



REGIONE SICILIA
PROVINCIA DI CALTANISSETTA
COMUNE DI GELA



PROGETTO DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO DA REALIZZARE NEL COMUNE DI GELA (CL)
IN LOCALITÀ TIMPAZZO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE DA REALIZZARE
NEI COMUNI DI GELA (CL) E BUTERA(CL)

DI POTENZA PARI A **29.877,12 kWp**
DENOMINATO "**GELA TIMPAZZO**"

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE TECNICA
PRODUCIBILITÀ IMPIANTO



**IMPIANTO
AGRIVOLTAICO
AVANZATO**

**LAOR
(Land Area
Occupation Ratio)
19%**

LIV. PROG.	COD. PRATICA TERNA	CODICE ELABORATO	TAVOLA	DATA	SCALA
PD	202202363	RS09REL0012A1	-	30/05/2024	-

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO

RICHIEDENTE E PRODUTTORE

ENTE

HF SOLAR 14 S.r.l.

Viale Francesco Scaduto n°2/D - 90144 Palermo (PA)

FIRMA RESPONSABILE

PROGETTAZIONE

HORIZONFIRM

Ing. D. Siracusa
Ing. A. Costantino
Ing. C. Chiaruzzi
Ing. G. Schillaci
Ing. G. Buffa
Ing. M.C. Musca

Arch. S. Martorana
Arch. F. G. Mazzola
Arch. A. Calandrino
Arch. G. Vella
Dott. Agr. B. Miciluzzo
Dott. Biol. M. Casisa

HORIZONFIRM S.r.l. - Viale Francesco Scaduto n°2/D - 90144 Palermo (PA)

PROGETTISTA INCARICATO

FIRMA DIGITALE PROGETTISTA



FIRMA OLOGRAFA E TIMBRO
PROGETTISTA

**Impianto di produzione di energia elettrica da fonte energetica
rinnovabile attraverso tecnologia solare agrivoltaica**

denominato

“GELA TIMPAZZO”

