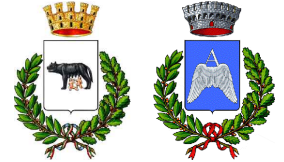




# REGIONE PUGLIA

## COMUNI DI RACALE E ALLISTE (LE)



### PROGETTO DEFINITIVO

**PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO**, della potenza di picco pari a 18,04 MWp sito nel Comune di Racale (LE) e delle relative opere connesse alla CP RACALE di e-distribuzione, integrato con progetto agronomico di espianto e reimpianto di uliveti affetti da "Xilella fastidiosa" su terreni nei Comuni di Racale e Alliste (LE).



#### COMMITTENTE:

CASSIOPEA RINNOVABILI S.r.l.  
Largo Augusto 3 | 20122 Milano  
P.IVA 11608260961

Società controllata al 100% da:  
BayWa r.e. Italia S.r.l.  
Largo Augusto, 3 | 20122 Milano



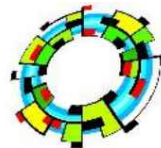
#### PROGETTISTI:



C.so Vittorio Emanuele II, 282-284 - 00186 Roma  
Tel. 06 8079555 - Fax 06 80693106  
C.F e P.IVA 13457211004



#### CONSULENTI:



VEGA LANDSCAPE ECOLOGY & URBAN PLANNING



Vega Sas  
Via Nicola delli Carri 46-71121 Foggia (FG)  
tel 0861756251  
CF e P iVa 02130210715

Elaborato:

**BYW-RCL-RSP**

Codice Pratica:

**WX6U5Q7**

Oggetto:

**Relazione di Stima di Produzione**

Data: Febbraio 2023

Rev.

0

Data

20.02.2023

Rev.

Data

Rev.

Data

Scala

--

**INDICE**

INDICE DELLE FIGURE.....	2
INDICE DELLE TABELLE .....	2
1. LOCALIZZAZIONE SITO .....	3
2. POTENZA DELL'IMPIANTO ED ENERGIA PRODUCIBILE .....	3
2.1 Criterio progettuale .....	3
2.2 Irraggiamento solare .....	4
2.3 Perdite nell'impianto FV .....	4
2.4 Software di simulazione PVSYST .....	5
2.5 Energia prodotta dall'impianto .....	6
3. RISPARMIO DI COMBUSTIBILE ED EMISSIONI EVITATE IN ATMOSFERA .....	13
3.1 Risparmio di combustibile .....	14
3.2 Emissioni evitate in atmosfera .....	14

**INDICE DELLE FIGURE**

Figura 1 - Radiazione incidente e dati meteo nell'area d'impianto ..... 4

**INDICE DELLE TABELLE**

Tabella 1 - Riepilogo dei dati di impianto ..... 14

Tabella 2 - Risparmio di combustibile in TEP ..... 14

Tabella 3 - Emissioni evitate in atmosfera ..... 14

## 1. LOCALIZZAZIONE SITO

Il sito, ove si prevede di realizzare l'impianto fotovoltaico denominato "Racale", è localizzato nella regione Puglia, in provincia di Lecce (LE), all'interno del territorio comunale di Racale. L'area prevista per la realizzazione del lotto di n.3 impianti FV e di tutte le opere necessarie alla connessione alla rete e delle infrastrutture per la produzione di energia elettrica, sono situate a circa 1,7 km in linea d'aria ad Est rispetto al Comune di Racale. L'impianto inoltre è adiacente alla Cabina Primaria "RACALE", ubicata nello stesso comune, a cui le cabine di consegna saranno collegate in MT a 20 kV.

## 2. POTENZA DELL'IMPIANTO ED ENERGIA PRODUCIBILE

### 2.1 Criterio progettuale

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile. Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud (per moduli posizionati su strutture fisse al suolo) ed evitando fenomeni di ombreggiamento. In funzione degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore stesso, possono comunque essere adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati. Perdite d'energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento, quanto più il fenomeno è amplificato.

Il generatore fotovoltaico in progetto sarà costituito da un totale di 33.092 moduli fotovoltaici monocristallini bifacciali di potenza nominale pari a 545 Wp, installati su strutture metalliche fisse a terra, aventi un tilt di circa 15° ed un azimuth di 26° per la maggior parte dei moduli costituenti l'impianto e 0° per i moduli appartenenti al solo sottocampo 12. La potenza nominale in dc sarà pari a circa 18,035 MWp.

