

**Impianto di produzione di energia elettrica da fonte
solare denominato “Armellino” avente
potenza di picco 41,164 MWp e
potenza in immissione 40 MW
situato nei Comuni di Sale (AL) e Tortona (AL)
con relative opere connesse nel Comune di
Castelnuovo Scrivia (AL),
in Provincia di Alessandria**

RELAZIONE ENERGETICA



18/03/24	00	Emissione finale	L.Ferrari	A.Vaschetti	F. Boni Castagnetti
Data	Rev.	Descrizione Emissione	Preparato	Verificato	Approvato
Logo Committente e Denominazione Commerciale 			ID Documento Committente CoD037_FV_BGR_00015_ RELAZIONE ENERGETICA		
Logo Appaltatore e Denominazione Commerciale Futuro Solare 1 S.r.L.			ID Documento Appaltatore		

File name: CoD062_FV_BGR_00040_Relazione energetica

	ID Documento Committente CoD037_FV_BGR_00015	Pagina 2 / 10
		Numero Revisione
		00

Sommario

1	Radiazione solare	4
2	Analisi energetica.....	6
	ALLEGATO: report simulazione PVsyst	10

1 Radiazione solare

La radiazione solare globale orizzontale incidente su un modulo esposto alla latitudine del sito in oggetto è determinata, come da normativa UNI 10349 e UNI 8477 e dai database dei principali enti di settore, e porta ai seguenti risultati:

Radiazione solare orizzontale mensile – kWh/m ²	Gen	43.3
	Feb	60.5
	Mar	114.4
	Apr	151.6
	Mag	189.3
	Giu	207.6
	Lug	221.8
	Ago	186.6
	Set	134.7
	Ott	80.4
	Nov	44.6
	Dic	37.3
Anno		1472.0

Altre fonti di dati sono disponibili da letteratura e sono state utilizzate in questa sede. Tra le principali quelle fornite da ENEA e da PVGIS.