Relazione di producibilità dell’impianto fotovoltaico

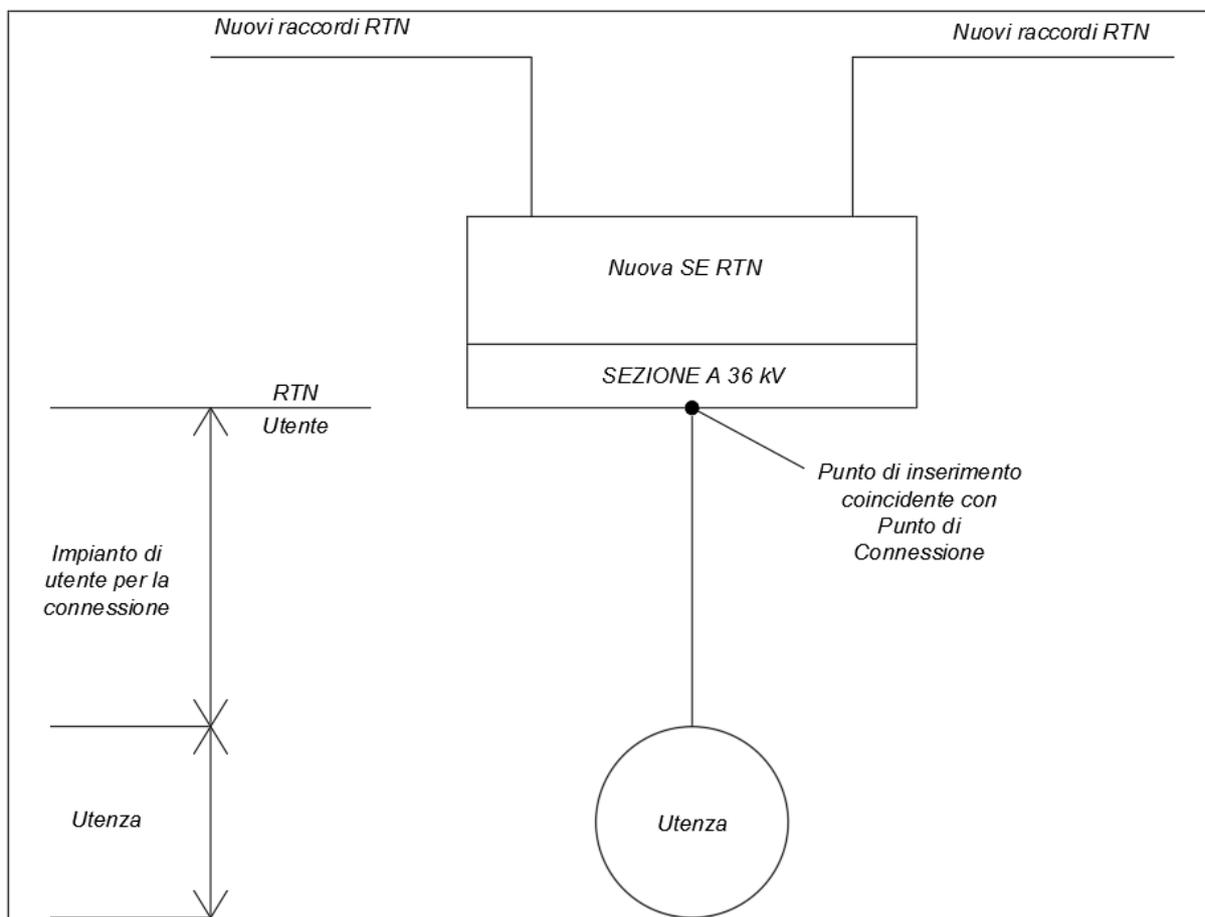
Progetto definitivo

Sommario

1 Premessa.....	1
2 Descrizione generale dell'impianto di produzione.....	3
3 Report di producibilità.....	10
4 Calcolo delle emissioni di CO ₂ evitate e delle TEP risparmiate.....	20

1 Premessa

Nella presente relazione tecnica viene stimata la producibilità energetica dell'impianto agrivoltaico "Gela Timpazzo" che la Società **HF Solar 14 S.r.l.** intende realizzare nel territorio comunale di Gela (CL) in località "Timpazzo" su un lotto di terreno distinto al N.C.T. Foglio 14 Particelle 1, 2, 3, 5, 7, 12, 14, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 30, 38, 50, 51, 52, 53, 60, 62, 63, 65, 69, 74, 72 ed al Foglio 52 Particelle 9, 83, 101, 102, 150, 151, 154, 256 il quale, conformemente a quanto prescritto dal Gestore di Rete con preventivo di connessione del **11/11/2022** Codice di Rintracciabilità STMG **202202363**, verrà collegato in antenna a 36 kV con la sezione a 36 kV di una nuova Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) a 220/150/36 kV della RTN, da inserire in entra-esce sulla linea RTN a 220 kV "Chiaramonte Gulfi – Favara":



Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate, l'impianto di produzione ha una potenza installata di **29.877,12 kWp** ed è stato suddiviso in n° 7 sottocampi fotovoltaici¹. Al fine di massimizzare la produzione di energia elettrica, in fase di progettazione definitiva si è scelto di utilizzare inverter multistringa, i quali verranno opportunamente dislocati sul campo in posizione quanto più possibile baricentrica in modo da limitare le perdite di potenza attiva per effetto Joule.

Per la stima dell'energia elettrica annua prodotta ci si è avvalsi del software specialistico PV Syst, che consente di generare un report di producibilità attraverso la simulazione di un "impianto di produzione pilota" avente le stesse caratteristiche di quello oggetto di progettazione.

Il report ottenuto, viene allegato al paragrafo 3 della presente relazione.

¹ Per sottocampo fotovoltaico si intende la parte di impianto fotovoltaico che si connette in maniera distinta alla sezione di raccolta dell'Impianto di Utenza attraverso linee di sottocampo

2 Descrizione generale dell'impianto di produzione

L'impianto di produzione di energia elettrica oggetto dell'iniziativa intrapresa dalla Società "HF Solar 14 S.r.l.", ha una potenza di picco, intesa come somma delle potenze di picco dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva, pari a **29.877,12 kWp** e, conformemente a quanto prescritto dal Gestore della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale -RTN- verrà collegato in antenna a 36 kV con la sezione a 36 kV di una nuova Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) a 220/150/36 kV della RTN, da inserire in entra-esce sulla linea RTN a 220 kV "Chiaramonte Gulfi -Favara".

Il dimensionamento del generatore fotovoltaico, ovvero la parte di impianto che converte la radiazione solare direttamente in energia elettrica sfruttando l'effetto fotovoltaico, è stato eseguito applicando il criterio della superficie disponibile, tenendo dei distanziamenti da mantenere tra le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento che possono influire sulla producibilità energetica, garantire adeguati spazi per la conduzione dell'attività agricola e degli ingombri delle Cabine Elettriche di Trasformazione e di Raccolta.

Per la realizzazione del campo di generazione, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici **Huasun Bifacciali da 720 Wp** i quali verranno montati su strutture di supporto di tipo sub verticali.

Electrical Characteristics (STC*)

HS-210-B132	DS700	DS705	DS710	DS715	DS720
Maximum Power (Pmax)	700W	705W	710W	715W	720W
Module Efficiency (%)	22,53%	22,70%	22,86%	23,02%	23,18%
Optimum Operating Voltage (Vmp)	42,10V	42,25V	42,39V	42,54V	42,68V
Optimum Operating Current (Imp)	16,63A	16,69A	16,75A	16,81A	16,87A
Open Circuit Voltage (Voc)	50,13V	50,29V	50,44V	50,59V	50,74V
Short Circuit Current (Isc)	17,43A	17,49A	17,55A	17,61A	17,67A
Operating Module Temperature	-40 to +85 °C				
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC)				
Maximum Series Fuse	35A				
Power Tolerance	0~+5W				
Bifaciality	85% ± 5%				

*STC: Irradiance 1000 W/m², cell temperature 25 °C, AM=1,5, Tolerance of Pmax is within +/- 3%.

