo-ed-equivalenze-nominali>

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Altopascio_1

Variant: Nuova variante di simulazione

Trackers single array, with backtracking

System power: 6658 kWp

Gigioni - Italy

Autore

GSB Consulting Srl (Italy)

**PVsyst V7.3.2**

VC0, Simulation date:
23/04/24 16:33
with v7.3.2

GSB Consulting Srl (Italy)

Project summary**Geographical Site****Gigioni**

Italy

Situation

Latitude 43.82 °N

Longitude 10.64 °E

Altitude 16 m

Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Meteo data

Gigioni

Meteonorm 8.1 (1991-2013), Sat=44% - Sintetico

System summary**Grid-Connected System****Trackers single array, with backtracking****PV Field Orientation****Orientation**

Tracking plane, horizontal N-S axis

Axis azimuth 16 °

Tracking algorithm

Astronomic calculation

Backtracking activated

Near Shadings

Linear shadings

Diffuse shading Automatic

System information**PV Array**

Nb. of modules

10738 units

Pnom total

6658 kWp

Inverters

Nb. of units

2 units

Pnom total

5750 kWac

Pnom ratio

1.158

User's needs

Unlimited load (grid)

Results summary

Produced Energy	9629880 kWh/year	Specific production	1446 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	81.46 %
-----------------	------------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

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



PVsyst V7.3.2

VC0, Simulation date:
23/04/24 16:33
with v7.3.2

GSB Consulting Srl (Italy)

General parameters

Grid-Connected System

PV Field Orientation

Orientation

Tracking plane, horizontal N-S axis

Axis azimuth 16 °

Models used

Transposition Perez

Diffuse Perez, Meteonorm

Circumsolar separate

Horizon

Average Height 1.8 °

Trackers single array, with backtracking

Tracking algorithm

Astronomic calculation

Backtracking activated

Backtracking array

Nb. of trackers 20 units

Single array

Sizes

Tracker Spacing 8.50 m

Collector width 4.78 m

Ground Cov. Ratio (GCR) 56.3 %

Phi min / max. -/+ 55.0 °

Backtracking strategy

Phi limits for BT -/+ 55.6 °

Backtracking pitch 8.50 m

Backtracking width 4.78 m

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

Array #1 - Campo FV 1

PV module

Manufacturer Longi

Model LR7-72HGD-620M

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power 620 Wp

Number of PV modules 5538 units

Nominal (STC) 3434 kWp

Modules 213 Strings x 26 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 3193 kWp

U mpp 1073 V

I mpp 2976 A

Array #2 - Campo FV 2

PV module

Manufacturer Longi

Model LR7-72HGD-620M

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power 620 Wp

Number of PV modules 5200 units

Nominal (STC) 3224 kWp

Modules 200 Strings x 26 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 2998 kWp

U mpp 1073 V

I mpp 2794 A

Inverter

Manufacturer SMA

Model Sunny Central 3000-EV

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power 3000 kWac

Number of inverters 1 unit

Total power 3000 kWac

Operating voltage 956-1425 V

Pnom ratio (DC:AC) 1.14

Inverter

Manufacturer SMA

Model Sunny Central 2750-EV

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power 2750 kWac

Number of inverters 1 unit

Total power 2750 kWac

Operating voltage 875-1425 V

Pnom ratio (DC:AC) 1.17



PVsyst V7.3.2

VC0, Simulation date:
23/04/24 16:33
with v7.3.2

GSB Consulting Srl (Italy)

PV Array Characteristics

Total PV power

Nominal (STC) 6658 kWp
Total 10738 modules
Module area 29005 m²

Total inverter power

Total power 5750 kWac
Number of inverters 2 units
Pnom ratio 1.16

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 2.0 %

Thermal Loss factor

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

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 1.0 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.8 %

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	0.403	0.000

DC wiring losses

Global wiring resistance 3.0 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #1 - Campo FV 1

Global array res. 5.9 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #2 - Campo FV 2

Global array res. 6.2 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

System losses

Auxiliaries loss

Proportionnal to Power 3.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 655 Vac tri
Loss Fraction 0.10 % at STC

Inverters: Sunny Central 3000-EV, Sunny Central 2750-EV

Wire section (2 Inv.) Alu 2 x 3 x 2500 mm²
Average wires length 9 m

MV line up to Injection

MV Voltage 15 kV
Average each inverter
Wires Alu 3 x 240 mm²
Length 4000 m
Loss Fraction 0.74 % at STC



AC losses in transformers

MV transfo

Medium voltage

15 kV

One transfo parameters

Nominal power at STC

3.18 MVA

Iron Loss (24/24 Connexion)

3.18 kVA

Iron loss fraction

0.10 % at STC

Copper loss

31.79 kVA

Copper loss fraction

1.00 % at STC

Coils equivalent resistance

3 x 1.35 mΩ

Operating losses at STC (full system)

Nb. identical MV transfos

2

Nominal power at STC

6.36 MVA

Iron loss (24/24 Connexion)

6.36 kVA

Copper loss

63.57 kVA



Horizon definition

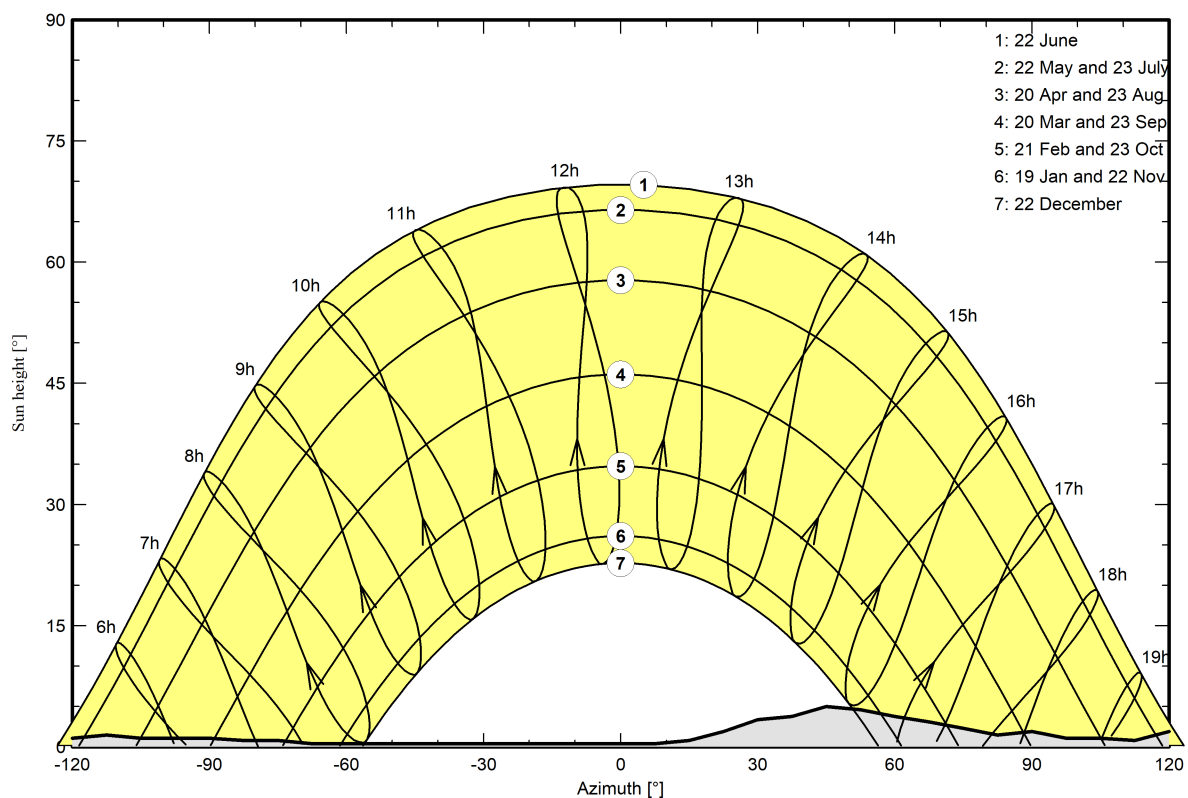
Horizon from PVGIS website API, Lat=43°48'56", Long=10°38'36", Alt=13m