Le caratteristiche tecniche e realizzative del lotto d'impianti è riportato nella tabella seguente:

N°1 Lotto di 3 impianti fotovoltaici		N. Inverter	N. Stringhe per Inverter	N. stringhe	N. moduli	Moduli per stringa	Potenza Sottocampo [kWp]	Potenza Totale [MWp]	Cabine di trasformazione	Cabine utenti	Cabine consegna
Impianto 1	sottocampo 1	2	20/24	44	1100	25	599,50	5,178	T1	CU1	CC1
	sottocampo 2	4	24	96	2400	25	1308,0		T2		
	sottocampo 3	5	24	120	3000	25	1635,0		T3		
	sottocampo 4	5	24	120	3000	25	1635,0		T4		
Impianto 2	sottocampo 1	3	24	72	1872	26	1020,24	6,056	T5	CU2	CC2
	sottocampo 2	5	24	120	3120	26	1700,4		T6		
	sottocampo 3	5	24	120	3120	26	1700,4		T7		
	sottocampo 4	5	24	120	3000	25	1635		T12		
Impianto 3	sottocampo 1	5	24	120	3120	26	1700,4	6,802	T8	CU3	CC3
	sottocampo 2	5	24	120	3120	26	1700,4		T9		
	sottocampo 3	5	24	120	3120	26	1700,4		T10		
	sottocampo 4	5	24	120	3120	26	1700,4		T11		
<b>TOTALE</b>		<b>54</b>	<b>TOTALE</b>	<b>TOTALE</b>	<b>TOTALE</b>	<b>MW</b>	<b>TOTALE</b>	<b>TOTALE</b>	<b>TOTALE</b>	<b>TOTALE</b>	<b>TOTALE</b>
						<b>18,03514</b>		<b>18,04</b>	<b>12</b>	<b>3</b>	<b>3</b>

Nel calcolo dell'energia prodotta dall'impianto FV mediante l'utilizzo del software PVSYST, si è considerato un unico impianto data la vicinanza delle tre aree tra di loro.

Le variabili da considerare per ottenere un risultato affidabile e rispondente alla realtà, sono sia i valori climatici relativi all'area d'impianto (irraggiamento, umidità, temperatura, ecc..) l'efficienza dei moduli fotovoltaici, il rendimento di tutti i componenti elettrici facenti parte del sistema e l'ombreggiamento.

## 2.2 Irraggiamento solare

Come già specificato, ai fini del calcolo della produzione di energia elettrica attesa sarà essenziale definire le condizioni di irraggiamento del sito di installazione. Secondo quanto previsto dalla normativa si calcolerà dunque l'entità della radiazione annua nella nell'area dell'impianto fotovoltaico.

Si riportano di seguito i valori medi mensili dell'irraggiamento solare sull'area d'impianto nel Comune di Racale (LE) nei diversi mesi dell'anno.

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	59.4	31.10	10.59	75.0	72.7	1.318	1.282	0.948
February	76.7	35.50	10.80	93.5	90.8	1.651	1.605	0.952
March	127.9	54.90	12.50	144.7	141.5	2.551	2.473	0.948
April	158.7	70.60	14.96	168.8	165.0	2.950	2.857	0.938
May	204.3	75.40	19.05	208.6	204.3	3.590	3.473	0.923
June	221.0	73.80	23.58	221.2	216.6	3.730	3.605	0.904
July	227.8	72.00	26.39	230.6	225.8	3.832	3.702	0.890
August	198.8	67.20	26.65	208.8	204.6	3.473	3.356	0.891
September	142.9	54.90	22.90	157.7	154.1	2.671	2.587	0.910
October	102.9	45.00	19.20	122.5	119.3	2.099	2.037	0.922
November	62.5	33.10	15.54	77.9	75.4	1.343	1.306	0.929
December	51.6	25.70	11.94	69.4	66.4	1.190	1.158	0.926
Year	1634.5	639.19	17.88	1778.8	1736.5	30.397	29.441	0.918

**Legends**

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Figura 1 - Radiazione incidente e dati meteo nell'area d'impianto

Come si può evincere dall'osservazione della Figura 1, considerando dunque i dati mensili riportati, l'irraggiamento annuale nell'area di progetto risulta essere pari a circa 1.634,5 kWh/m<sup>2</sup> anno.

## 2.3 Perdite nell'impianto FV

Come già accennato, nel calcolo dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico bisogna tenere in considerazione, oltre all'irraggiamento annuo dell'area, anche del rendimento dei componenti elettrici del sistema, l'efficienza dei moduli fotovoltaici e l'ombreggiamento.