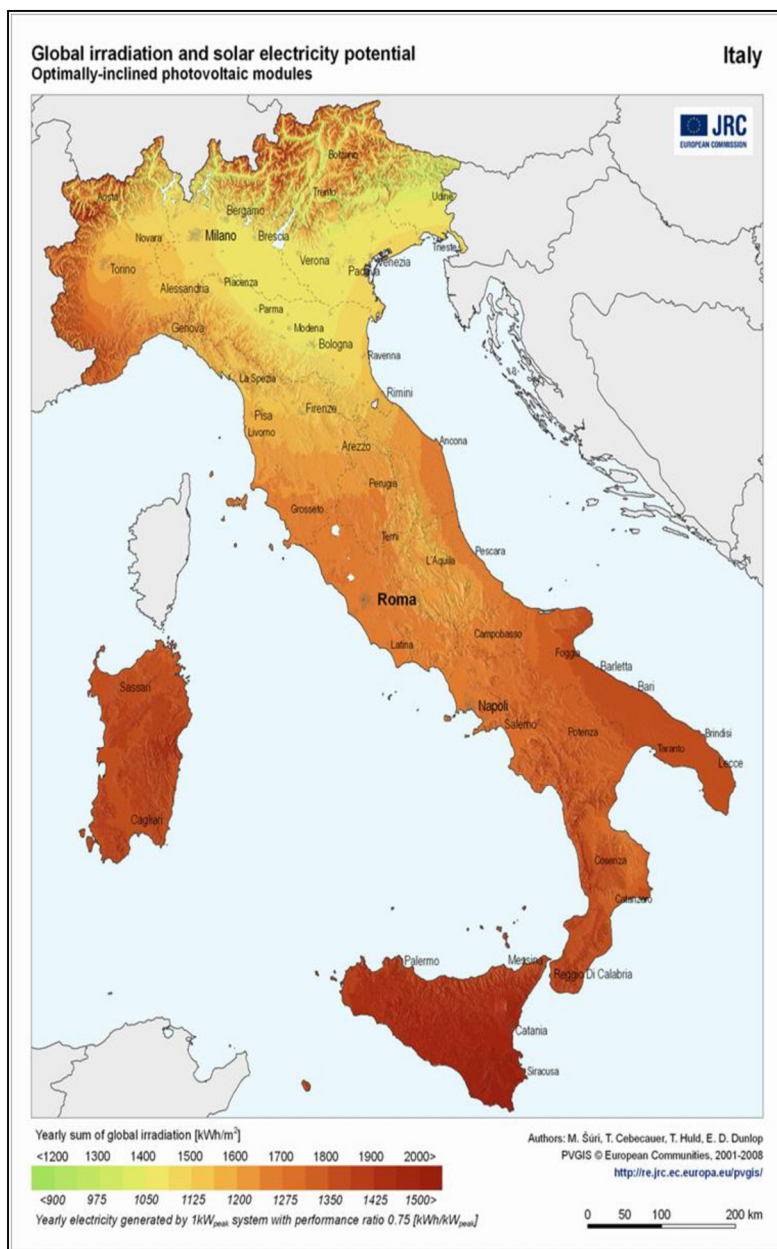


Figura 1: Irraggiamento annuo per una superficie inclinata secondo la migliore inclinazione nei diversi siti italiani, dati irraggiamento: JRC - Commissione Europea - Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) Sito internet <http://re.jrc.ec.europa.eu>

	ID Documento Committente CoD037_FV_BGR_00015	Pagina 6 / 10
		Numero Revisione
		00

2 Analisi energetica

Nella valutazione della potenzialità energetica dell'area si è fatto riferimento ad un tool di calcolo disponibile sul mercato, ovvero il software PVsyst V7.3.4.

Nota la risorsa disponibile sul sito dai dati statistici e stabilita la tipologia e la modalità di installazione dei moduli fotovoltaici, che in questo caso specifico consiste in una configurazione basata sull'inseguimento monoassiale, si può infatti procedere al calcolo dell'energia elettrica prodotta.

Sarebbe stato altresì possibile prevedere un'ulteriore soluzione a tracking totale, realizzando un impianto a tilt e azimuth variabili. Questi sistemi sono particolarmente desiderabili essendo forieri di notevoli incrementi di produzione su base annua. Presentano tuttavia numerosi inconvenienti, oltre ad un costo sensibilmente superiore rispetto alle soluzioni a configurazione ad inseguimento monoassiale. Essi, infatti, occupano uno spazio superiore a parità di potenza installata e, in virtù della movimentazione meccanica che aziona le strutture consentendo l'inseguimento, necessitano di fondazioni profonde e implicano la definizione di un accurato programma di manutenzione. Il meccanismo di inseguimento rischia poi di portare a diseconomie difficilmente sostenibili nel momento in cui dovessero manifestarsi guasti nell'ultima fase di vita dell'impianto. Per tutti questi motivi si è ritenuto che la soluzione con inseguitori monoassiali fosse la più idonea per il sito in questione.

I calcoli sono stati effettuati con riferimento all'impianto fotovoltaico, oggetto della proposta, avente potenza di picco installata pari a 41'164.2 kW_p e composto da 2178 stringhe elettriche da 27 moduli ciascuna.

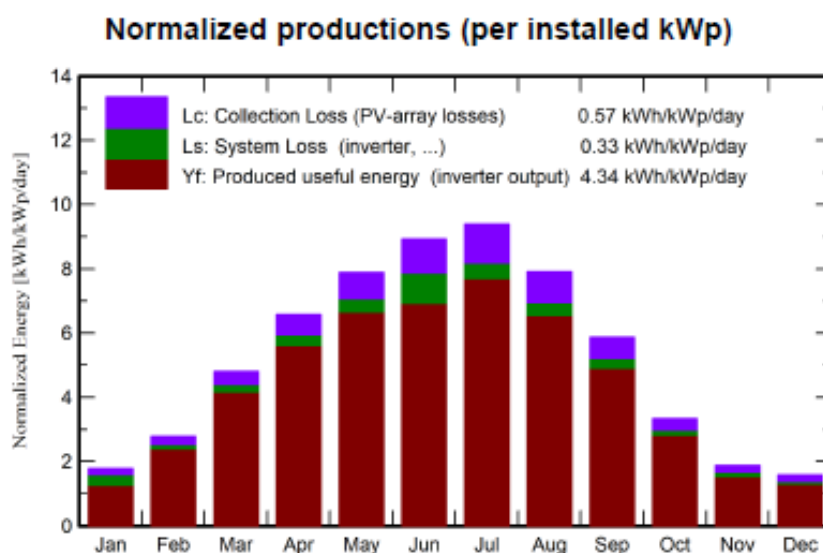
Il numero di moduli installati, al fine di ottenere una potenza di picco sopracitata, è di 58806. Il pannello ipotizzato preliminarmente per tutto l'impianto fotovoltaico è in silicio monocristallino avente potenza 700 W_p, con rendimento nominale pari a 22,5 % sotto Standard Test Conditions (STC).