Average Height	1.8 °	Albedo Factor	0.88
Diffuse Factor	0.97	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-135	-128	-120	-113	-105	-90	-83
Height [°]	3.1	3.1	2.3	2.7	2.7	2.3	1.5	1.5	1.1	1.5	1.1	1.1	0.8
Azimuth [°]	-75	-68	8	15	23	30	38	45	53	60	68	75	83
Height [°]	0.8	0.4	0.4	0.8	1.9	3.4	3.8	5.0	4.6	3.8	3.1	2.3	1.5
Azimuth [°]	90	98	105	113	120	128	135	143	150	158	165	173	180
Height [°]	1.9	1.1	1.1	0.8	1.9	2.3	2.7	2.3	2.3	3.4	3.8	3.8	3.1

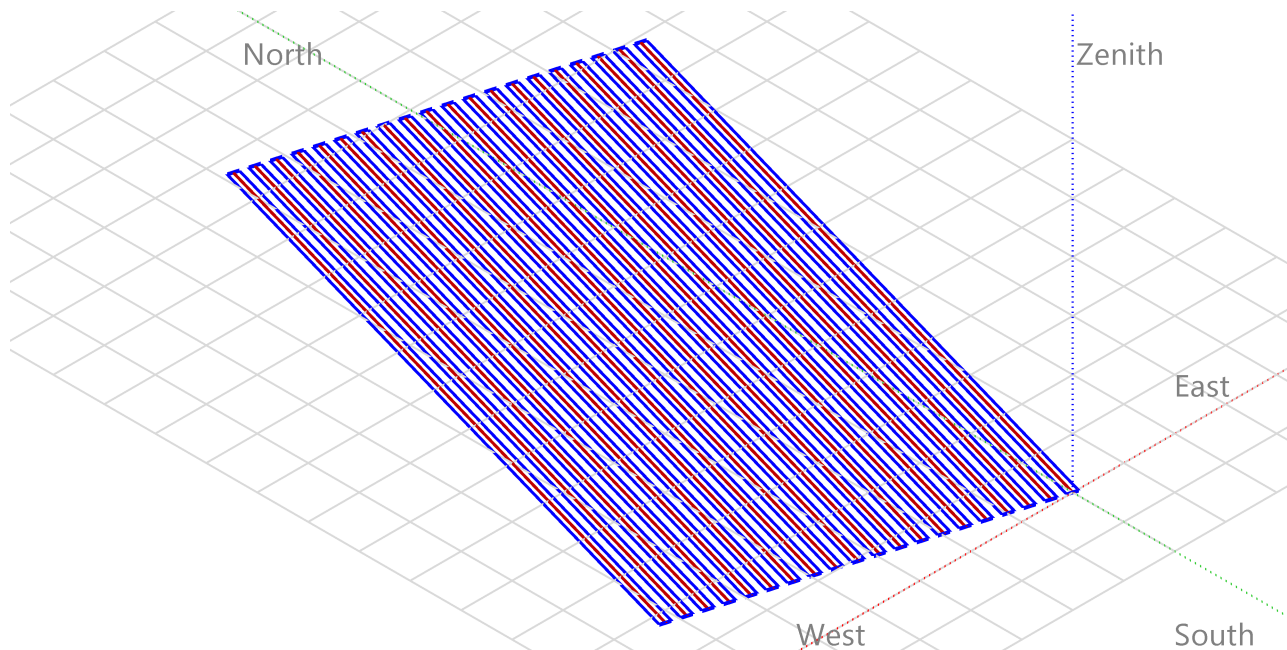
Sun Paths (Height / Azimuth diagram)





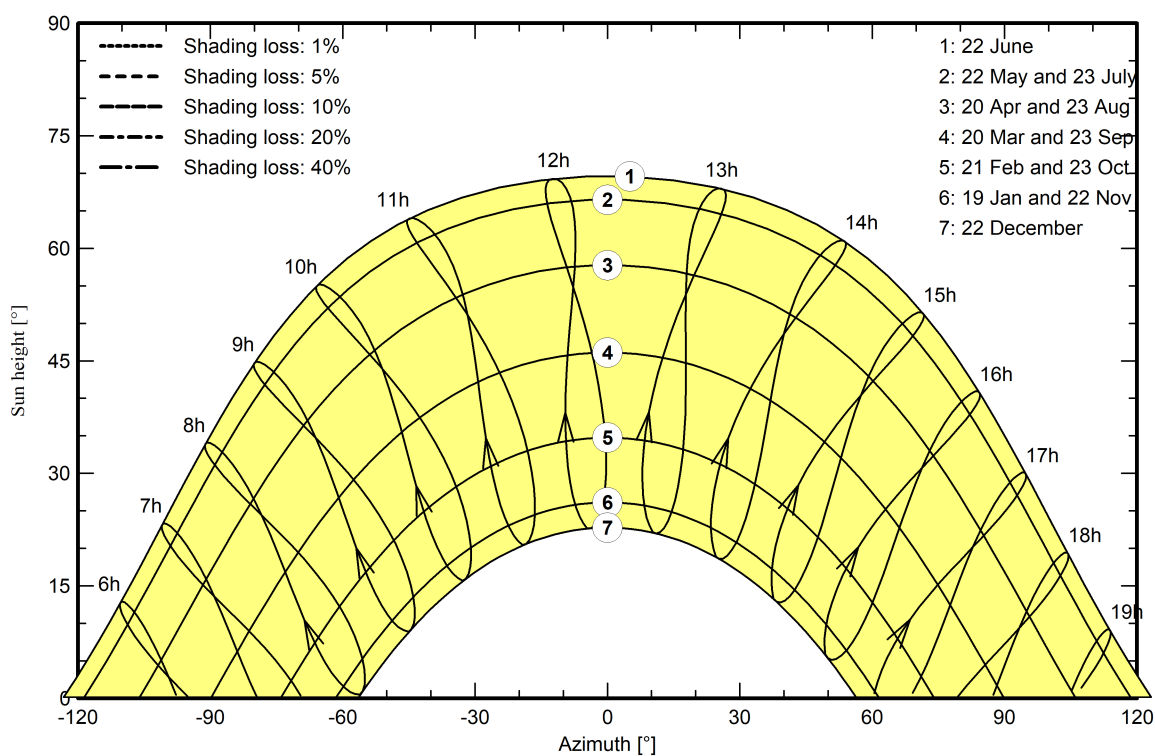
Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1