L'energia generata dipende:

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura,

riflettanza della superficie antistante i moduli);

- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione e angolo di orientazione;
- da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

Il valore del BOS può essere stimato direttamente oppure come complemento all'unità del totale delle perdite, calcolate mediante la seguente formula:

$$\text{Totale perdite [\%]} = [1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

per i seguenti valori:

- Perdite per riflessione.
- Perdite per ombreggiamento.
- Perdite per mismatching.
- Perdite per effetto della temperatura.
- Perdite nei circuiti in continua.
- Perdite negli inverter.
- Perdite nei circuiti in alternata.

L'efficienza nominale del modulo fotovoltaico ( $\eta$ ) è data dal rapporto tra la potenza nominale (espressa in kW) e la superficie del modulo (espressa in mq). Nel caso in questione, per il modulo ipotizzato si ottiene:

$$\eta = P_{nom} / S_{mod} = 100 \times (0,6 \text{ kW} / (2,172 \text{ m} \times 1,303 \text{ m})) = 21,2\%$$

In termini di rendimenti di sistema il Decreto del Ministero delle Attività Produttive n. 181 del 05/08/2005 impone che un impianto di produzione di energia posseda i seguenti requisiti di efficienza energetica:

- Una potenza lato CC superiore all'85% ( $\eta_{cc}$ ) della potenza nominale del generatore fotovoltaico, riferita alle specifiche condizioni di irraggiamento.
- Una potenza attiva lato AC superiore al 90% ( $\eta_{ac}$ ) della potenza lato CC (efficienza del gruppo di conversione).

Secondo quanto esposto si avrà pertanto una potenza attiva lato AC superiore al 76.5% (85% x 90%) della potenza nominale dell'impianto fotovoltaico, riferita alle condizioni standard di irraggiamento pari a 1000 W/m<sup>2</sup> a 25°C. Si riportano di seguito i risultati di produzione dell'energia elettrica annua dell'impianto fotovoltaico ed il numero di ore equivalenti di funzionamento, per i vari sottocampi, ottenuti dalle simulazioni con il software PVSYST.

## 2.4 Software di simulazione PVSYST

Come accennato in precedenza, PVSyst è tra i più potenti strumenti software per la simulazione di sistemi FV connessi direttamente in rete e stand-alone. È stato sviluppato dal Center of Energy dell'Università di Ginevra, in Svizzera. Nella modalità di ingegneria (progettazione dell'impianto FV), PVSyst consente una definizione molto dettagliata dell'impianto fotovoltaico, comprese geometrie speciali, come oggetti ombreggiati o sistemi di tracciamento. PVSyst contiene un enorme database di proprietà tecniche ed elettriche dei componenti FV più comuni (moduli, inverter) disponibili sul mercato.

In sintesi, il software mostra le seguenti principali caratteristiche e prestazioni:

- Calcoli basati su dati orari;
- Database di moduli fotovoltaici, inverter e meteo;
- Possibilità di definire nuovi modelli di modulo, inverter e dati meteo;
- Possibilità di scelta di ogni tipologia di modulo (mono, multi, film sottile) con le sue proprietà specifiche;
- Calcolo delle proprietà delle celle (RShum, RS. <sup>TM</sup> ») e del loro impatto sulla produzione dell'impianto FV;
- Calcolo di impianti con moduli multistringa;
- Monitoraggio delle prestazioni a di moduli fotovoltaici e inverter;
- Perdite di ombreggiamento dovute all'orizzonte e di altri oggetti vicini (edifici, alberi, ecc.);
- Calcolo delle perdite nel cablaggio dell'array (fino al trasformatore);
- Modellizzazione dinamica della temperatura e dati meteo, calcolo delle perdite di temperatura;
- Studio dei sistemi ad inseguimento solare (2 assi, 1 asse).

## **2.5 Energia prodotta dall'impianto**

Si riportano di seguito le tabelle riepilogative dell'analisi della producibilità relative all'impianto fotovoltaico nel suo complesso che utilizza moduli bifacciali da 545 Wp, montati su strutture fisse al suolo, mediante il software PVSYST.

- a pagina 7, 8 e 9 sono riportati i dati tecnici dell'impianto e l'ubicazione del sito d'installazione;
- a pagina 9 sono riportati i risultati della produzione annua di energia elettrica e i valori ambientali del sito in esame;
- a pagina 10 sono riportati i grafici dell'energia elettrica immessa in rete;
- a pagina 11 è raffigurato il diagramma delle perdite annue dell'impianto FV.


