



Procedimento di Valutazione Impatto Ambientale ex art. 23 D.Lgs. 152/2006
e Autorizzazione Unica ex art. 12 D.Lgs. 387/2003

Progetto Parco Solare Fotovoltaico
Calapricello
Comune di Taranto (TA)

Calcolo producibilità e bilanci energetici
di sistema

REDATTO DA / WRITTEN BY

Carlotta Cannatà
Maurizio Vanti

APPROVATO DA / APPROVED BY

Marco Giannettoni

REVISIONE	N°	DATA/DATE
Prima emissione	00	Luglio 2022

Sommario

Sommario	2
1 INTRODUZIONE	3
2 RADIAZIONE SOLARE MEDIA ANNUA SUL SITO DI INSTALLAZIONE	3
3 CONFIGURAZIONE DI IMPIANTO	3
4 METODOLOGIA PER IL CALCOLO DELLE PERDITE DI SISTEMA.....	4
Perdite per ombreggiamento reciproco.....	5
Perdite per riflessione	5
Perdite per sporco sui moduli	5
Perdite per basso irraggiamento	5
Perdite per temperatura	6
Perdite per qualità modulo	6
Perdite per LID.....	6
Perdite per mismatch tra i moduli fotovoltaici	6
Perdite del sistema di conversione	6
Perdite ohmiche di cablaggio e perdite di trasformazione	6
Perdite per limitazione potenza in immissione.....	7
Degrado delle prestazioni dei moduli fotovoltaici	7
Perdite in media e alta tensione	7
5 STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ RISULTANTE	9
ALLEGATO 1	10

1 INTRODUZIONE

Lo scopo della presente relazione tecnica è quello di esporre la metodologia utilizzata per il calcolo della producibilità di un nuovo impianto fotovoltaico denominato “Parco Solare Fotovoltaico Calapricello” di potenza nominale complessiva di circa 70 MW_{dc}, da realizzarsi nel Comune di Taranto (TA).

2 RADIAZIONE SOLARE MEDIA ANNUA SUL SITO DI INSTALLAZIONE

La valutazione della radiazione solare è stata effettuata utilizzando il database internazionale PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System sviluppato dal Joint Research Centre della Comunità Europea) nella più recente versione (PVGIS 5), che raccoglie dati meteorologici storici sulla base di rilevamenti satellitari. L’attendibilità di PVGIS è internazionalmente riconosciuta, perciò i valori resi disponibili possono essere usati per l’elaborazione statistica ai fini della stima dei dati meteorologici per il sito in oggetto.

Nella figura seguente si riportano i dati meteorologici assunti per la valutazione della producibilità dell’impianto.

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C
Gennaio	70.5	26.30	11.38
Febbraio	69.8	33.12	10.46
Marzo	131.8	48.14	12.97
Aprile	145.6	71.58	14.52
Maggio	201.5	71.57	18.70
Giugno	215.7	75.08	21.94
Luglio	241.7	57.50	25.85
Agosto	206.5	57.77	26.43
Settembre	139.6	53.68	22.28
Ottobre	122.3	39.06	19.34
Novembre	82.3	27.07	14.43
Dicembre	53.8	25.03	11.12
Anno	1681.1	585.90	17.50

3 CONFIGURAZIONE DI IMPIANTO

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto fotovoltaico ubicato all’interno del Comune di Taranto (TA) in Località Calapricello adiacente alla strada Vicinale Pulsano – Monacizzo.

L’impianto fotovoltaico sarà connesso alla rete di distribuzione in alta tensione (AT) a 150 kV esercita da e-distribuzione, alla quale cederà l’intera produzione.

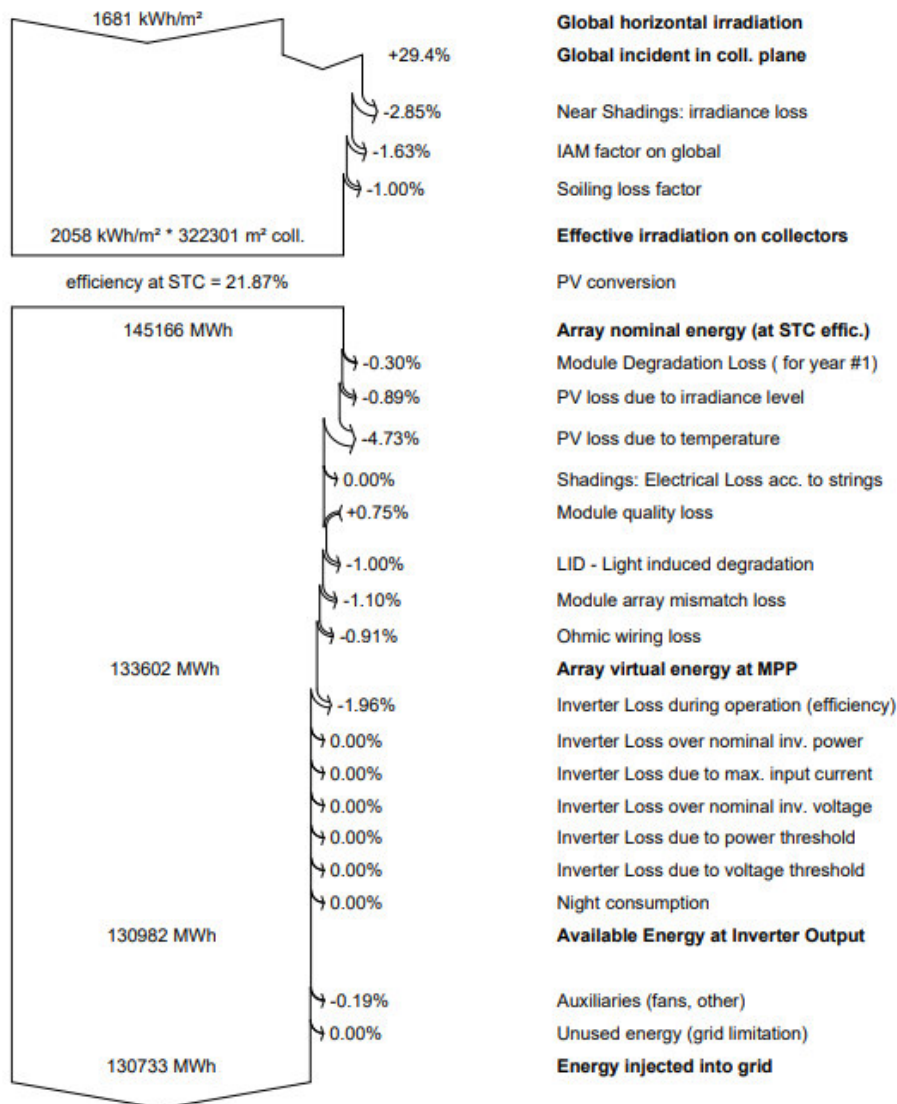
Per massimizzare la produzione, i moduli fotovoltaici saranno fissati a terra mediante strutture ad inseguimento monoassiale (trackers).