Main results

System Production

Produced Energy

9629880 kWh/year

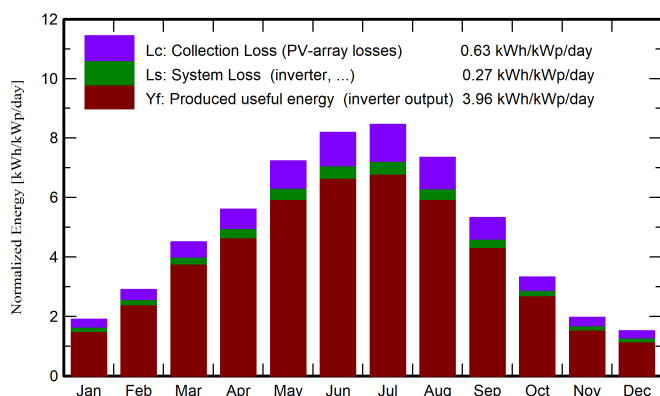
Specific production

1446 kWh/kWp/year

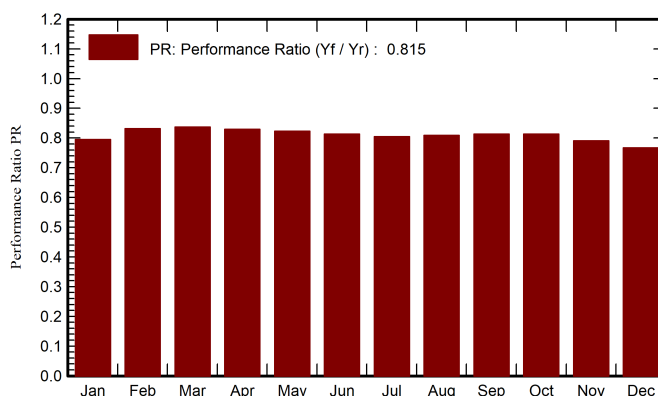
Performance Ratio PR

81.46 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	ratio
January	48.3	26.14	5.30	58.8	52.3	340049	311041	0.795
February	65.8	32.01	6.46	81.1	74.3	481299	449115	0.831
March	113.8	53.93	10.22	139.5	129.9	827769	777823	0.837
April	138.1	61.78	13.57	168.2	158.0	991784	929187	0.830
May	184.0	85.25	17.93	224.0	211.2	1306055	1228002	0.824
June	202.2	83.65	22.63	245.7	232.4	1414633	1330422	0.813
July	209.7	77.73	25.56	262.0	248.3	1492375	1404135	0.805
August	182.0	73.92	25.18	227.7	215.2	1301544	1226743	0.809
September	128.3	54.43	19.94	159.8	149.5	921186	865460	0.814
October	83.8	39.83	15.89	103.0	94.9	597409	557816	0.813
November	48.8	27.88	10.70	59.1	53.2	339520	311052	0.791
December	38.9	23.04	6.50	46.8	41.2	265757	239084	0.767
Year	1443.5	639.59	15.04	1775.7	1660.3	10279379	9629880	0.815

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

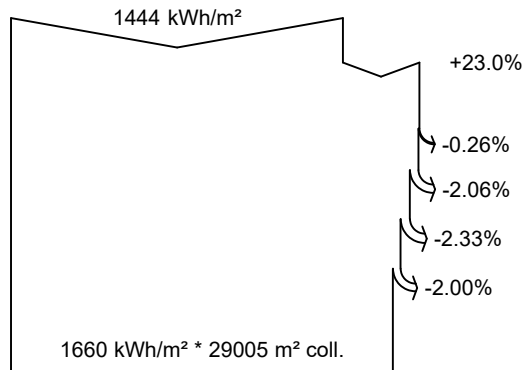
PR Performance Ratio

**PVsyst V7.3.2**

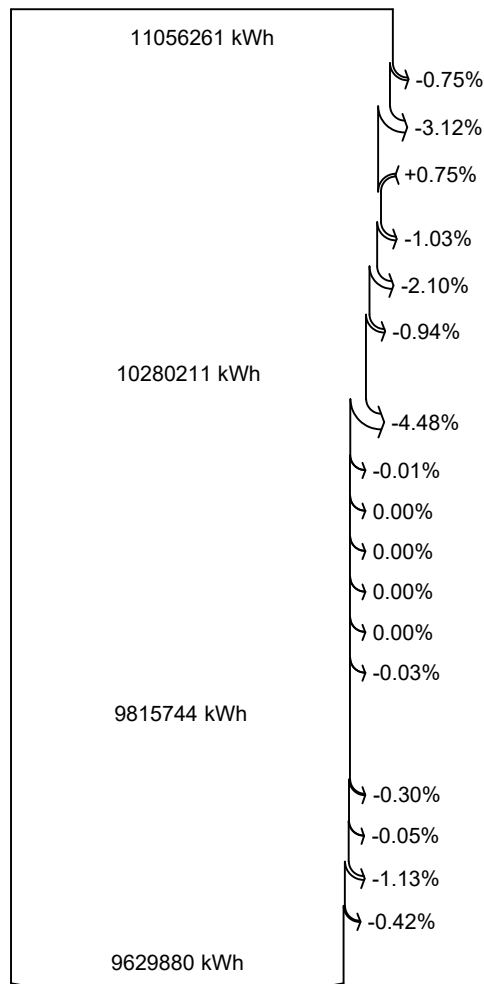
VC0, Simulation date:
23/04/24 16:33
with v7.3.2

Project: Altopascio_1
Variant: Nuova variante di simulazione

GSB Consulting Srl (Italy)

Loss diagram

efficiency at STC = 22.96%

**Global horizontal irradiation****Global incident in coll. plane**

Far Shadings / Horizon

Near Shadings: irradiance loss

IAM factor on global

Soiling loss factor

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

LID - Light induced degradation

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

Available Energy at Inverter Output

Auxiliaries (fans, other)

