

IMPIANTO FOTOVOLTAICO EG MIRTO E OPERE CONNESSE

POTENZA IMPIANTO 56 MWp - COMUNE DI BARICELLA E MOLINELLA (BO)

Proponente

EG MIRTO S.R.L.

VIA DEI PELLEGRINI, 22 - 20122 MILANO (MI) P.IVA: 12084670962 PEC: egmirto@pec.it

Progettazione

META STUDIO S.R.L.

VIA SETTEMBRINI, 1 - 65123 PESCARA (PE) P.IVA: 02164240687 PEC: metastudiosrl@pec.it TEL: +39/0854315000



Coordinamento e Responsabile della Progettazione

ING. DOMENICO MEMME

VIA L. SETTEMBRINI, 1 - 65123 PESCARA (PE) PEC: metastudiosrl@pec.it MAIL: d.memme@studiomemme.it
TEL: +39/0854315000 DIRECT: +39/3356390349

Collaboratori

ING. LUIGI NARDELLA

Progettazione Generale e Strutturale

ING. MAURIZIO ELISIO

Progettazione Ambientale e Paesaggistica

DOTT. FIORAVANTE VERI

Progettazione Elettrica

Titolo Elaborato

STIMA DELLA PRODUCIBILITA'

LIVELLO PROGETTAZIONE	CODICE ELABORATO	FILENAME	FORMATO	DATA	SCALA
Progetto Definitivo	DOC_REL_03	Nome file	A4	28.05.202	

Revisioni

REVISIONE	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO



Regione EMILIA ROMAGNA
Provincia di BOLOGNA
Comune di BARICELLA e MOLINELLA





STIMA DELLA PRODUCIBILITA'





Sommario

1. PREMESSA	4
1.1 Quadro Generale	4
2.1 Ombreggiamento	5
2.2 Albedo	5
2.3 Risultati e producibilità	6

1. PREMESSA

1.1 Quadro Generale

A livello territoriale, la provincia di Bologna presenta condizioni di irraggiamento meno favorevoli rispetto alle regioni centrali e meridionali del nostro paese ma comunque di gran lunga accettabili, mentre sono estremamente più favorevoli nei confronti degli altri paesi del Centro-Nord Europa, in alcuni dei quali peraltro le applicazioni di questa tecnologia sono notevolmente maggiori, nonostante le condizioni ambientali peggiori.

In generale, la radiazione solare si presenta mediamente sulla fascia esterna dell'atmosfera terrestre con una potenza media di 1367 W/m² (costante solare) e con una distribuzione spettrale che spazia dall'ultravioletto all'infrarosso termico. Sulla superficie terrestre invece, a causa della rotazione della terra sul proprio asse e poiché l'asse di rotazione terrestre è inclinato di 23,5° rispetto al piano su cui giace l'orbita di rivoluzione della terra attorno al sole, l'inclinazione dei raggi solari incidenti su un piano posto sulla superficie e parallelo ad essa varia con l'ora del giorno oltre che dal giorno dell'anno. Di conseguenza per una valutazione dettagliata ed affidabile della potenza della radiazione solare complessiva raccolta da un modulo fotovoltaico occorrerà tener conto di molti fattori come: la latitudine, l'inclinazione e l'orientamento dei moduli, i tre componenti della radiazione solare, diretta, diffusa e di albedo (contributo solare dalla riflessione sul suolo o da ostacoli) oltre all'aleatorietà delle condizioni climatiche.

Al fine di fare stime di producibilità di un impianto fotovoltaico con una accuratezza sufficiente, si può fare riferimento ai dati storici sull'irraggiamento solare e in particolare alle medie mensili giornaliere su base annua di radiazione globale sul piano orizzontale fornite dalla Norma UNI 10349, sulla base della banca di dati di irraggiamento ufficiali rilevati in località sparse sul territorio italiano ed elaborati su medie statistiche, riporta i dati standardizzati di radiazione solare per i 101 capoluoghi di provincia. In particolare, sono disponibili le medie giornaliere mensili di radiazione solare diretta e di radiazione solare diffusa rapportate al piano orizzontale. Da questa andrebbe valutata la radiazione solare incidente su superficie inclinata, sono diversi i metodi di calcolo (tra i quali il più noto è quello di Liu-Jordan).