Gli 11 inverter previsti sono di tipo centralizzato da 4200 MVA (nel caso di 10 inverter) e da 4000 MVA (nel caso di 1 inverter).

Considerando i contributi di radiazione orizzontale, quella diffusa e una serie di perdite così come specificato nel report dei calcoli su PVsyst, all'anno zero ci si può attendere una produzione fotovoltaica, ovvero energia in corrente continua in ingresso all'inverter, di 70'176'438 kWh_e/anno (*Array virtual energy at MPP*).

Considerando poi il contributo delle perdite date dalla conversione di energia dell'inverter in corrente alternata, con i dati a disposizione, l'energia prodotta risulta essere di 65'215'643 kWh/anno.

I valori determinati sembrano confermare la discreta vocazione del sito in esame a ospitare impianti fotovoltaici.



	ID Documento Committente CoD037_FV_BGR_00015	Pagina 8 / 10
		Numero Revisione
		00

Nella valutazione complessiva della produzione energetica dell'impianto in questione, è da tenere in considerazione il decremento del rendimento dei moduli fotovoltaici in seguito all'invecchiamento dei materiali (fattore di *aging*). Per l'ottenimento di tale valore, al fine ultimo di calcolare la producibilità dell'impianto negli anni, si è fatto riferimento ai valori forniti dalla letteratura per i moduli ad alta efficienza.

Tali dati mostrano successivi decrementi annui di circa un punto percentuale rispetto al rendimento nominale all'anno zero come dichiarato dai produttori all'anno.

Definito il fattore di *aging* come il rapporto tra il rendimento di conversione fotovoltaica all'anno n e quello nominale all'anno zero, si può costruire la seguente tabella per ciascuno degli anni di esercizio.

Nel caso peggiore, al ventesimo anno di esercizio i moduli dovrebbero mostrare rendimenti di conversione pari allo 80% dei corrispondenti valori nominali all'anno zero. Questi rendimenti minimi sono, di norma, garantiti dai produttori.

Anno	Coefficiente Invecchiamento Moduli Fattore di Aging	Produzione Energia Elettrica da Impianto Fotovoltaico
[kWh _e]		
0	1.00	65'215'643
1	0.99	64'672'397
2	0.98	64'129'150
3	0.97	63'585'904
4	0.96	63'042'658
5	0.95	62'499'411
6	0.94	61'956'165
7	0.93	61'412'919
8	0.92	60'869'673
9	0.91	60'326'426
10	0.90	59'783'180
11	0.89	59'239'934
12	0.88	58'694'079
13	0.87	57'878'883
14	0.86	57'063'688
15	0.85	56'248'492
16	0.84	55'433'297
17	0.83	54'618'101
18	0.82	53'802'905
19	0.81	52'987'710
20	0.80	52'172'514

	ID Documento Committente CoD037_FV_BGR_00015	Pagina 10 / 10
		Numero Revisione
		00

ALLEGATO: report simulazione PVsyst

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: FV142 ARMELLINO

Variant: Nuova variante di simulazione

Tracking system with backtracking

System power: 41.16 MWp

FV142 Armellino - Rivassa - Italia

Author

Becquerel electric spa (Italy)



Project: FV142 ARMELLINO

Variant: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.3.4

VC1, Simulation date:
15/02/24 16:43
with v7.3.4

Becquerel electric spa (Italy)

Project summary

Geographical Site
FV142 Armellino - Rivassa
Italia

Situation
Latitude 44.95 °N
Longitude 8.83 °E
Altitude 92 m
Time zone UTC+1

Project settings
Albedo 0.20

Meteo data
FV142 Armellino - Rivassa
PVGIS-SARAH2 averages 01/01/05 to 31/12/20 - Sintetico