AC ohmic loss

Medium voltage transfo loss

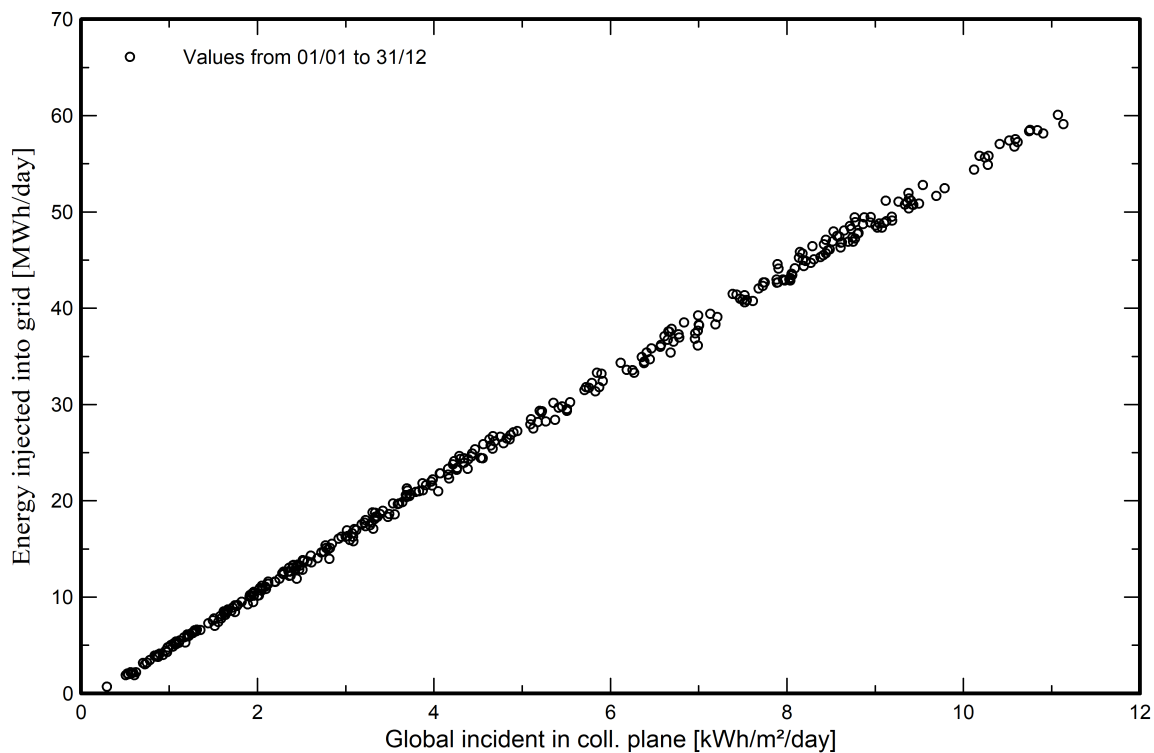
MV line ohmic loss

Energy injected into grid

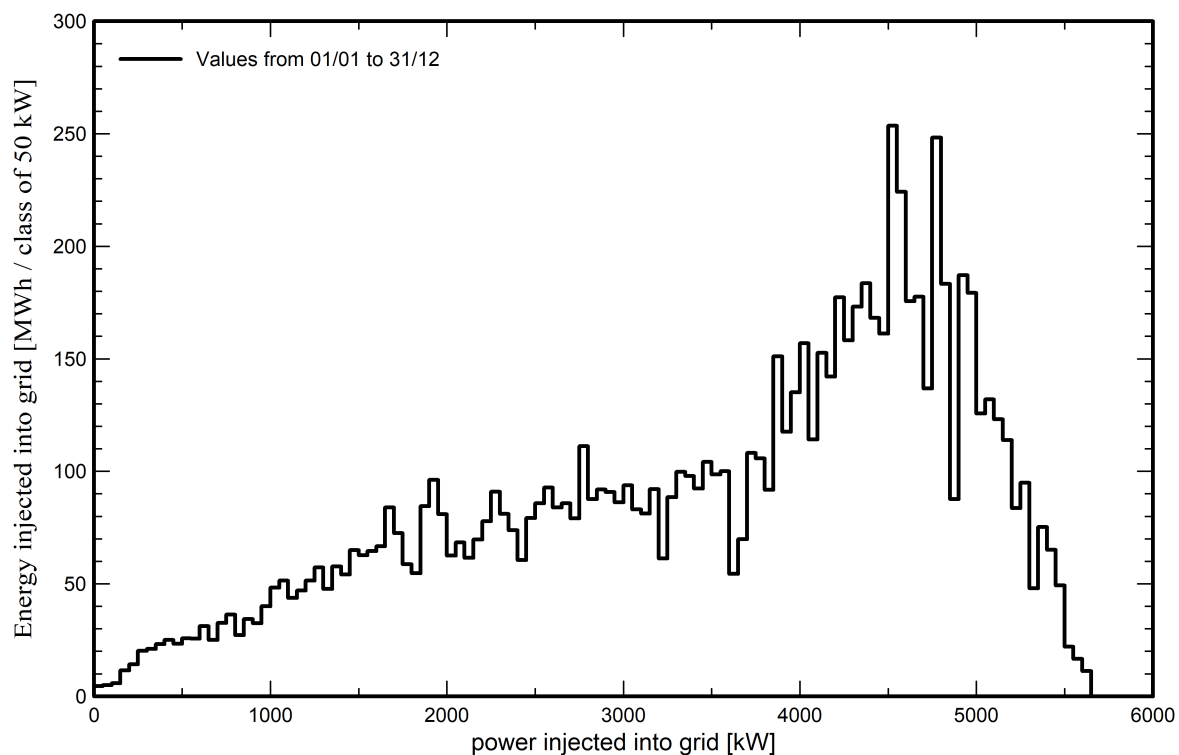


Predef. graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema

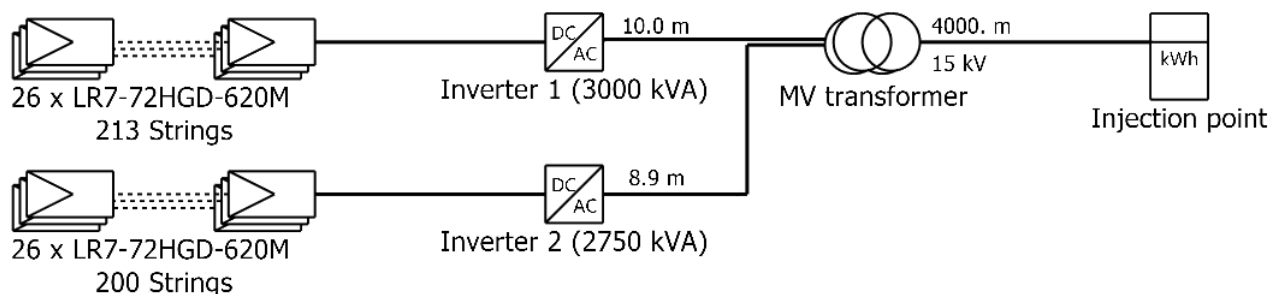




PVsyst V7.3.2

VC0, Simulation date:
23/04/24 16:33
with v7.3.2

Single-line diagram



PV module	LR7-72HGD-620M
Inverter 1	Sunny Central 3000-EV
Inverter 2	Sunny Central 2750-EV
String	26 x LR7-72HGD-620M