Tuttavia, questi i dati di radiazione contenuti nelle norme non sono sempre i più aggiornati ed inoltre al fine di modellizzare la producibilità energetica occorrono algoritmi di calcolo via via sempre più complessi e accurati.

2. CRITERIO DI STIMA DELL'ENERGIA PRODOTTA

Al fine di stimare la producibilità energetica annua dell'impianto FV è stato utilizzato il software PVSyst (versione 7.2.8), software di riferimento per il settore fotovoltaico implementato dall'Università di Ginevra, diffusamente utilizzato e riconosciuto a livello internazionale come valido strumento per questo genere di simulazioni, su base di dati di irraggiamento del sito resi disponibili da dati Meteonorm.

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, inverter, cavi e trasformatori).

2.1 Ombreggiamento

Gli effetti di schermatura da parte di volumi all'orizzonte, dovuti ad elementi naturali (rilievi, alberi) o artificiali (edifici), determinano la riduzione degli apporti solari e il tempo di ritorno dell'investimento. Il sito in esame non è soggetto a fenomeni di ombreggiamento significativo da parte di edifici, alberi, tralicci o altri elementi di tipo puntuale quali antenne, fili ecc...; dal momento che i moduli fotovoltaici sono posizionati a terra, la sporcizia sui pannelli, dovuta a polvere, terra ed agenti atmosferici ecc., in condizioni ordinarie di manutenzione, avrà un'incidenza non inferiore al 5%. Per cui, si considera un fattore di riduzione per ombreggiamenti (K) pari a 0,95, che corrisponde ad una perdita di produttività del 5%.

Di seguito il diagramma solare, relativo alla località oggetto dell'intervento. I diagrammi riportano le traiettorie del Sole (in termini di altezza e azimuth solari) nell'arco di una giornata, per più giorni dell'anno. I giorni, uno per mese, sono scelti in modo che la declinazione solare del giorno coincida con quella media del mese. Nel riferimento polare, i raggi uniscono punti di uguale azimuth, mentre le circonferenze concentriche uniscono punti di uguale altezza. Qui le circonferenze sono disegnate con passo di 10° a partire dalla circonferenza più esterna (altezza = 0°) fino al punto centrale (altezza = 90°). Nel riferimento cartesiano, gli angoli azimuthale e dell'altezza solari sono riportati rispettivamente sugli assi delle ascisse e delle ordinate. In entrambi i diagrammi, a tratteggio sono riportate le linee relative all'ora: si tratta dell'ora solare vera, che differisce dal tempo medio scandito dagli usuali orologi.

2.2 Albedo

Bisogna inoltre tener conto del plus di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici (capacità di riflettere parte della luce incidente su una data superficie o materiale) della zona in cui è inserito l'impianto. Vengono pertanto definiti i valori medi mensili di albedo.

Per tenere conto del contributo di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici della zona in cui è inserito l'impianto, si sono individuati i valori medi mensili di



albedo, considerando anche i valori presenti nella norma UNI 8477, pari a 0,2 (terreni con vegetazione secca).