Il parco fotovoltaico avrà una potenza nominale complessiva installata pari a circa 70 MWp e sarà esercito in parallelo alla rete elettrica nazionale. La potenza massima in immissione sarà pari a 65 MW, con un rapporto DC/AC pari a circa 1,08.

4 METODOLOGIA PER IL CALCOLO DELLE PERDITE DI SISTEMA

La producibilità attesa dall'impianto è stata calcolata a partire dalla stima di radiazione solare ottenuta da PVGIS 5 e mediante una simulazione di dettaglio con il software PVSyst, riconosciuto come standard di riferimento a livello internazionale. La configurazione di impianto considerata è del tutto corrispondente alle scelte progettuali che riguardano l'architettura elettrica, la tecnologia di tracking, il layout previsto e le caratteristiche tecniche tipiche dei migliori componenti disponibili sul mercato per le rispettive tecnologie. La sola eccezione interessa le perdite dalla bassa all'alta tensione, che sono state calcolate senza l'ausilio del software poiché questo, nella versione utilizzata per la simulazione, non comprende il calcolo delle perdite per l'alta tensione.

A partire dai valori orari contenuti nel TMY di PVGIS 5, PVSyst è in grado di calcolare la radiazione incidente ora per ora sul piano dei moduli, in considerazione dell'effettivo layout di impianto e della logica di inseguimento con backtracking.



Nel seguito vengono brevemente descritte le componenti di perdita più rilevanti per la stima della producibilità di impianto, così come vengono calcolate dal software utilizzato a questo scopo.

Perdite per ombreggiamento reciproco

Le perdite per ombreggiamento reciproco fra le fila di inseguitori sono funzione della geometria di disposizione in campo del generatore fotovoltaico e di eventuali ostacoli ravvicinati che possono ridurre anche sensibilmente le ore di sole nell'arco delle giornate, soprattutto in inverno quando il sole si mantiene mediamente più basso sull'orizzonte.

Questo tipo di perdite sono state valutate attraverso la simulazione via software considerando un distanziamento tra le fila pari a 9 m di interasse.

Considerando che la logica di inseguimento con backtracking evita sistematicamente l'ombreggiamento reciproco delle fila per quando riguarda la componente di radiazione direttamente incidente sul piano dei moduli, le sole componenti affette da questo tipo di perdita sono quelle relative alla radiazione diffusa e riflessa dal terreno (albedo).

La perdita stimata è di circa il 3%.

Perdite per riflessione

Le perdite per riflessione sono dovute alla diminuzione della radiazione che raggiunge realmente la superficie delle celle fotovoltaiche, rispetto alla radiazione con incidenza normale. Questa diminuzione è dovuta principalmente alle riflessioni sul vetro di copertura e aumenta con l'angolo di incidenza.

Questo deficit per riflessione è sostanzialmente funzione dell'angolo di incidenza, secondo la seguente espressione:

$$\eta = 1 - b_0 \cdot (1/\cos(i) - 1)$$

dove:

i = angolo di incidenza rispetto alla normale al piano

b₀ = fattore che dipende dal vetro di rivestimento del modulo

La perdita stimata è pari a circa il 1,6%.

Perdite per sporco sui moduli

Le perdite per l'accumulo di sporco sui moduli dipendono dalle caratteristiche dell'ambiente circostante, dalla piovosità in sito e dal piano di manutenzione implementato (lavaggio moduli). Non è facile stimare l'esatto valore di queste perdite, per l'analisi delle prestazioni si è deciso di utilizzare un valore prudenziale pari all'1%.

Perdite per basso irraggiamento

L'efficienza nominale dei moduli fotovoltaici è misurata in condizioni STC con irraggiamento pari a 1000 W/m², ma risulta variabile con lo stesso. Per celle con tecnologia in silicio cristallino la deviazione dell'efficienza può essere semplificata secondo la seguente espressione:

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

dove:

I = irraggiamento in W/m²

η_n = efficienza all'irraggiamento nominale di 1000 W/m².