Altopascio_1

GSB Consulting Srl
(Italy)

VC0 : Nuova variante di simulazione

23/04/24

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Altopascio_2

Variant: Nuova variante di simulazione

Trackers single array, with backtracking

System power: 13.32 MWp

Gigioni - Italy

Autore

GSB Consulting Srl (Italy)



PVsyst V7.3.2

VC0, Simulation date:
23/04/24 16:38
with v7.3.2

GSB Consulting Srl (Italy)

Project summary

Geographical Site

Gigioni

Italy

Situation

Latitude 43.82 °N

Longitude 10.64 °E

Altitude 16 m

Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Meteo data

Gigioni

Meteonorm 8.1 (1991-2013), Sat=44% - Sintetico

System summary

Grid-Connected System

Trackers single array, with backtracking

PV Field Orientation

Orientation

Tracking plane, horizontal N-S axis

Axis azimuth 20 °

Tracking algorithm

Astronomic calculation

Backtracking activated

Near Shadings

Linear shadings

Diffuse shading Automatic

System information

PV Array

Nb. of modules

21476 units

Pnom total

13.32 MWp

Inverters

Nb. of units

4 units

Pnom total

11.50 MWac

Pnom ratio

1.158

User's needs

Unlimited load (grid)

Results summary

Produced Energy	19047372 kWh/year	Specific production	1431 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	80.63 %
-----------------	-------------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

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



PVsyst V7.3.2

VC0, Simulation date:
23/04/24 16:38
with v7.3.2

GSB Consulting Srl (Italy)

General parameters

Grid-Connected System

PV Field Orientation

Orientation

Tracking plane, horizontal N-S axis

Axis azimuth 20 °

Models used

Transposition Perez

Diffuse Perez, Meteonorm

Circumsolar separate

Horizon

Average Height 1.8 °

Trackers single array, with backtracking

Tracking algorithm

Astronomic calculation

Backtracking activated

Backtracking array

Nb. of trackers 20 units

Single array

Sizes

Tracker Spacing 8.50 m

Collector width 4.78 m

Ground Cov. Ratio (GCR) 56.3 %

Phi min / max. -/+ 55.0 °

Backtracking strategy

Phi limits for BT -/+ 55.6 °

Backtracking pitch 8.50 m

Backtracking width 4.78 m

Near Shadings

Linear shadings

Diffuse shading Automatic

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

Array #1 - Campo FV_1

PV module

Manufacturer Longi

Model LR7-72HGD-620M

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power 620 Wp

Number of PV modules 11362 units

Nominal (STC) 7044 kWp

Modules 437 Strings x 26 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 6551 kWp

U mpp 1073 V

I mpp 6106 A

Array #2 - Campo FV_2

PV module

Manufacturer Longi

Model LR7-72HGD-620M

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power 620 Wp

Number of PV modules 10114 units

Nominal (STC) 6271 kWp

Modules 389 Strings x 26 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 5832 kWp

U mpp 1073 V

I mpp 5435 A

Inverter

Manufacturer SMA

Model Sunny Central 3000-EV

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power 3000 kWac

Number of inverters 2 units

Total power 6000 kWac

Operating voltage 956-1425 V

Pnom ratio (DC:AC) 1.17

Inverter

Manufacturer SMA

Model Sunny Central 2750-EV

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power 2750 kWac

Number of inverters 2 units

Total power 5500 kWac

Operating voltage 875-1425 V

Pnom ratio (DC:AC) 1.14



PVsyst V7.3.2

VC0, Simulation date:
23/04/24 16:38
with v7.3.2

GSB Consulting Srl (Italy)

PV Array Characteristics

Total PV power

Nominal (STC) 13315 kWp
Total 21476 modules
Module area 58011 m²

Total inverter power

Total power 11500 kWac
Number of inverters 4 units
Pnom ratio 1.16

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 2.0 %

Thermal Loss factor

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

Serie Diode Loss

Voltage drop 0.7 V
Loss Fraction 0.1 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 2.0 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.8 %

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	0.403	0.000

DC wiring losses

Global wiring resistance 1.5 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #1 - Campo FV_1

Global array res. 2.9 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #2 - Campo FV_2

Global array res. 3.2 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

System losses

Auxiliaries loss

Proportionnal to Power 3.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 655 Vac tri
Loss Fraction 0.05 % at STC

Inverters: Sunny Central 3000-EV, Sunny Central 2750-EV

Wire section (4 Inv.) Alu 4 x 3 x 2500 mm²
Average wires length 5 m

MV line up to Injection

MV Voltage 15 kV
Average each inverter
Wires Alu 3 x 240 mm²
Length 4000 m
Loss Fraction 0.74 % at STC



AC losses in transformers

MV transfo

Medium voltage

15 kV

One transfo parameters

Nominal power at STC

3.18 MVA

Iron Loss (24/24 Connexion)

2.86 kVA

Iron loss fraction

0.09 % at STC

Copper loss

35.16 kVA

Copper loss fraction

1.11 % at STC

Coils equivalent resistance

3 x 1.49 mΩ

Operating losses at STC (full system)

Nb. identical MV transfos

4

Nominal power at STC

12.71 MVA

Iron loss (24/24 Connexion)