2.3 Risultati e producibilità

La stima della producibilità è stata calcolata, come detto, con il programma PVsyst V7.2.8 ed è stata condotta per impianto su inseguitori solari mono assiali Trackers:

La producibilità complessiva è risultata, come dai rapporti seguenti pari a:

$$\mathbf{E = 92.000 \text{ MWh/anno}}$$



PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Baricella

Variant: Baricella (TR1V, Trina 590, 5.25m) 56.01696MWp Huawei 1651

Tracking system with backtracking

System power: 56.02 MWp

IT_Baricella - Italy

Author Enfinity



PVsyst V7.2.11
 VC2, Simulation date:
 01/03/22 11:09
 with v7.2.11

Project: Baricella

Variant: Baricella (TR1V, Trina 590, 5.25m) 56.01696MWp Huawei 1651

Enfinity Iberia SLU (Spain)

Project summary

Geographical Site		Situation		Project settings	
IT_Baricella		Latitude	44.85 °N	Albedo	0.20
Italy		Longitude	11.80 °E		
		Altitude	3 m		
		Time zone	UTC		
Meteo data					
IT_Baricella					
SolarGIS Monthly aver. , period not spec. - Synthetic					

System summary

Grid-Connected System		Tracking system with backtracking			
PV Field Orientation		Near Shadings		User's needs	
Tracking plane, horizontal N-S axis		Linear shadings		Unlimited load (grid)	
Axis azimuth 0 °					
System Information					
PV Array					
Nb. of modules	94944 units	Inverters		226 units	
Prnom total	56.02 MWp	Prnom total		45.20 MWac	
		Grid power limit		42.81 MWac	
		Grid lim. Prnom ratio		1.315	

Results summary

Produced Energy	92 GWh/year	Specific production	1651 kWh/MWp/year	Perf. Ratio PR	87.50 %
Apparent energy	102480 MVAh				

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
P50 - P90 evaluation	9





Project: Baricella

Variant: Baricella (TR1V, Trina 590, 5.25m) 56.01696MWp Huawei 1651

PVsyst V7.2.11
 VC2, Simulation date:
 01/02/22 11:09
 with v7.2.11

Enfinity Iberia SLU (Spain)

General parameters

Grid-Connected System		Tracking system with backtracking										
PV Field Orientation		Backtracking strategy										
Orientation		Nb. of trackers	1607 units									
Tracking plane, horizontal N-S axis		Sizes										
Axis azimuth	0 °	Tracker Spacing	5.25 m									
		Collector width	2.17 m									
		Ground Cov. Ratio (GCR)	41.4 %									
		Phi min / max.	-/+ 60.0 °									
		Backtracking limit angle										
		Phi limits	+/- 65.4 °									
Horizon		Near Shadings										
Free Horizon		Linear shadings										
Bifacial system		User's needs										
Model	2D Calculation unlimited trackers	Unlimited load (grid)										
Bifacial model geometry		Bifacial model definitions										
Tracker Spacing	5.25 m	Ground albedo average	0.18									
Tracker width	2.17 m	Bifaciality factor	70 %									
GCR	41.4 %	Rear shading factor	4.0 %									
Axis height above ground	2.10 m	Rear mismatch loss	3.5 %									
		Shed transparent fraction	4.0 %									
Monthly ground albedo values												
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year
0.13	0.16	0.16	0.19	0.19	0.20	0.19	0.17	0.14	0.13	0.12	0.13	0.16
Grid Injection point		Power factor										
Grid power limitation		Cos(phi) (leading)										
Active Power	42.61 MWac	1.000										
Prom ratio	1.315											

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Trina Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	TSM-590DE020C 20	Model	SUN2000-215KTL-HS
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	590 Wp	Unit Nom. Power	200 kWac
Number of PV modules	94944 units	Number of inverters	228 units
Nominal (STC)	56.02 MWp	Total power	45200 kWac
Modules	2967 Strings x 32 in series	Operating voltage	500-1500 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (↔33°C)	215 kWac
Pmpp	51.27 MWp	Prom ratio (DC:AC)	1.24
U mpp	960 V		
I mpp	51783 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	56017 kWp	Total power	45200 kWac
Total	94944 modules	Number of inverters	228 units
Module area	268703 m²	Prom ratio	1.24
Cell area	251222 m²		



Project: Baricella

Variant: Baricella (TR1V, Trina 590, 5.25m) 56.01696MWp Huawei 1651

Enfinity Iberia SLU (Spain)