**PVsyst V7.2.16**

VC9, Simulation date:

21/10/22 11:58

with v7.2.16

Project: Racale

Variant: 18.035MW\_JA545Wp\_rev08

BayWa r.e AG. (Deutschland)

**Project summary**

<b>Geographical Site</b> Racale_EPD_MN8_SolarGIS Italy	<b>Situation</b> Latitude 39.95 °N Longitude 18.12 °E Altitude 41 m Time zone UTC+1	<b>Project settings</b> Albedo 0.20
<b>Meteo data</b> Racale_EPD_MN8_SolarGIS MN8_SolarGIS - Synthetic		

**System summary**

<b>Grid-Connected System</b> <b>PV Field Orientation</b> Fixed plane Tilt/Azimuth 15 / 26 °	<b>Sheds, single array</b> <b>Near Shadings</b> According to strings Electrical effect 100 %	<b>User's needs</b> Unlimited load (grid)
<b>System information</b> <b>PV Array</b> Nb. of modules 33092 units Pnom total 18.04 MWp	<b>Inverters</b> Nb. of units 54 units Pnom total 16.20 MWac Pnom ratio 1.113	

**Results summary**

Produced Energy	29 GWh/year	Specific production	1632 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	91.77 %
-----------------	-------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

**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




**PVsyst V7.2.16**

 VC9, Simulation date:  
21/10/22 11:58  
with v7.2.16

Project: Racale

Variant: 18.035MW\_JA545Wp\_rev08

BayWa r.e AG. (Deutschland)

**General parameters**

Grid-Connected System		Sheds, single array			
<b>PV Field Orientation</b>					
<b>Orientation</b>					
Fixed plane		Nb. of sheds		98 units	
Tilt/Azimuth	15 / 26 °	Single array			
<b>Sizes</b>					
		Sheds spacing		6.90 m	
		Collector width		3.44 m	
		Ground Cov. Ratio (GCR)		49.9 %	
		Top inactive band		0.02 m	
		Bottom inactive band		0.02 m	
<b>Shading limit angle</b>					
		Limit profile angle		14.1 °	
<b>Horizon</b>					
Free Horizon		<b>Near Shadings</b>		<b>User's needs</b>	
		According to strings		Unlimited load (grid)	
		Electrical effect		100 %	
<b>Bifacial system</b>					
Model	2D Calculation				
	unlimited sheds				
<b>Bifacial model geometry</b>					
Sheds spacing		6.90 m		<b>Bifacial model definitions</b>	
Sheds width		3.48 m		Ground albedo	
Limit profile angle		14.1 °		0.20	
GCR		50.5 %		Bifaciality factor	
Height above ground		1.50 m		70 %	
				Rear shading factor	
				5.0 %	
				Rear mismatch loss	
				10.0 %	
				Shed transparent fraction	
				0.0 %	

**PV Array Characteristics**

PV module		Inverter	
Manufacturer	JA solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	JAM72-D30-545-MB	Model	SUN2000-330KTL-H1-Preliminary V0.1
(Original PVsyst database)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	545 Wp	Unit Nom. Power	300 kWac
Number of PV modules	33092 units	Number of inverters	54 units
Nominal (STC)	18.04 MWp	Total power	16200 kWac
<b>Array #1 - PV Array</b>			
Number of PV modules	12500 units	Number of inverters	21 units
Nominal (STC)	6813 kWp	Total power	6300 kWac
Modules	500 Strings x 25 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	6223 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	937 V	Max. power (=>30°C)	330 kWac
I mpp	6639 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.08
<b>Array #2 - Sub-array #2</b>			
Number of PV modules	20592 units	Number of inverters	33 units
Nominal (STC)	11.22 MWp	Total power	9900 kWac
Modules	792 Strings x 26 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	10.25 MWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	975 V	Max. power (=>30°C)	330 kWac
I mpp	10516 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.13


**PVsyst V7.2.16**

 VC9, Simulation date:  
21/10/22 11:58  
with v7.2.16

Project: Racale

Variant: 18.035MW\_JA545Wp\_rev08

BayWa r.e AG. (Deutschland)

**PV Array Characteristics**

Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	18035 kWp	Total power	16200 kWac
Total	33092 modules	Number of inverters	54 units
Module area	85485 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	1.11