11.44 kVA

Copper loss

140.62 kVA



Horizon definition

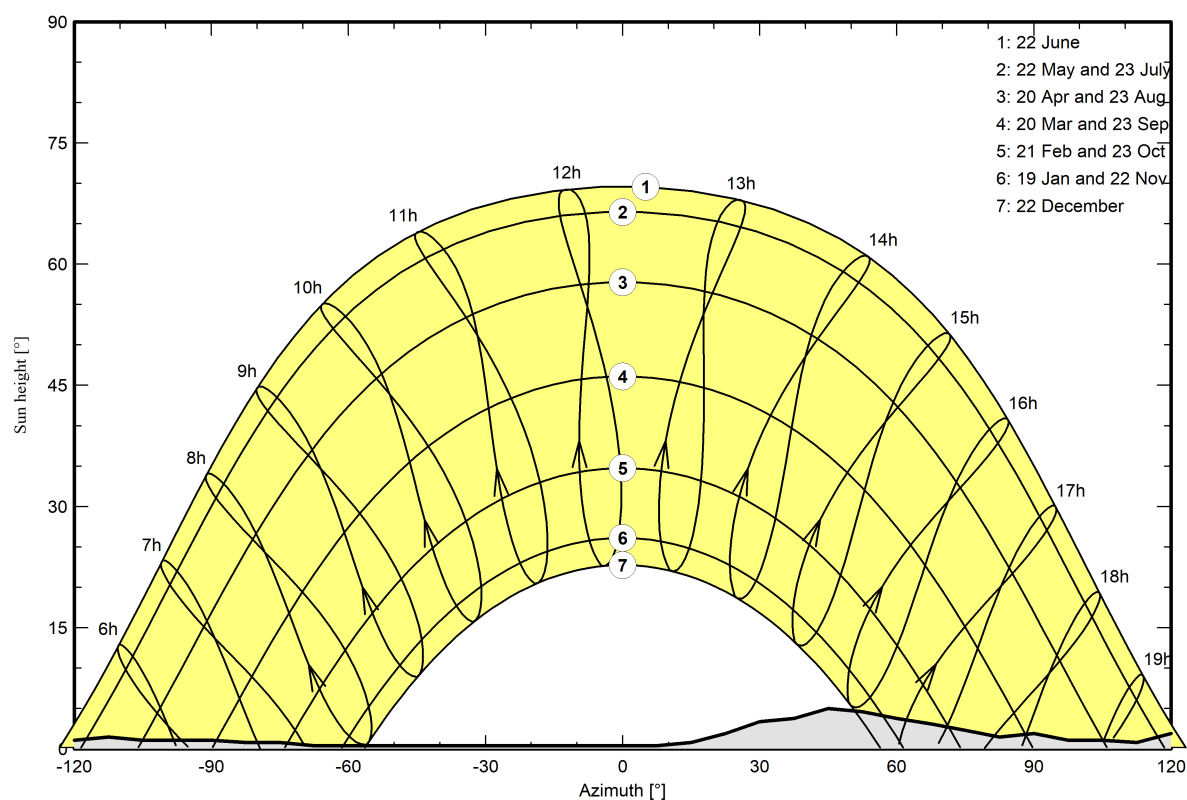
Horizon from PVGIS website API, Lat=43°48'56", Long=10°38'34", Alt=13m

Average Height	1.8 °	Albedo Factor	0.89
Diffuse Factor	0.97	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-135	-128	-120	-113	-105	-90	-83
Height [°]	3.1	3.1	2.3	2.7	2.7	2.3	1.5	1.5	1.1	1.5	1.1	1.1	0.8
Azimuth [°]	-75	-68	8	15	23	30	38	45	53	60	68	75	83
Height [°]	0.8	0.4	0.4	0.8	1.9	3.4	3.8	5.0	4.6	3.8	3.1	2.3	1.5
Azimuth [°]	90	98	105	113	120	128	135	143	150	158	165	173	180
Height [°]	1.9	1.1	1.1	0.8	1.9	2.3	2.7	2.3	2.3	3.4	3.8	3.8	3.1

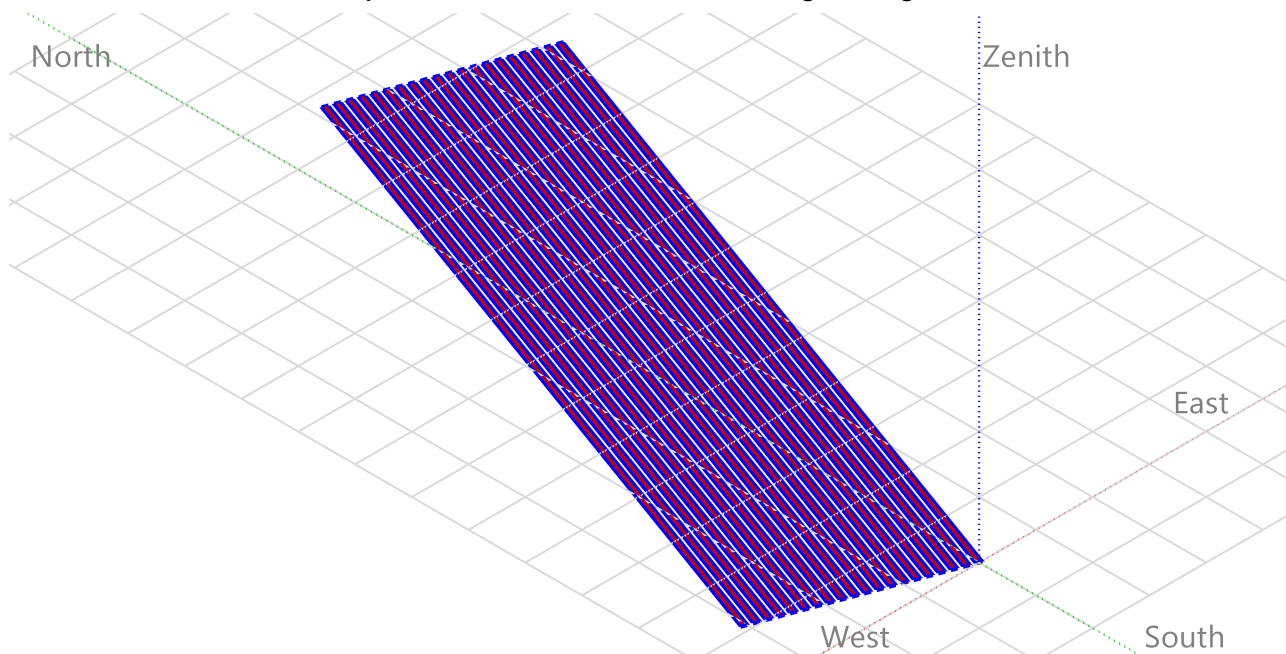
Sun Paths (Height / Azimuth diagram)





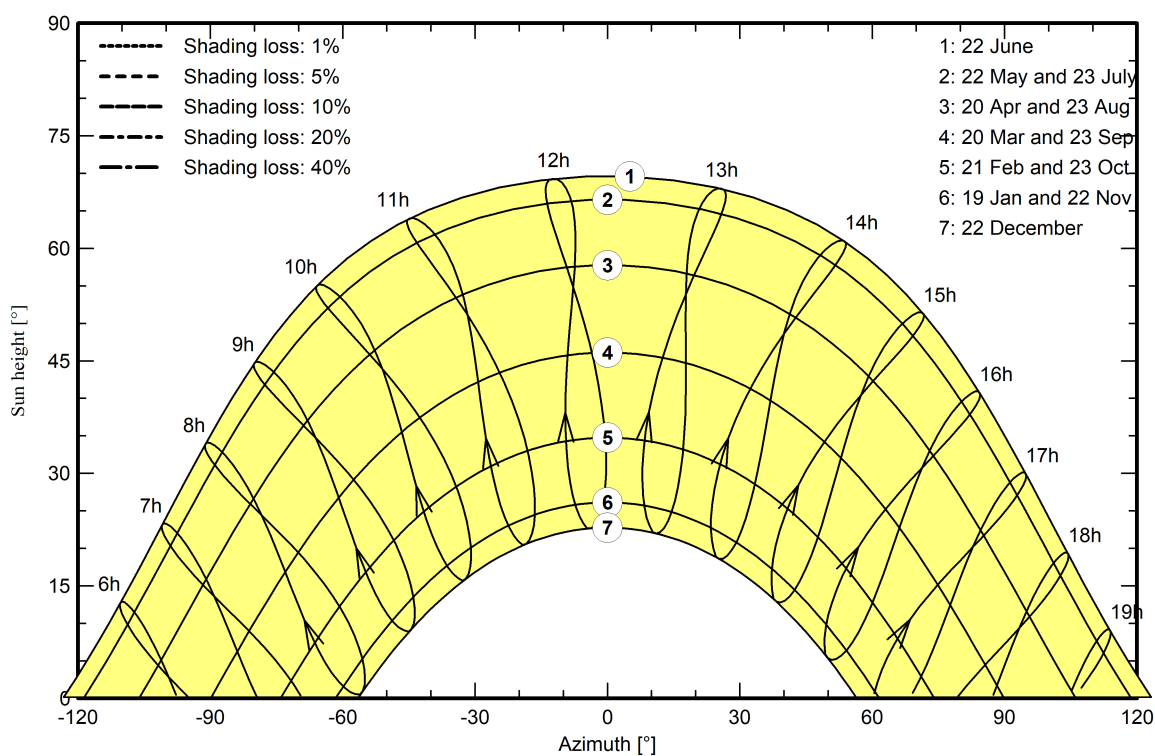
Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1