Queste perdite sono rilevanti in condizioni meteorologiche medie annue caratterizzate da giornate con condizioni spesso differenti da quelle STC. Il software di simulazione ha calcolato queste perdite sulla base dei dati climatici del sito e delle caratteristiche I-V a diverso irraggiamento per un tipico modulo in silicio cristallino. Le perdite per basso irraggiamento sono state stimate in circa lo 0,9%.

Perdite per temperatura

Le perdite per temperatura sono legate alla diversa prestazione dei moduli in funzione della temperatura di cella di esercizio, come funzione dello scostamento dalla temperatura di riferimento in condizioni STC. Questo tipo di perdita può assumere segno inverso nel caso di temperature di esercizio inferiori ai 25 °C di cella, e rispetta la seguente funzione:

$$\eta = 1 + (T_{\text{CELL}} - 25) \cdot \gamma / 100$$

dove:

γ = coefficiente di temperatura P_{max} .

Queste perdite sono state stimate sulla base dei dati climatici del sito e risultano pari a circa il 4,7%.

Perdite per qualità modulo

Tale valore tiene in considerazione la tolleranza della potenza nominale del modulo fotovoltaico. Per raggiungere valori di performance ratio elevati si suppone di utilizzare moduli con tolleranza di potenza strettamente positiva.

Il modulo di riferimento utilizzato presenta un valore di +0,75%.

Perdite per LID

L'effetto LID (Light Induced Degradation) è una perdita di prestazioni dei moduli cristallini che si verifica nelle prime ore di esposizione alla radiazione solare. Potrebbe in particolare influire sulle prestazioni reali rispetto ai dati dei test finali forniti dai costruttori dei moduli fotovoltaici. La perdita è legata alla qualità della produzione del wafer e può essere stimata nell'ordine dell'1% sulla base di dati empirici.

Perdite per mismatch tra i moduli fotovoltaici

Le perdite per mismatch sono principalmente dovute alla naturale disomogeneità di prestazioni elettriche tra i vari moduli fotovoltaici dovuta alla tolleranza di produzione.

Perdite per mismatch fra le stringhe possono anche essere dovute al disallineamento del terreno, differenze di temperatura tra i moduli, differenza di inclinazione o azimut.

Sulla base di dati empirici, per la seguente simulazione si è stimata una perdita pari a circa l'1%.

Perdite del sistema di conversione

Sono dovute alla curva di efficienza dei convertitori DC/AC in funzione della potenza erogata e della tensione di esercizio in ingresso. La stima dipende dal modello di convertitore utilizzato e dalle effettive condizioni di esercizio. Le perdite possono essere stimate in relazione al valore dell'efficienza europea della macchina impiegata.

L'inverter utilizzato nel modello come riferimento è del tipo ad alta efficienza, con valore di targa superiore al 98%. Sono state stimate perdite di conversione pari a circa l'2%.

Perdite ohmiche di cablaggio e perdite di trasformazione

Le perdite ohmiche di cablaggio DC possono essere contenute al di sotto dello 0,5% con alcune accortezze per quanto riguarda la disposizione in campo degli inverter e la scelta della sezione dei cavi di stringa.

Le perdite ohmiche AC sono più rilevanti considerando la maggiore lunghezza dei circuiti in bassa tensione e sono state stimate in circa l'1%. In fase di installazione sarà buona norma minimizzare le cadute di tensione con un corretto dimensionamento dei cavi, così come limitare le resistenze di contatto di ogni connessione.

Perdite per limitazione potenza in immissione

A causa della peculiarità intrinseca del profilo di generazione del fotovoltaico, è buona prassi sovradimensionare la potenza DC installata in campo rispetto alla potenza nominale AC erogabile in rete, al fine di incrementare la quantità complessiva di energia prodotta dall'impianto. Pur contribuendo globalmente all'aumento della quantità di energia immessa in rete, in condizioni meteorologiche particolarmente favorevoli nelle ore centrali della giornata può essere necessario limitare la potenza di picco erogabile dal campo fotovoltaico affinché non superi la soglia di potenza ammessa in immissione. In queste situazioni si rende necessario quindi abbandonare transitoriamente la modalità di controllo in MPPT, fino a che la potenza massima erogabile dal campo scende nuovamente al di sotto della soglia ammessa.

Per l'impianto in oggetto è stato definito un rapporto DC/AC pari a 1,08 tra potenza installata in campo in condizioni STC e potenza massima ammessa in immissione. Sulla base delle condizioni climatiche tipiche del sito non si stimano perdite per limitazione di potenza.

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 uniforme: nel primo anno di esposizione la perdita è maggiore fino a stabilizzarsi con un degrado pressoché lineare negli anni seguenti. La tipologia di moduli utilizzati per effettuare la simulazione presenta una garanzia sulla produzione massima al primo anno d'esercizio del 97% e un decadimento annuo successivo di circa 0,5%.

Per la simulazione è stato utilizzato un andamento lineare con fattore di degrado medio annuo pari allo 0,5%.