**Array losses**

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		LID - Light Induced Degradation				
Loss Fraction	1.0 %	Module temperature according to irradiance		Loss Fraction	1.0 %			
		Uc (const)	29.0 W/m <sup>2</sup> K					
		Uv (wind)	0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s					
Module Quality Loss		Module mismatch losses		Strings Mismatch loss				
Loss Fraction	-0.3 %	Loss Fraction	0.5 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %			
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	1.000	0.958	0.938	0.856	0.777	0.000

**DC wiring losses**

Global wiring resistance	0.62 mΩ		
Loss Fraction	1.0 % at STC		
Array #1 - PV Array		Array #2 - Sub-array #2	
Global array res.	1.6 mΩ	Global array res.	1.0 mΩ
Loss Fraction	1.0 % at STC	Loss Fraction	1.0 % at STC

**AC wiring losses**

Inv. output line up to MV transfo	
Inverter voltage	800 Vac tri
Loss Fraction	1.00 % at STC
Inverter: SUN2000-330KTL-H1-Preliminary V0.1	
Wire section (54 Inv.)	Alu 54 x 3 x 120 mm <sup>2</sup>
Average wires length	74 m
MV line up to Injection	
MV Voltage	20 kV
Average each inverter	
Wires	Alu 3 x 300 mm <sup>2</sup>
Length	58110 m
Loss Fraction	0.50 % at STC

**AC losses in transformers**

MV transfo	
Grid voltage	20 kV
Operating losses at STC	
Nominal power at STC	17718 kVA
Iron loss (night disconnect)	0.26 kW/Inv.
Loss Fraction	0.08 % at STC
Coils equivalent resistance	3 x 15.60 mΩ/inv.
Loss Fraction	0.80 % at STC



**PVsyst V7.2.16**  
VC9, Simulation date:  
21/10/22 11:58  
with v7.2.16

Project: Racale

Variant: 18.035MW\_JA545Wp\_rev08

BayWa r.e AG. (Deutschland)

**Main results**

**System Production**

Produced Energy

29 GWh/year

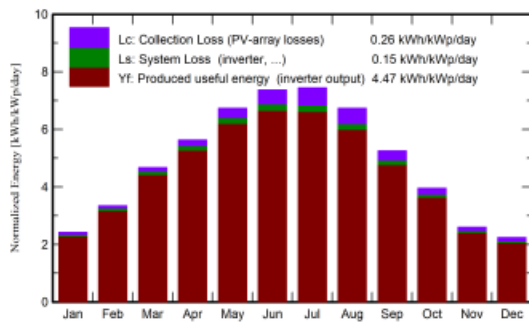
Specific production

1632 kWh/kWp/year

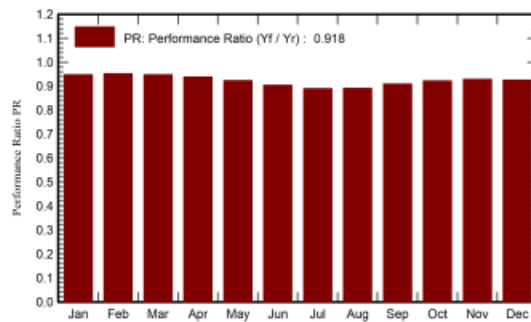
Performance Ratio PR

91.77 %

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**



**Balances and main results**

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	59.4	31.10	10.59	75.0	72.7	1.318	1.282	0.948
February	76.7	35.50	10.80	93.5	90.8	1.651	1.605	0.952
March	127.9	54.90	12.50	144.7	141.5	2.551	2.473	0.948
April	158.7	70.60	14.96	168.8	165.0	2.950	2.857	0.938
May	204.3	75.40	19.05	208.6	204.3	3.590	3.473	0.923
June	221.0	73.80	23.58	221.2	216.6	3.730	3.605	0.904
July	227.8	72.00	26.39	230.6	225.8	3.832	3.702	0.890
August	198.8	67.20	26.65	208.8	204.6	3.473	3.356	0.891
September	142.9	54.90	22.90	157.7	154.1	2.671	2.587	0.910
October	102.9	45.00	19.20	122.5	119.3	2.099	2.037	0.922
November	62.5	33.10	15.54	77.9	75.4	1.343	1.306	0.929
December	51.6	25.70	11.94	69.4	66.4	1.190	1.158	0.926
Year	1634.5	639.19	17.88	1778.8	1736.5	30.397	29.441	0.918