System summary

Grid-Connected System

PV Field Orientation

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

Tracking system with backtracking

Tracking algorithm
Astronomic calculation
Backtracking activated

Near Shadings

According to strings
Electrical effect 100 %
Diffuse shading Automatic

System information

PV Array

Nb. of modules 58806 units
Pnom total 41.16 MWp

Inverters

Nb. of units 11 units
Pnom total 46.00 MWac
Pnom ratio 0.895

User's needs

Unlimited load (grid)

Results summary

Produced Energy 65215643 kWh/year Specific production 1584 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 82.88 %

Table of contents

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



PVsyst V7.3.4

VC1, Simulation date:
15/02/24 16:43
with v7.3.4

Becquerel electric spa (Italy)

General parameters

Grid-Connected System

PV Field Orientation

Orientation

Tracking plane, horizontal N-S axis

Axis azimuth 0 °

Models used

Transposition Perez

Diffuse Perez, Meteonorm

Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Bifacial system

Model 2D Calculation
unlimited trackers

Bifacial model geometry

Tracker Spacing 5.00 m

Tracker width 2.38 m

GCR 47.7 %

Axis height above ground 1.50 m

Tracking system with backtracking

Tracking algorithm

Astronomic calculation

Backtracking activated

Near Shadings

According to strings

Electrical effect 100 %

Diffuse shading Automatic

Backtracking array

Nb. of trackers 1464 units

Identical arrays

Sizes

Tracker Spacing 5.00 m

Collector width 2.38 m

Ground Cov. Ratio (GCR) 47.7 %

Phi min / max. -/+ 55.0 °

Backtracking strategy

Phi limits for BT -/+ 61.3 °

Backtracking pitch 5.00 m

Backtracking width 2.38 m

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

Array #1 - Campo FV

PV module

Manufacturer CSI Solar

Model CS7N-700W

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power 700 Wp

Number of PV modules 54000 units

Nominal (STC) 37.80 MWp

Modules 2000 Strings x 27 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 35.35 MWp

U mpp 1000 V

I mpp 35353 A

Inverter

Manufacturer SMA

Model Sunny Central 4200 UP

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 4200 kWac

Number of inverters 10 units

Total power 42000 kWac

Operating voltage 921-1325 V

Pnom ratio (DC:AC) 0.90



PVsyst V7.3.4

VC1, Simulation date:
15/02/24 16:43
with v7.3.4

Becquerel electric spa (Italy)

PV Array Characteristics

Array #2 - Sottocampo #2

PV module

Manufacturer CSI Solar
Model CS7N-700W

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power 700 Wp
Number of PV modules 4806 units
Nominal (STC) 3364 kWp
Modules 178 Strings x 27 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 3146 kWp
U mpp 1000 V
I mpp 3146 A

Total PV power

Nominal (STC) 41164 kWp
Total 58806 modules
Module area 182672 m²

Inverter

Manufacturer SMA
Model Sunny Central 4000 UP

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 4000 kWac
Number of inverters 1 unit
Total power 4000 kWac
Operating voltage 880-1325 V
Pnom ratio (DC:AC) 0.84

Total inverter power

Total power 46000 kWac
Number of inverters 11 units
Pnom ratio 0.89

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 3.0 %

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 -0.4 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.2 %

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 0.55 mΩ
Loss Fraction 1.9 % at STC

Array #1 - Campo FV

Global array res. 0.61 mΩ
Loss Fraction 2.0 % at STC

Array #2 - Sottocampo #2

Global array res. 5.2 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

System losses

Unavailability of the system

Time fraction 2.0 %
7.3 days,
3 periods

Auxiliaries loss

constant (fans) 20.0 kW
20.0 kW from Power thresh.
Proportionnal to Power 10.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.