PVsyst V7.2.11

VC2, Simulation date:
01/03/22 11:09
with v7.2.11

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses				
Loss Fraction	1.5 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	0.16 mΩ			
		Uc (const)	30.0 W/m ² K	Loss Fraction	0.8 % at STC			
		Uv (wind)	1.2 W/m ² /m/s					
LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss		Module mismatch losses				
Loss Fraction	1.5 %	Loss Fraction	-0.8 %	Loss Fraction	1.0 % at MPP			
Strings Mismatch loss								
Loss Fraction	0.1 %							
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
0°	40°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.998	0.992	0.983	0.961	0.933	0.853	0.000

System losses

Auxillaries loss	
Proportional to Power	4.0 W/W
0.0 kW from Power thresh.	

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transto	
Inverter voltage	800 Vac til
Loss Fraction	1.77 % at STC
Inverter: SUN2000-215KTL-H3	
Wire section (228 Inv.)	Copper 228 x 3 x 50 mm ²
Average wires length	124 m
MV line up to injection	
MV Voltage	30 kV
Wires	Alu 3 x 1200 mm ²
Length	10050 m
Loss Fraction	1.81 % at STC

AC losses in transformers

MV transto	
Grid voltage	30 kV
Operating losses at STC	
Nominal power at STC	54076 kVA
Iron loss (24/24 Connexion)	82.47 kW
Loss Fraction	0.15 % at STC
Coils equivalent resistance	3 x 0.19 mΩ
Loss Fraction	1.85 % at STC



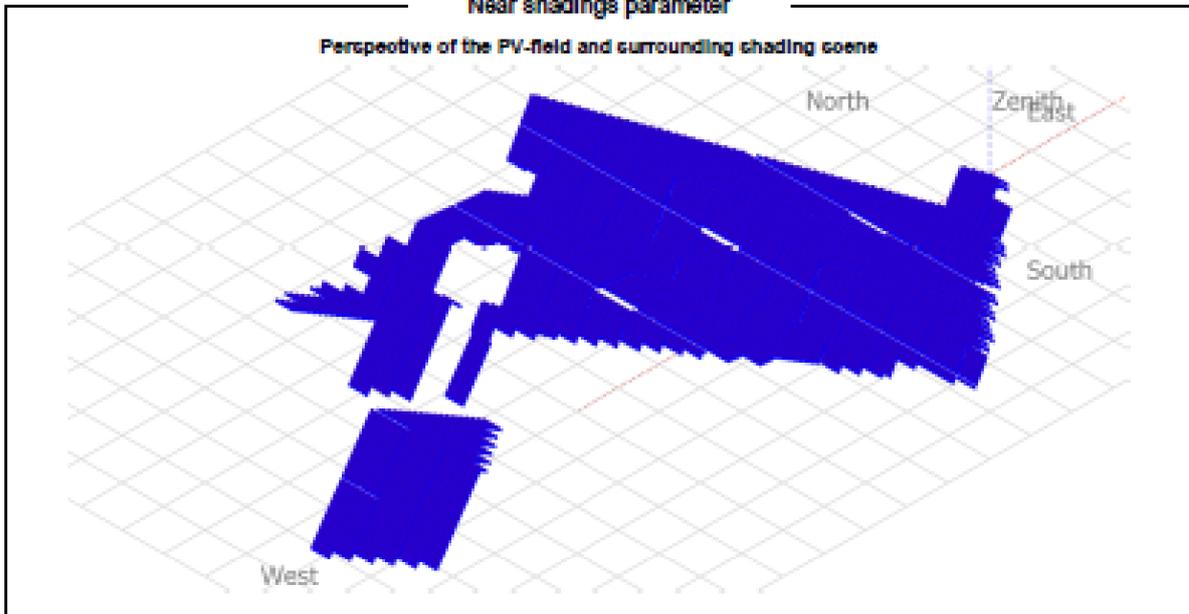
PVsyst V7.2.11
 VC2, Simulation date:
 01/03/22 11:09
 with v7.2.11