**Legends**

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



**PVsyst V7.2.16**  
 VC9, Simulation date:  
 21/10/22 11:58  
 with v7.2.16

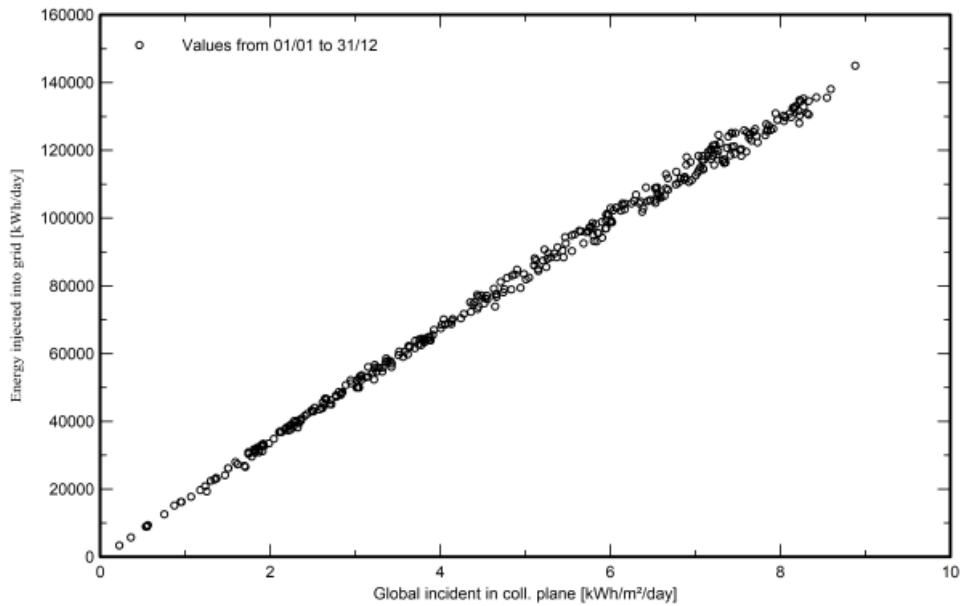
Project: Racale

Variant: 18.035MW\_JA545Wp\_rev08

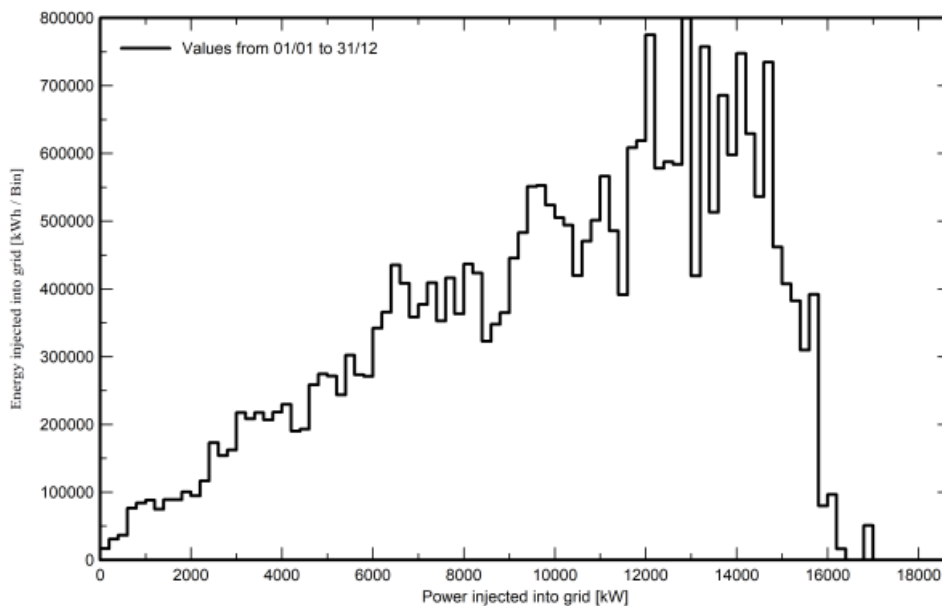
BayWa r.e AG. (Deutschland)