PVsyst V7.3.4

VC1, Simulation date:
15/02/24 16:43
with v7.3.4

Becquerel electric spa (Italy)

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 630 Vac tri
Loss Fraction 0.92 % at STC

Inverter: Sunny Central 4200 UP

Wire section (10 Inv.) Alu 10 x 3 x 3000 mm²
Average wires length 102 m

Inverter: Sunny Central 4000 UP

Wire section (1 Inv.) Alu 1 x 3 x 2500 mm²
Wires length 1 m

MV line up to Injection

MV Voltage 30 kV
Average each inverter
Wires Alu 3 x 95 mm²
Length 12395 m
Loss Fraction 1.68 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo

Medium voltage 30 kV

One transfo parameters

Nominal power at STC 3.68 MVA
Iron Loss (24/24 Connexion) 3.68 kVA
Iron loss fraction 0.10 % at STC
Copper loss 73.58 kVA
Copper loss fraction 2.00 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 2.16 mΩ

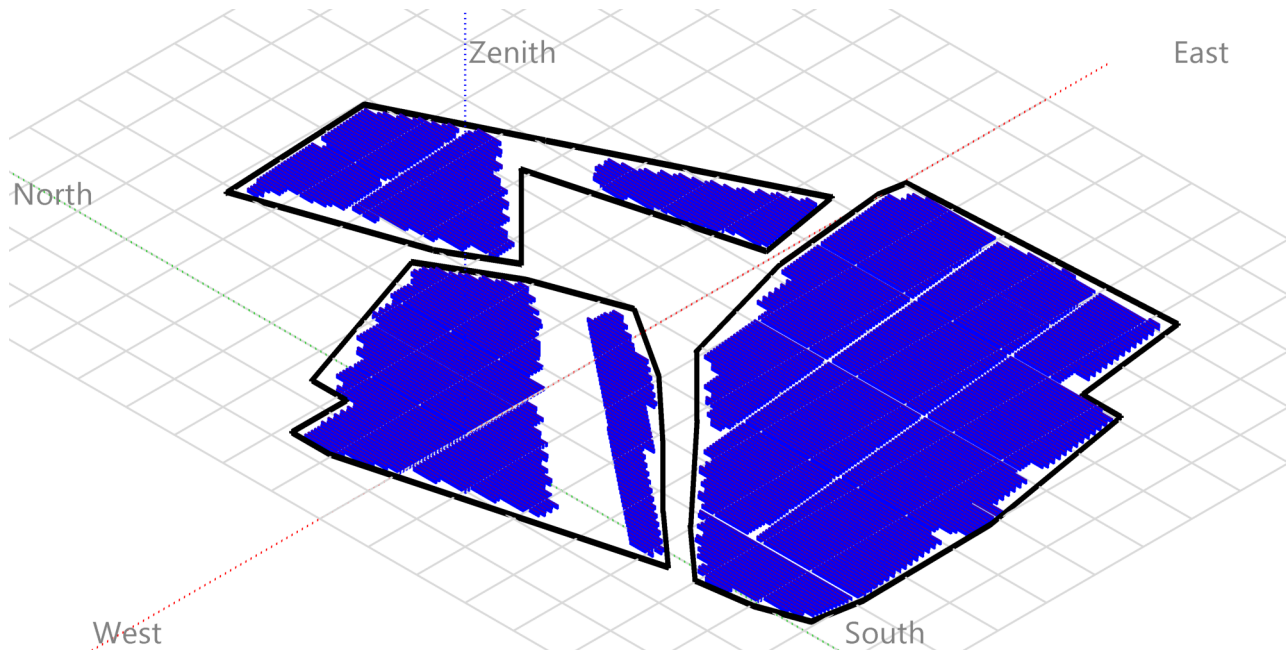
Operating losses at STC (full system)

Nb. identical MV transfos 11
Nominal power at STC 40.47 MVA
Iron loss (24/24 Connexion) 40.47 kVA
Copper loss 809.33 kVA