Project: Baricella

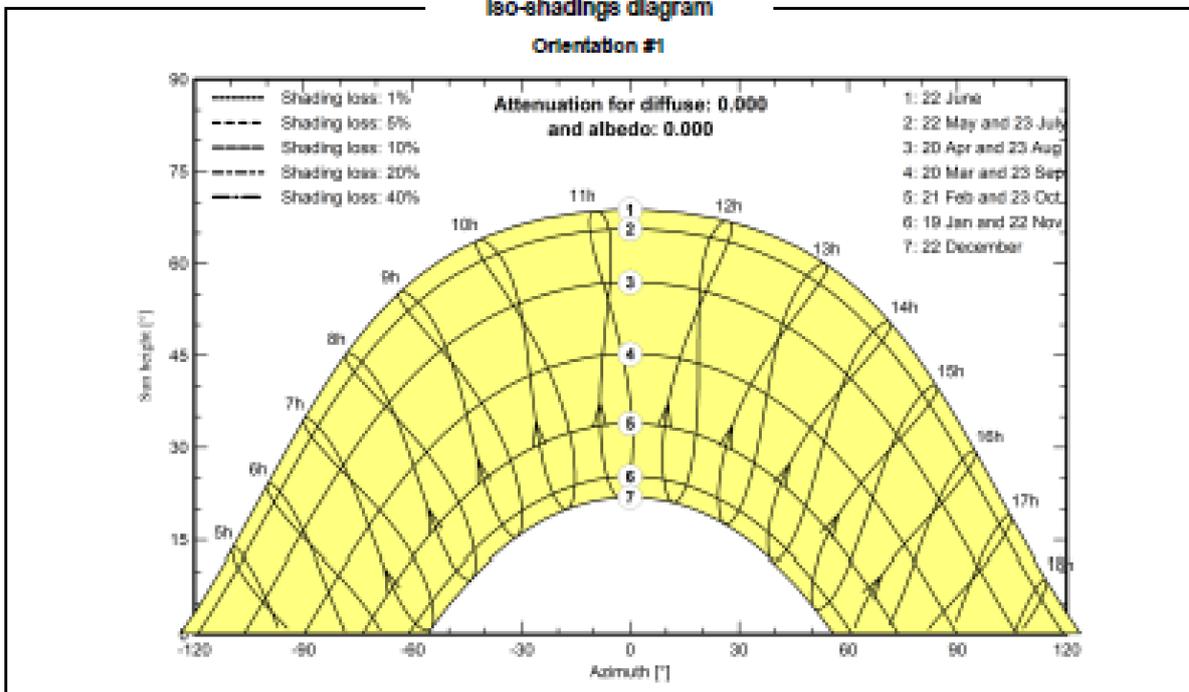
Variant: Baricella (TR1V, Trina 590, 5.25m) 56.01696MWp Huawei 1651

Enfinity Iberia SLU (Spain)

Near shadings parameter



Iso-shadings diagram





PVsyst V7.2.11
 VC2, Simulation date:
 01/02/22 11:09
 with v7.2.11

Project: Baricella

Variant: Baricella (TR1V, Trina 590, 5.25m) 56.01696MWp Huawei 1651

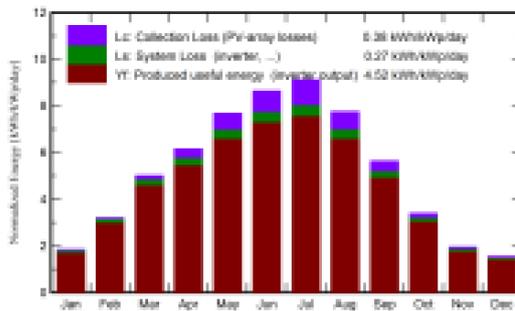
Enfinity Iberia SLU (Spain)