Main results

System Production

Produced Energy

19047372 kWh/year

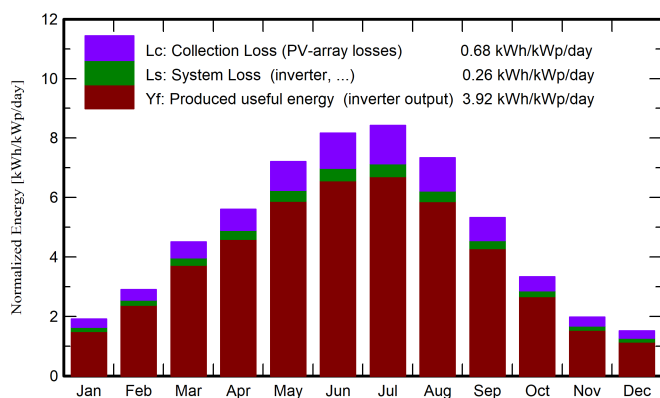
Specific production

1431 kWh/kWp/year

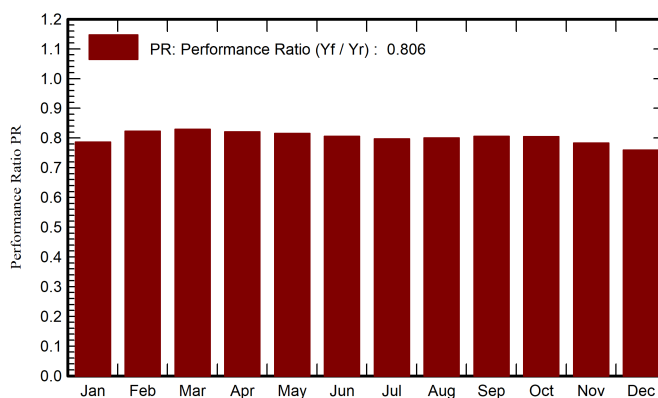
Performance Ratio PR

80.63 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	ratio
January	48.3	26.14	5.30	59.2	52.7	677533	620196	0.787
February	65.8	32.01	6.46	81.1	74.3	951938	888379	0.823
March	113.8	53.93	10.22	139.6	130.0	1640100	1541429	0.829
April	138.1	61.78	13.57	168.0	157.7	1960399	1837008	0.821
May	184.0	85.25	17.93	223.6	210.7	2580267	2426477	0.815
June	202.2	83.65	22.63	244.9	231.7	2792238	2626503	0.805
July	209.7	77.73	25.56	261.2	247.5	2946143	2772503	0.797
August	182.0	73.92	25.18	227.3	214.7	2571348	2424075	0.801
September	128.3	54.43	19.94	159.7	149.4	1822413	1712536	0.806
October	83.8	39.83	15.89	103.3	95.1	1184693	1106266	0.804
November	48.8	27.88	10.70	59.2	53.3	673093	617019	0.783
December	38.9	23.04	6.50	46.9	41.3	527529	474981	0.760
Year	1443.5	639.59	15.04	1774.1	1658.3	20327694	19047372	0.806

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

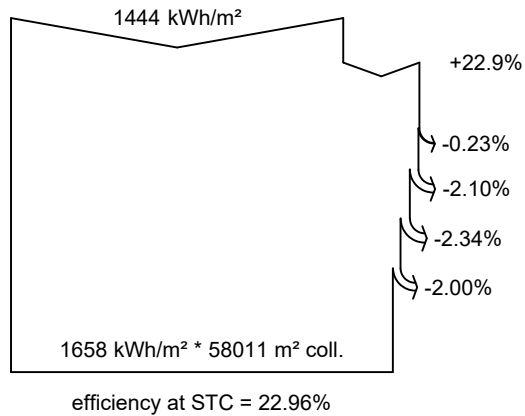
EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

PR Performance Ratio



Loss diagram



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

Far Shadings / Horizon

Near Shadings: irradiance loss

IAM factor on global

Soiling loss factor

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

LID - Light induced degradation

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

Available Energy at Inverter Output

Auxiliaries (fans, other)