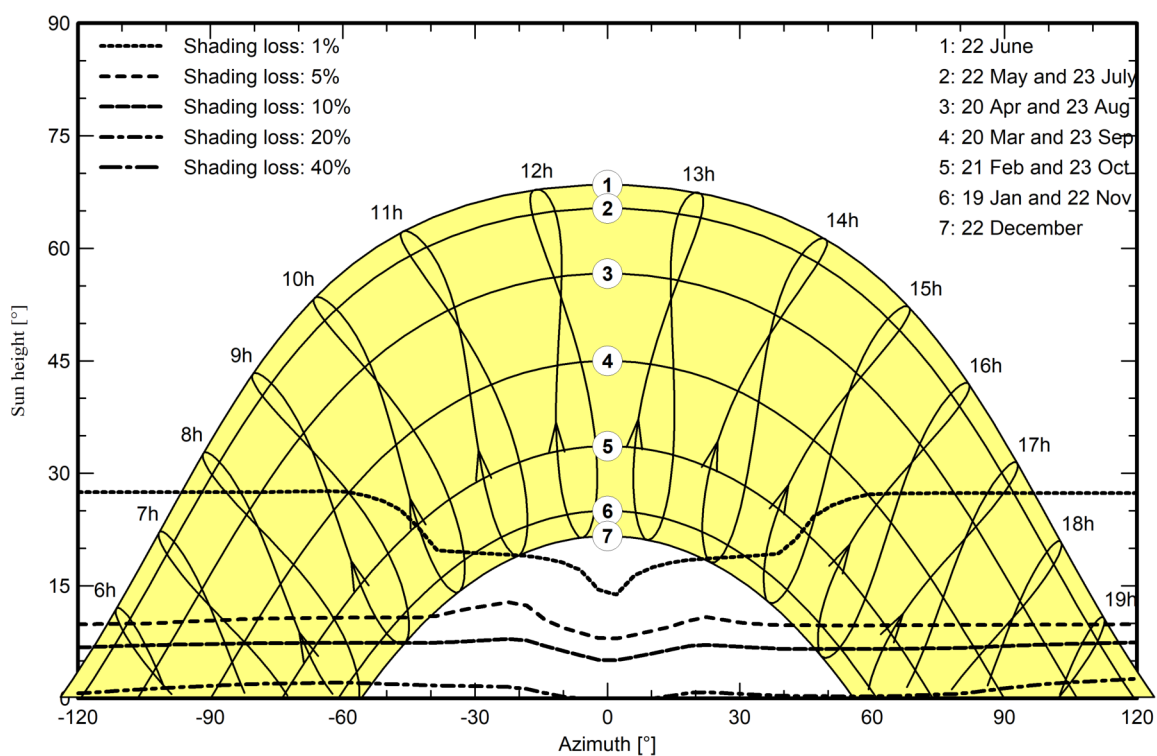
Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1





Project: FV142 ARMELLINO

Variant: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.3.4

VC1, Simulation date:
15/02/24 16:43
with v7.3.4

Becquerel electric spa (Italy)