Perdite in media e alta tensione

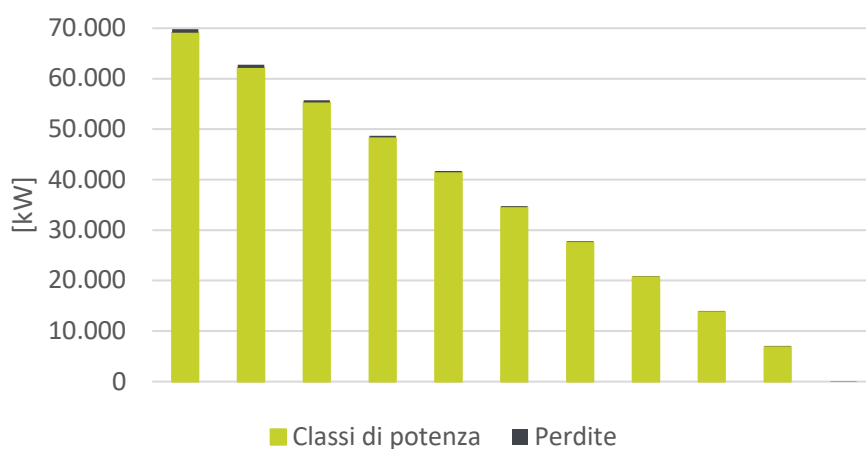
Il collegamento alla RTN dell'impianto fotovoltaico di Calapricello sarà realizzato mediante quattro dorsali realizzate in cavo interrato in media tensione a 30 kV aventi ognuna una lunghezza di circa 4 km, una stazione di elevazione MT/AT equipaggiata con un trasformatore 150/30 kV da 65 MVA ed un breve tratto di cavidotto in alta tensione a 150 kV atto a raggiungere lo stallo utente all'interno della CP "Lizzano".

Il software PVsyst, come detto, è in grado di modellare in maniera dettagliata tutta la parte in BT del parco fotovoltaico ma non fornisce gli strumenti adattati per simulare in maniera appropriata il funzionamento delle sezioni di impianto in media ed alta tensione. D'altra parte simulare le perdite di questa parte di impianto è essenziale in quanto la remunerabilità dell'impianto deve essere valutata al punto di interconnessione con la RTN. Per questo motivo, le perdite MT ed AT dell'intero sistema di interconnessione sono state valutate utilizzando il software ETAP, specifico per la modellizzazione di questa tipologia di impianti. Le perdite così calcolate sono state poi aggiunte a quelle precedentemente calcolate per la sezione BT. Quando si valutano le perdite è necessario tenere in conto questa non linearità causata dalla relazione quadratica esistente tra il valore della corrente e le perdite per effetto Joule; non è quindi possibile applicare un valore percentuale di perdite MT ed AT costante per tutti i livelli di carico. Per questa ragione si è provveduto a raggruppare le ore di funzionamento dell'impianto in dieci fasce corrispondenti ai dieci diversi livelli di carico (aventi un passo pari al 10% della potenza installata degli inverter) e successivamente, per ciascuna classe, si è provveduto a calcolare le perdite in termini di ore di funzionamento equivalente.

La potenza assorbita dai carichi ausiliari è stimata pari a 50 kW in tutte le condizioni di funzionamento.

La tabella sottostante rappresenta la suddivisione in classi di potenza, per ciascuna delle quali è stata calcolata la perdita corrispondente, ipotizzando per semplicità un $\cos(\varphi)$ pari a 1 al punto di consegna.

Classi kW	Perdite [kW] $\cos(\varphi) = 1$
69076	734
62160	595
55272	472
48356	363
41440	267
34552	187
27636	120
20720	69
13804	31
6916	9
0	2



Considerando la frequenza oraria su base annua per ogni classe, le perdite sul primo anno di funzionamento ammontano a circa 0,8%.

Primo anno di funzionamento			
Classi kW	Frequenza [h/y]	Perdite $\cos(\varphi) = 1$ [kW]	Perdite [kWh]
69076	1	734	734
62160	409	595	243.355
55272	699	472	329.928
48356	447	363	162.261
41440	462	267	123.354
34552	449	187	83.963
27636	288	120	34.560
20720	326	69	22.494
13804	416	31	12.896
6916	667	9	6.003
0	4596	2	9.192
TOTALE			1.028.740

	Produzione BT	Perdite	Produzione AT
kWh	130.732.300	1.028.740	129.703.560
%		0,79%	
kWh/kWp	1855	15	1840

Per quanto riguarda gli anni successivi, si può considerare una perdita percentuale costante pari a quella del primo anno. Tenendo conto che il degrado delle prestazioni dei moduli fotovoltaici avrà come conseguenza un aumento della frequenza di funzionamento per le classi di potenza inferiori a scapito delle classi maggiori, con questa assunzione la perdita risulta sovrastimata.

5 STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ RISULTANTE

Stabilita la disponibilità solare e le perdite d'impianto è stata calcolata la producibilità di energia elettrica annua tramite il software PVSyst. L'energia prodotta al primo anno risulta pari a 130 GWh e la produzione specifica è pari a 1855 MWh/MWp. In base ai parametri impostati per le relative perdite d'impianto, ai componenti scelti e alle condizioni meteorologiche del sito in esame, risulta un indice di rendimento (Performace Ratio) del 85,25% al primo anno.

Considerando un fattore di degrado medio annuo dello 0,6%, l'energia complessiva su una vita utile dell'impianto di 30 anni risulta essere pari ad oltre 3.900 GWh.