Main results

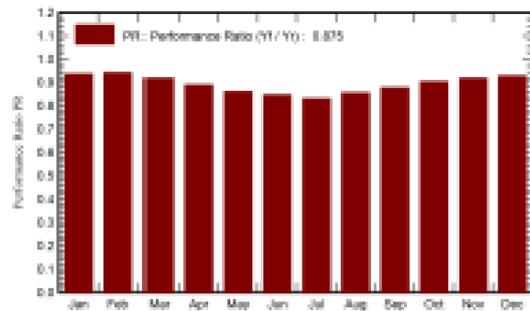
System Production

Produced Energy (P50)	92 GWh/year	Specific production (P50)	1951 kWh/kWp/year	Performance Ratio PR	87.50 %
Produced Energy (P90)	90.3 GWh/year	Specific production (P90)	1913 kWh/kWp/year		
Produced Energy (P95)	89.7 GWh/year	Specific production (P95)	1902 kWh/kWp/year		
Apparent energy	92480 MVAh				

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	43.3	23.20	4.40	56.8	54.2	3.15	2.98	0.937
February	66.0	30.00	6.00	89.5	85.9	4.97	4.72	0.942
March	116.3	49.30	10.30	155.5	149.8	8.48	8.01	0.919
April	142.9	62.80	14.30	184.7	178.0	9.74	9.20	0.889
May	164.7	78.40	19.30	238.1	229.9	12.18	11.49	0.881
June	201.8	80.70	24.00	259.3	250.7	13.05	12.30	0.847
July	214.5	78.70	28.40	282.7	273.8	13.98	13.17	0.832
August	181.0	69.90	25.70	240.0	232.0	12.19	11.50	0.855
September	128.9	54.60	20.80	169.0	162.8	8.79	8.31	0.878
October	81.8	40.90	15.70	105.0	100.6	5.61	5.31	0.903
November	44.5	24.30	10.20	58.3	55.4	3.17	3.00	0.919
December	35.8	19.10	5.00	47.8	45.4	2.63	2.49	0.929
Year	1441.3	609.69	15.23	1886.7	1818.4	97.93	92.48	0.875

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 shading
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio



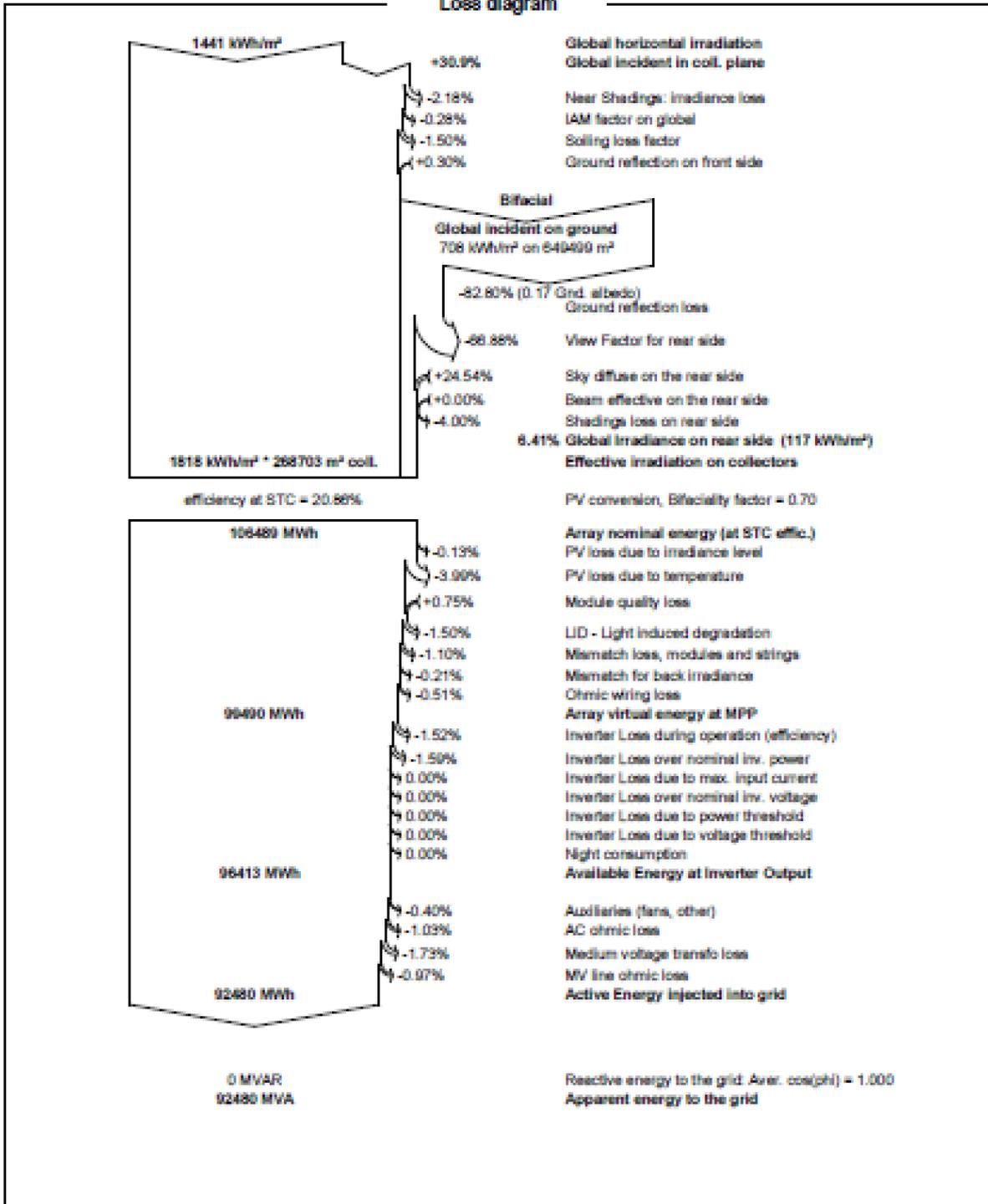
PVsyst V7.2.11
 VCO, Simulation date:
 01/03/22 11:09
 with v7.2.11

Project Baricella

Variant: Baricella (TR 1V, Trina 590, 5.25m) 56.01696MWp Huawei 1651

Enfinity Iberia SLU (Spain)