Main results

System Production

Produced Energy 65215643 kWh/year

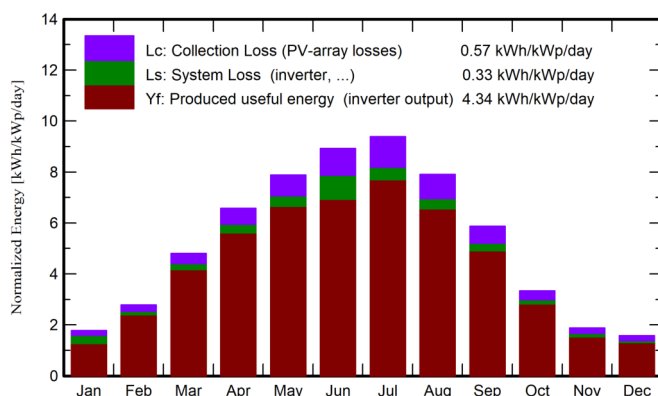
Specific production

1584 kWh/kWp/year

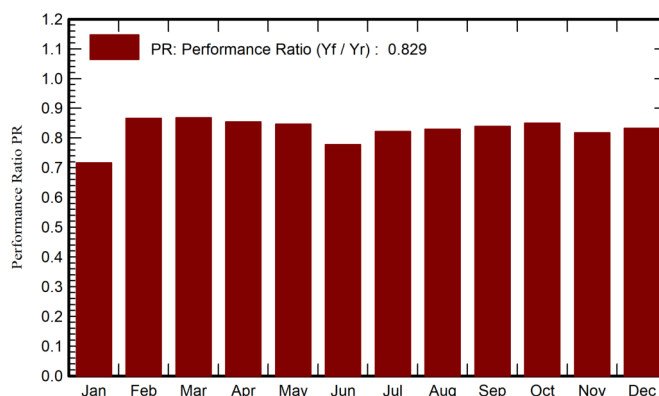
Perf. Ratio PR

82.88 %

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	43.3	22.04	2.67	55.0	48.9	2037504	1622376	0.716
February	60.5	29.61	3.94	77.9	71.2	2937582	2779217	0.867
March	114.4	45.87	7.90	149.1	138.6	5631148	5326256	0.868
April	151.6	57.28	12.46	197.2	185.0	7354169	6934870	0.854
May	189.3	70.78	16.41	244.3	230.1	9031038	8509261	0.846
June	207.6	72.33	21.14	267.6	252.3	9738154	8568050	0.778
July	221.8	69.35	24.21	290.9	274.9	10463763	9839858	0.822
August	186.6	62.68	23.46	245.2	231.1	8881487	8375690	0.830
September	134.7	51.67	19.03	176.0	164.6	6438148	6078958	0.839
October	80.4	38.24	13.54	103.2	94.9	3816365	3613433	0.850
November	44.6	23.62	8.01	56.3	50.4	2068582	1894300	0.817
December	37.3	19.32	3.15	48.8	42.8	1778429	1673373	0.832
Year	1472.0	562.80	13.04	1911.6	1784.6	70176371	65215643	0.829