ALLEGATO 1
REPORT PVSYST

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Calapricello

Variant: Tracker-1500V-440Wp-PowerStation5MVA-Limitazione

Trackers single array, with backtracking

System power: 70.48 MWp

Marina di Pulsano - Italy

Author

Renegergica S.p.a. (Italy)



PVsyst V7.2.16

VCD, Simulation date:
23/12/20 09:25
with v6.8.8

Renergetica S.p.a. (Italy)

Project summary

Geographical Site		Situation		Project settings	
Marina di Pulsano		Latitude	40.37 °N	Albedo	0.20
Italy		Longitude	17.39 °E		
		Altitude	16 m		
		Time zone	UTC+1		
Meteo data					
Marina di Pulsano					
PVGIS: CMSAF, SARAH or NSRDB - TMY					

System summary

Grid-Connected System		Trackers single array, with backtracking			
Simulation for year no 1					
PV Field Orientation		Tracking algorithm		Near Shadings	
Orientation		Astronomic calculation		According to strings	
Tracking plane, horizontal N-S axis		Backtracking activated		Electrical effect	
Axis azimuth		0 °		80 %	
System information					
PV Array					
Nb. of modules	160188 units	Inverters		28 units	
Pnom total	70.48 MWp	Nb. of units		70.00 MWac	
		Pnom total		65.80 MWac	
		Grid power limit		1.071	
		Grid lim. Pnom ratio			
User's needs					
Unlimited load (grid)					

Results summary

Produced Energy	130733 MWh/year	Specific production	1855 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	85.25 %
-----------------	-----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Special graphs	8
CO ₂ Emission Balance	9

**PVsyst V7.2.16**

VCD, Simulation date:
23/12/20 09:25
with v6.8.8

Renergetica S.p.a. (Italy)

General parameters

Grid-Connected System		Trackers single array, with backtracking	
PV Field Orientation		Tracking algorithm	
Orientation		Astronomic calculation	
Tracking plane, horizontal N-S axis		Backtracking activated	
Axis azimuth	0 °		
		Backtracking array	
		Nb. of trackers	100 units
		Single array	
		Sizes	
		Tracker Spacing	9.00 m
		Collector width	4.02 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	44.6 %
		Phi min / max.	-/+ 55.0 °
		Backtracking strategy	
		Phi limits	+/- 63.4 °
		Backtracking pitch	9.00 m
		Backtracking width	4.02 m
Models used			
Transposition	Perez		
Diffuse	Imported		
Circumsolar	separate		
Horizon		Near Shadings	
Free Horizon		According to strings	
		Electrical effect	80 %
Grid power limitation		User's needs	
Active Power	65.80 MWac	Unlimited load (grid)	
Pnom ratio	1.071		

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Talesun Solar (suzhou)	Manufacturer	SMA
Model	TP6H72M(H)-440-L	Model	Sunny Central 2500-EV
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	440 Wp	Unit Nom. Power	2500 kWac
Number of PV modules	160188 units	Number of inverters	28 units
Nominal (STC)	70.48 MWp	Total power	70000 kWac
Modules	5721 Strings x 28 In series	Operating voltage	850-1425 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.01
Pmpp	63.57 MWp		
U mpp	1065 V		
I mpp	59678 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	70483 kWp	Total power	70000 kWac
Total	160188 modules	Number of inverters	28 units
Module area	322301 m ²	Pnom ratio	1.01
Cell area	290645 m ²		



PVsyst V7.2.16

VCD, Simulation date:
23/12/20 09:25
with v6.8.8

Renergetica S.p.a. (Italy)

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 1.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 29.0 W/m²KUv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 0.27 mΩ

Loss Fraction 1.3 % at STC

Serie Diode Loss

Voltage drop 0.7 V

Loss Fraction 0.1 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 1.0 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.8 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 1.1 % at MPP

Module average degradation

Year no 1

Loss factor 0.6 %/year

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0 %/year

Vmp RMS dispersion 0 %/year

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

System losses

Auxiliaries loss

constant (fans) 60.0 kW

60.0 kW from Power thresh.