**Special graphs**

**Daily Input/Output diagram**



**System Output Power Distribution**



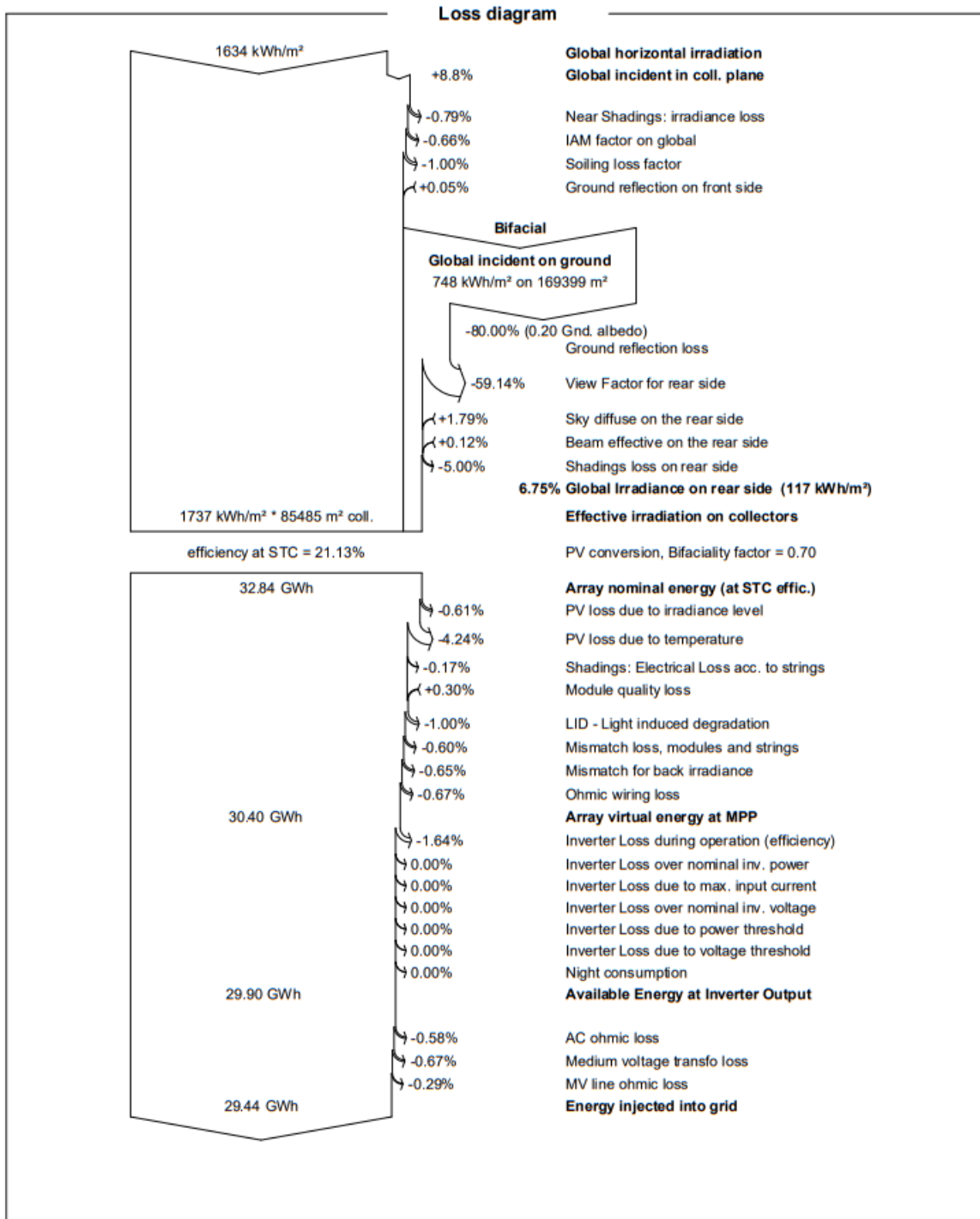


**PVsyst V7.2.16**  
 VC9, Simulation date:  
 21/10/22 11:58  
 with v7.2.16

Project: Racale

Variant: 18.035MW\_JA545Wp\_rev08

BayWa r.e AG. (Deutschland)



La produzione di energia elettrica annua dell'impianto fotovoltaico, risultato della simulazione, risulta essere pari a circa 29,44 [GWh/a] mentre le ore di funzionamento equivalenti sono circa 1.632 [kWh/kWp/anno].

### **3. RISPARMIO DI COMBUSTIBILE ED EMISSIONI EVITATE IN ATMOSFERA**

Considerando l'intero ciclo di vita (LCA) dei materiali per realizzare i moduli e gli impianti fino allo smaltimento dei rifiuti in discarica al termine dell'operatività, il carico totale delle emissioni è di almeno un ordine di grandezza più basso della quantità di emissioni specifiche che accompagnano la produzione dei kWh convenzionali.

Le emissioni prodotte sono essenzialmente concentrate nella fase di realizzazione industriale (realizzazione dei materiali, lavorazione, assemblaggio) ed in quella di montaggio (montaggio dei pannelli, opere civili ed elettriche).