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

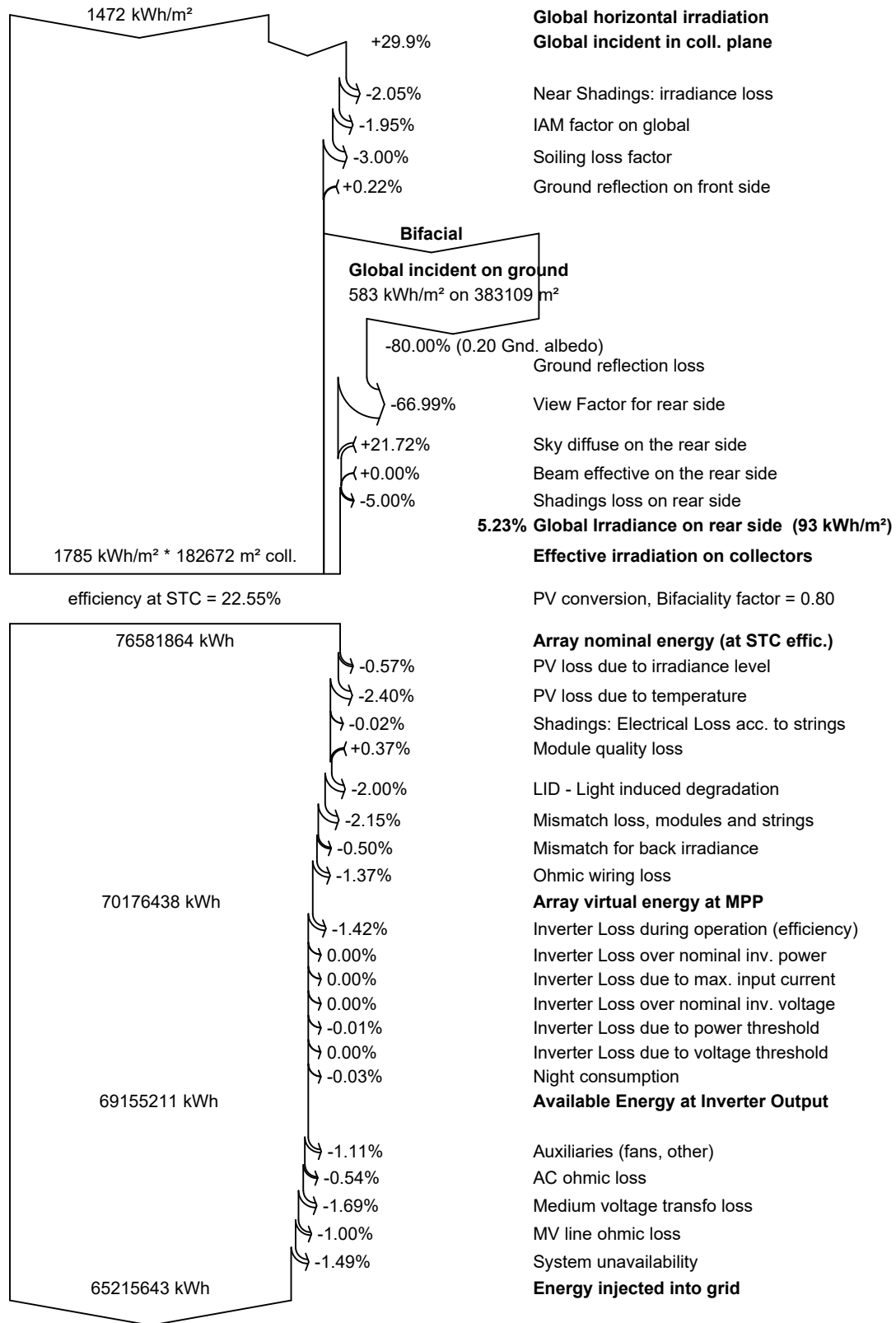


PVsyst V7.3.4

VC1, Simulation date:
15/02/24 16:43
with v7.3.4

Becquerel electric spa (Italy)

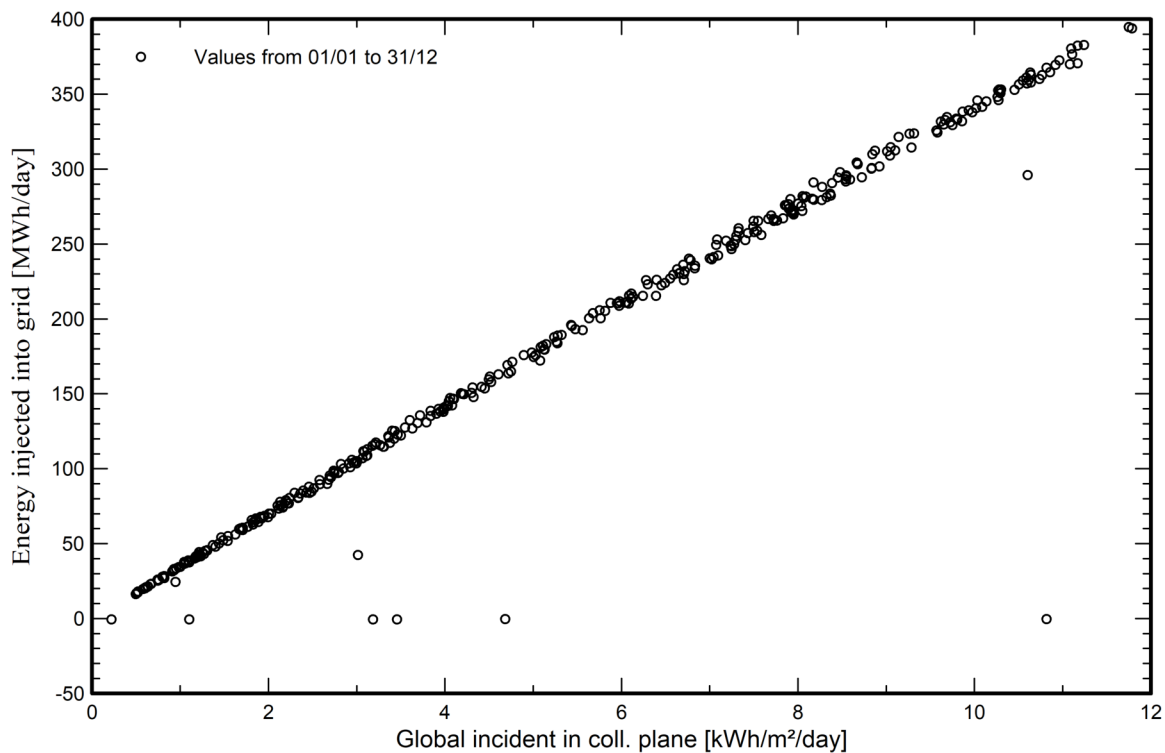
Loss diagram





Predef. graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema