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 550 Vac tri

Loss Fraction 0.00 % at STC

Inverter: Sunny Central 2500-EV

Wire section (28 Inv.) Copper 28 x 3 x 2000 mm²

Average wires length 0 m

AC losses in transformers

MV transfo

Grid voltage 30 kV

Operating losses at STC

Nominal power at STC 68995 kVA

Iron loss (night disconnect) 69.00 kW

Loss Fraction 0.10 % at STC

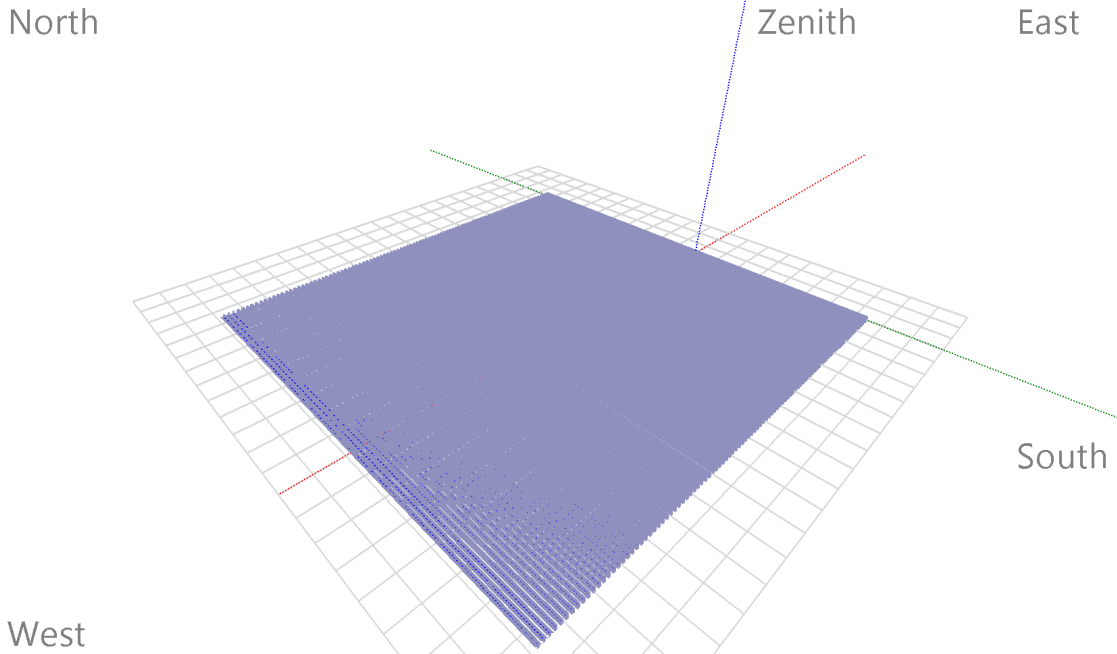
Coils equivalent resistance 3 x 0.05 mΩ

Loss Fraction 1.20 % at STC



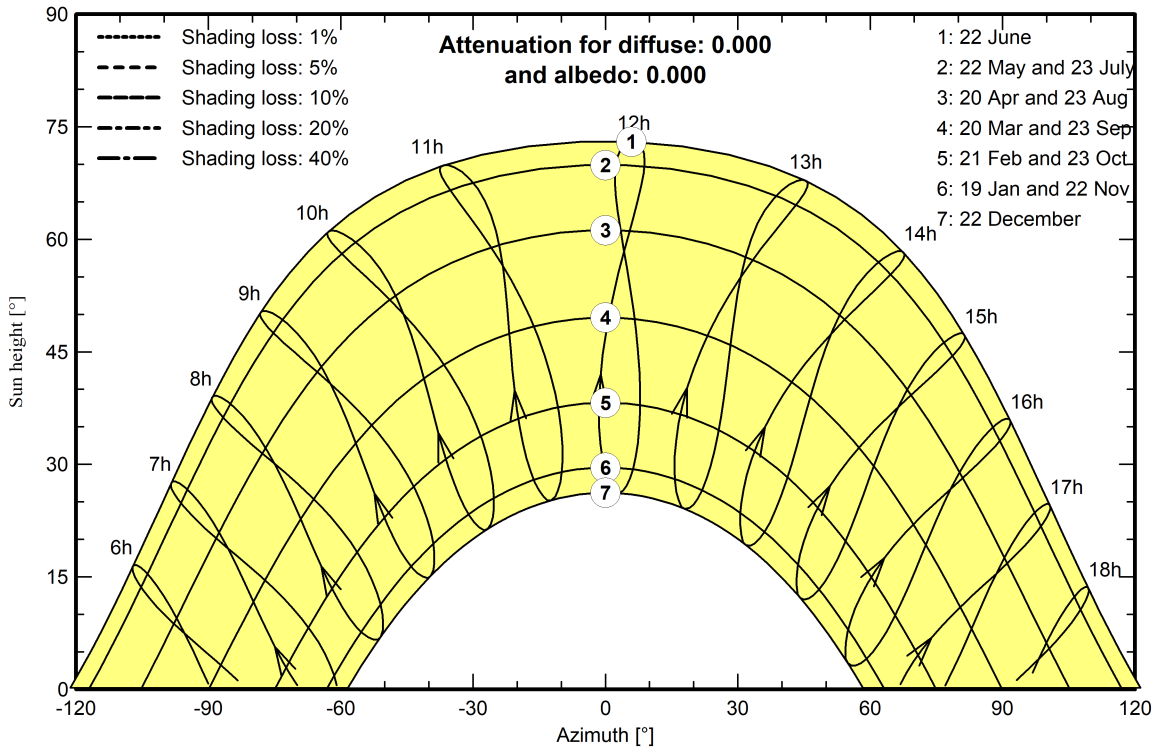
Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1





Main results

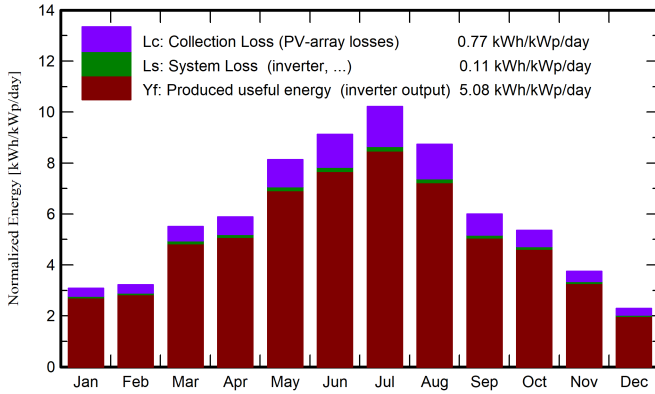
System Production

Produced Energy 130733 MWh/year

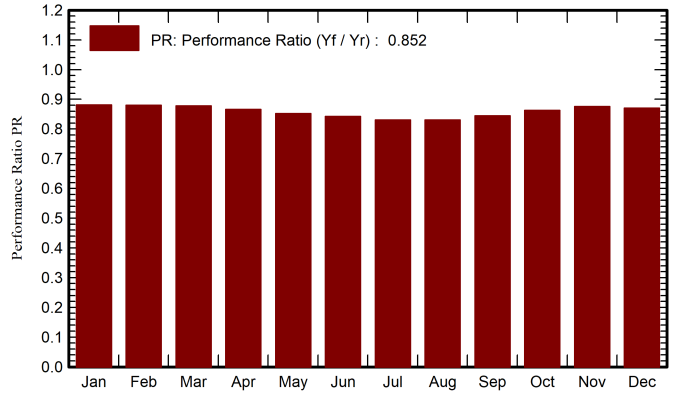
Specific production
Performance Ratio PR

1855 kWh/kWp/year
85.25 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

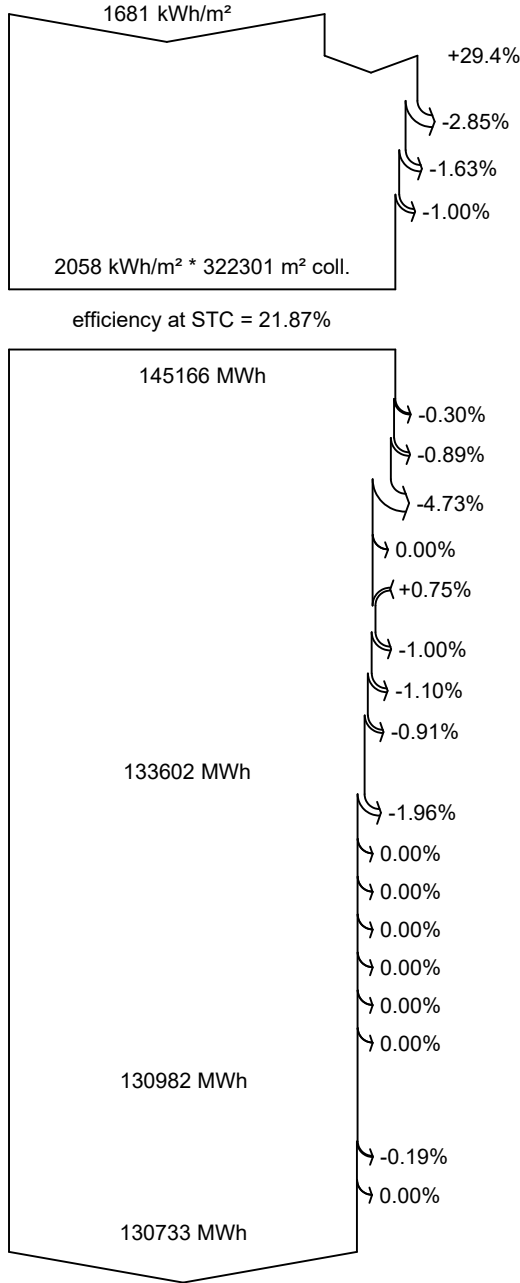
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	70.5	26.30	11.38	95.6	89.0	6078	5937	0.881
February	69.8	33.12	10.46	90.4	84.3	5742	5605	0.880
March	131.8	48.14	12.97	170.9	161.6	10814	10577	0.878
April	145.6	71.58	14.52	176.4	165.6	11005	10761	0.866
May	201.5	71.57	18.70	252.2	239.1	15472	15140	0.852
June	215.7	75.08	21.94	273.6	259.9	16595	16248	0.843
July	241.7	57.50	25.85	316.6	303.1	18913	18525	0.830
August	206.5	57.77	26.43	270.6	258.2	16162	15833	0.830
September	139.6	53.68	22.28	180.0	170.1	10950	10716	0.844
October	122.3	39.06	19.34	166.2	157.1	10321	10107	0.863
November	82.3	27.07	14.43	112.4	105.2	7094	6937	0.875
December	53.8	25.03	11.12	70.9	65.2	4458	4347	0.870
Year	1681.1	585.91	17.50	2175.8	2058.4	133602	130733	0.852

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

Near Shadings: irradiance loss

IAM factor on global

Soiling loss factor

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

Module Degradation Loss (for year #1)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Shadings: Electrical Loss acc. to strings

Module quality loss

LID - Light induced degradation

Module array mismatch loss

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)

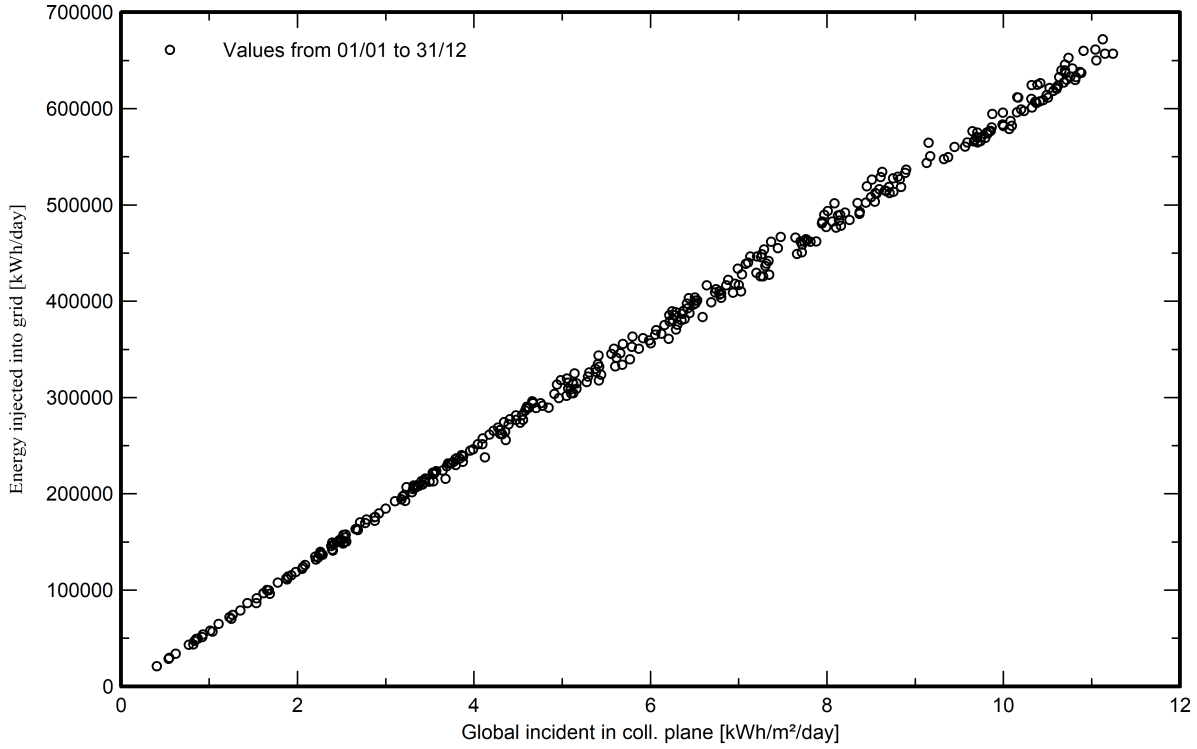
Unused energy (grid limitation)