Durante le fasi di costruzione e di smantellamento si realizzeranno movimenti di terra per l'apertura di percorsi, depositi, spianamenti, ecc. Ciò implicherà un aumento della polvere sospesa che comunque rimarrà confinata nella zona circostante in cui è stata emessa, situata lontano dalla popolazione. Il traffico di macchinari e veicoli pesanti comporterà inoltre l'emissione in atmosfera di particelle inquinanti (CO<sub>2</sub>, CO, NO<sub>x</sub> e composti organici volatili) ma il numero di camion utilizzati sarà esiguo e, comunque, limitato nel tempo.

Durante la vita operativa dell'impianto non si avrà alcuna emissione di inquinanti, salvo quella che potrà derivare dall'occasionale transito di veicoli per le operazioni di manutenzione o da incidenti straordinari.

Si considera pertanto che ciascun kWh fotovoltaico sia accompagnato da una quantità di emissioni di inquinanti così piccola da poter essere trascurata, se confrontata con la situazione del kWh convenzionale e quindi delle emissioni di contaminanti in atmosfera evitate. È infatti noto che la produzione di energia elettrica mediante l'utilizzo di combustibili fossili comporta l'emissione di gas serra e di sostanze inquinanti in quantità variabili in funzione del combustibile, della tecnologia di combustione e del controllo dei fumi. Tra queste sostanze la più rilevante è la CO<sub>2</sub>, il cui progressivo aumento in atmosfera contribuisce all'estendersi dell'effetto serra. Altri gas dannosi sia per la salute umana che per il patrimonio storico e naturale sono la SO<sub>2</sub> (anidride solforosa) e gli NO<sub>x</sub> (ossidi di azoto).

Nel caso specifico dell'impianto fotovoltaico in progetto, avente una potenza massima di 18,035 MWp e funzionante per circa 1.632 ore/anno (fermi impianti già considerati), possono essere calcolate le emissioni evitate in termini di gas inquinanti che verrebbero rilasciati in atmosfera in conseguenza del processo di produzione del medesimo quantitativo di energia utilizzando fonti convenzionali, quali i derivati del petrolio o gas naturali.

In Tabella un riepilogo sui dati dell'impianto per la determinazione dell'inquinamento evitato (la produzione cumulata al 25° anno è calcolata considerando le perdite di efficienza annuali dell'impianto dovute ai fattori di invecchiamento e sporcamento):

Dati di impianto	
Potenza nominale dell'impianto (kW)	18.035,000
Ore di funzionamento medie equivalenti	1.632,0
Produzione stimata del 1° anno (kWh)	29.433.119,4
Produzione cumulata al 25° anno (kWh)	735.827.986,0

Tabella 1 - Riepilogo dei dati di impianto

### 3.1 Risparmio di combustibile

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria, stabilito pari a 0,187 TEP/MWh<sub>e</sub> (ai sensi della delibera EEN 3/08).

Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

Risparmio di combustibile	
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0,187
TEP risparmiate in 1 anno	5.503,99
TEP risparmiate in 25 anni	137.599,83

Tabella 2 - Risparmio di combustibile in TEP

### 3.2 Emissioni evitate in atmosfera

L'impianto fotovoltaico, sostituendo col proprio contributo la produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili di origine fossile, consente la riduzione delle emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

I dati riguardanti i Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra e altri gas nel settore elettrico sono tratti dal relativo Rapporto R303/2019 dell'ISPRA per l'SNPA sulle Emissioni del Settore Elettrico.

Emissioni evitate in atmosfera	CO <sub>2</sub>	CO	SO <sub>x</sub>	
Fattori di emissione della produzione elettrica nazionale [g/kWh]	491,00	0,0977	0,0636	
Emissioni evitate in 1 anno [kg]	14.451.661,65	2.875,62	1.871,95	
Emissioni evitate in 25 anni [kg]	361.291.541,13	71.890,39	46.798,66	
Emissioni evitate in atmosfera	NO <sub>x</sub>	NH <sub>3</sub>	PM <sub>10</sub>	COVNM
Fattori di emissione della produzione elettrica nazionale [g/kWh]	0,2274	0,0005	0,0054	0,0838
Emissioni evitate in 1 anno [kg]	6.693,09	14,72	158,94	2.466,50
Emissioni evitate in 25 anni [kg]	167.327,28	367,91	3.973,47	61.662,39

Tabella 3 - Emissioni evitate in atmosfera