Loss diagram







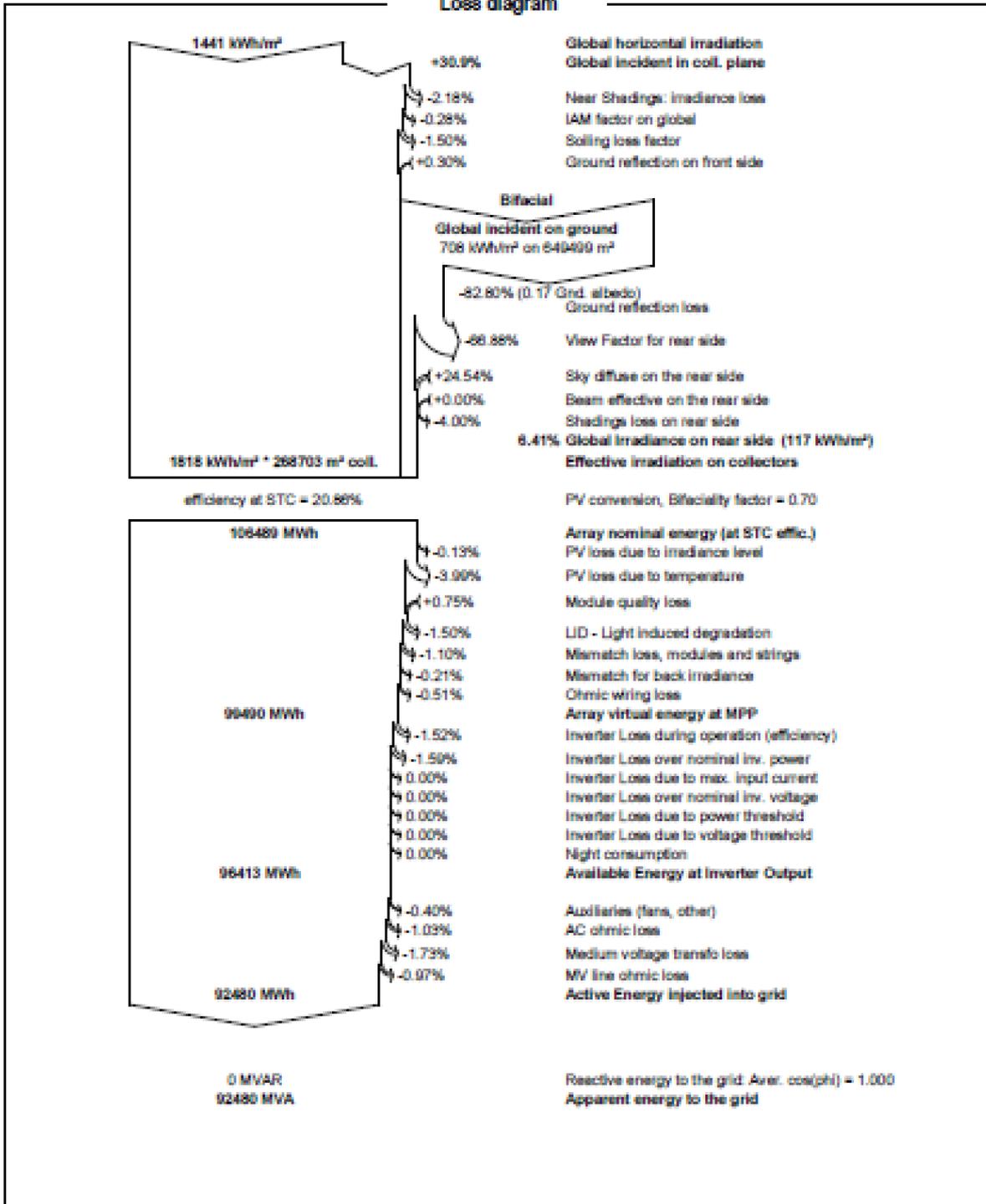
PVsyst V7.2.11
 VCO, Simulation date:
 01/03/22 11:09
 with v7.2.11

Project Baricella

Variant: Baricella (TR 1V, Trina 590, 5.25m) 56.01696MWp Huawei 1651

Enfinity Iberia SLU (Spain)

Loss diagram





PVsyst V7.2.11
 VC2, Simulation date:
 01/02/22 11:09
 with v7.2.11

Project: Baricella

Variant: Baricella (TR1V, Trina 590, 5.25m) 56.01696MWp Huawei 1651

Enfinity Iberia SLU (Spain)

P50 - P90 evaluation

Meteo data

Source: SolarGIS Monthly aver. , period not spec.
 Kind: Monthly averages
 Synthetic - Multi-year average
 Year-to-year variability(Variance): 0.0 %
 Specified Deviation
 Climate change: 0.0 %

Global variability (meteo + system)

Variability (Quadratic sum): 1.8 %

Simulation and parameters uncertainties

PV module modelling/parameters: 1.0 %
 Inverter efficiency uncertainty: 0.5 %
 Soiling and mismatch uncertainties: 1.0 %
 Degradation uncertainty: 1.0 %

Annual production probability

Variability: 1.67 GWh
 P50: 92.48 GWh
 P90: 90.34 GWh
 P95: 89.74 GWh

Probability distribution