Energy injected into grid

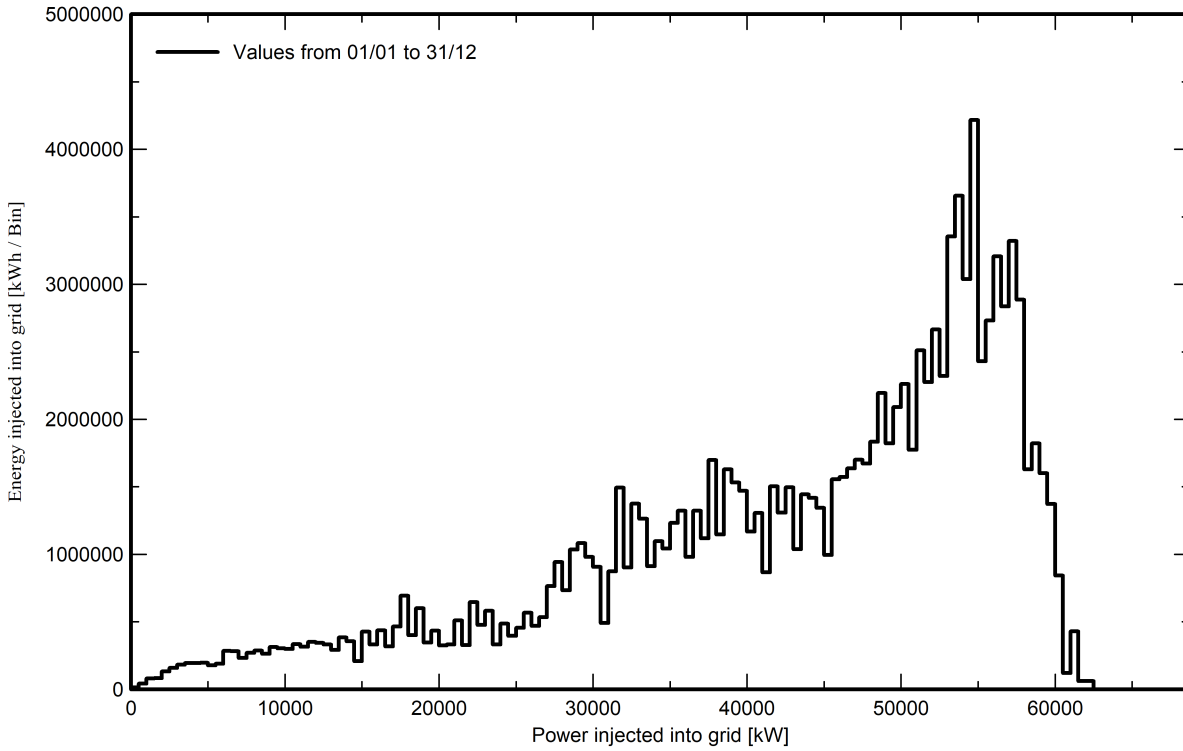


Special graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





CO₂ Emission Balance

Total: 1296131.3 tCO₂

Generated emissions

Total: 143322.79 tCO₂

Source: Detailed calculation from table below:

Replaced Emissions

Total: 1658996.7 tCO₂

System production: 130732.60 MWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 423 gCO₂/kWh

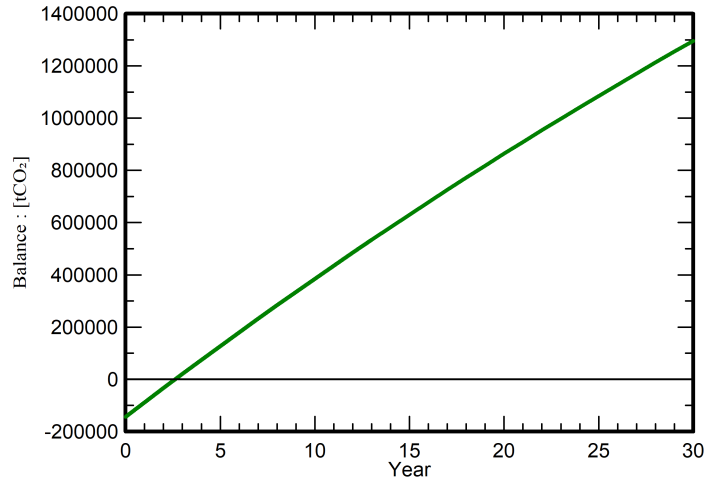
Source: IEA List

Country: Italy

Lifetime: 30 years

Annual degradation: 1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal [kgCO ₂]
Modules	1713 kgCO ₂ /kWp	70483 kWp	120717164
Supports	2.82 kgCO ₂ /kg	8009400 kg	22597801
Inverters	280 kgCO ₂ /units	28.0 units	7827