AC ohmic loss

Medium voltage transfo loss

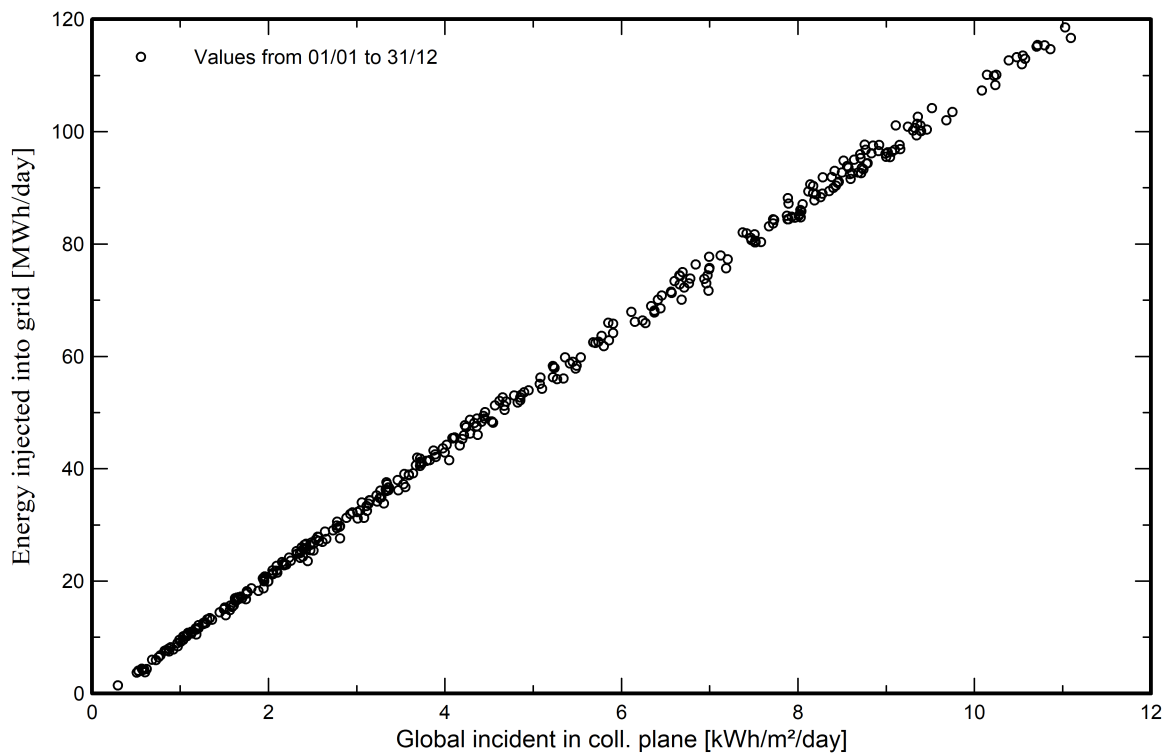
MV line ohmic loss

Energy injected into grid

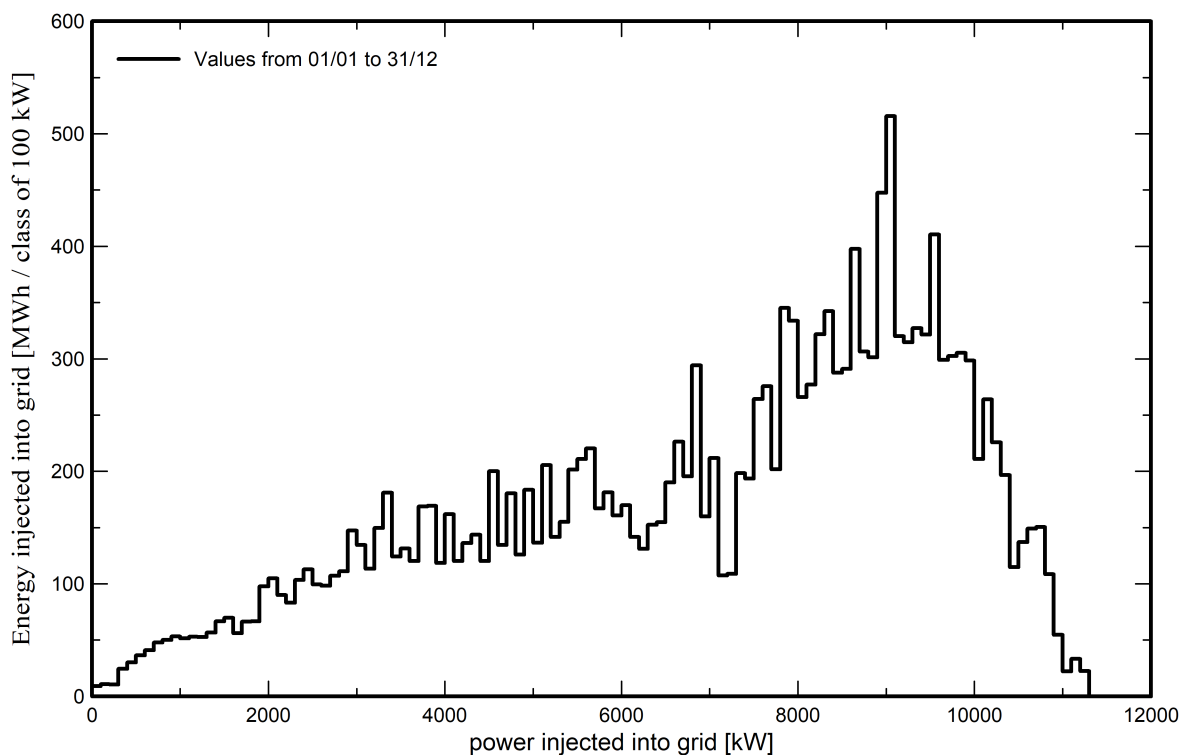


Predef. graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema

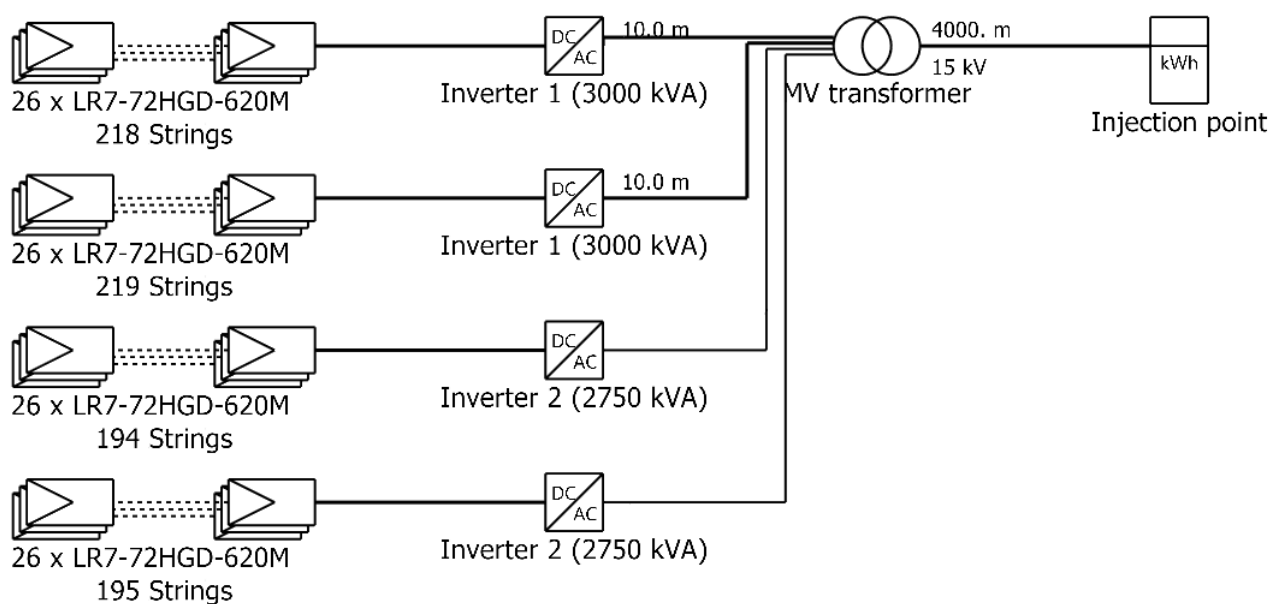




PVsyst V7.3.2

VC0, Simulation date:
23/04/24 16:38
with v7.3.2

Single-line diagram



PV module	LR7-72HGD-620M
Inverter 1	Sunny Central 3000-EV
Inverter 2	Sunny Central 2750-EV
String	26 x LR7-72HGD-620M

Altopascio_2

GSB Consulting Srl
(Italy)

VC0 : Nuova variante di simulazione

23/04/24