BSTC**

Maximum Power (Pmax)	770W	775W	780W	785W	790W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	42,10V	42,25V	42,39V	42,54V	42,68V
Optimum Operating Current (Imp)	18,29A	18,35A	18,41A	18,46A	18,51A
Open Circuit Voltage (Voc)	50,13V	50,29V	50,44V	50,59V	50,74V
Short Circuit Current (Isc)	19,17A	19,22A	19,28A	19,33A	19,39A

**BSTC: Front side irradiation 1000W/m², back side reflection irradiation 135W/m², AM=1,5, ambient temperature 25 °C.

Al fine di massimizzare la producibilità energetica, si è scelto di utilizzare inverter multistringa **SUNGROW SG350 HX** da 320 kVA, a ciascuno dei quali verranno collegate in parallelo un certo numero di stringhe fotovoltaiche, fermo restando che la scelta adottata potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva:

Type designation	SG350HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	500 V / 550 V
Nominal PV input voltage	1080 V
MPP voltage range	500 V – 1500 V
No. of independent MPP inputs	12 (optional: 14/16)
Max. number of input connector per MPPT	2
Max. PV input current	12 * 40 A (Optional: 14 * 30 A / 16 * 30 A)
Max. DC short-circuit current per MPPT	60 A
Output (AC)	
AC output power	352 kVA @ 30°C / 320 kVA @40 °C / 295 kVA @50°C
Max. AC output current	254 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	640 – 920V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / Connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency / European efficiency / CEC efficiency	99.02 % / 98.8 % / 98.5%
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch / AC switch	Yes / No
PV string current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Optional
Surge protection	DC Type II / AC Type II

Definito il layout di impianto e la tipologia di inverter da utilizzare, il numero di moduli della stringa e il numero di stringhe da collegare in parallelo, sono stati determinati coordinando opportunamente le caratteristiche dei moduli fotovoltaici con quelle degli inverter scelti, rispettando le seguenti 4 condizioni:

1. *la massima tensione del generatore fotovoltaico deve essere inferiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter;*
2. *la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter;*
3. *la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter;*
4. *la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter.*

Per la verifica delle suddette condizioni sono state applicate le formule di seguito riportate.

Verifica della condizione 1 (massima tensione del generatore FV non superiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico è la tensione a vuoto di stringa calcolata alla minima temperatura di funzionamento dei moduli, in genere assunta pari a:

- - 10° C per le zone fredde;
- 0° C per le zone meridionali e costiere.

La tensione massima del generatore fotovoltaico alla minima temperatura di funzionamento dei moduli si calcola con la seguente espressione:

$$U_{MAX\ FV(\theta_{min})} = N_s \cdot U_{MAX\ modulo(\theta_{min})} [V]$$

dove N_s è il numero di moduli che costituiscono la stringa, $U_{MAX\ modulo(\theta_{min})}$ è la tensione massima del singolo modulo alla minima temperatura di funzionamento.

Quest'ultima può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MAX\ modulo(\theta_{min})} = U_{oc(25^\circ C)} - \beta \cdot (25 - \theta_{min})$$

dove

- $U_{oc(25^\circ C)}$ è la tensione a vuoto del modulo in condizioni standard il cui valore viene dichiarato dal costruttore;
- β è il coefficiente di variazione della tensione con la temperatura, anch'esso dichiarato dal costruttore.

Deve risultare pertanto:

$$U_{MAX\ FV(\theta_{min})} = N_s \cdot U_{MAX\ modulo(\theta_{min})} = N_s \cdot [U_{oc(25^\circ C)} - \beta (25 - \theta_{min})] \leq U_{max\ inverter}$$

essendo $U_{max\ inverter}$ la massima tensione in ingresso all'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 2 (la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza rappresenta la tensione di stringa calcolata con irraggiamento pari a $1000\text{W}/\text{m}^2$, e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{\text{MPPT MAX FV } (\theta_{\text{min}})} = N_s \cdot U_{\text{MPPT MAX modulo } (\theta_{\text{min}})}$$

dove:

- N_s è il numero di moduli collegati in serie;
- $U_{\text{MPPT MAX modulo } (\theta_{\text{min}})}$ è la massima tensione del modulo FV nel punto di massima potenza calcolabile nel seguente modo:

$$U_{\text{MPPT MAX modulo } (\theta_{\text{min}})} = U_{\text{MPPT}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\text{min}})$$

essendo U_{MPPT} la tensione del modulo in corrispondenza del punto di massima potenza, dichiarata dal costruttore.

Ai fini del corretto coordinamento occorre verificare che:

$$U_{\text{MPPT MAX FV } (\theta_{\text{min}})} = N_s \cdot [U_{\text{MPPT}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\text{min}})] \leq U_{\text{MPPT MAX INVERTER}}$$

dove $U_{\text{MPPT MAX INVERTER}}$ è la massima tensione del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 3 (la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La minima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza è la tensione di stringa calcolata con:

- irraggiamento pari a $1000\text{W}/\text{m}^2$,
- temperatura θ_{max} pari a $70\text{-}80^\circ\text{C}$.

e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{\text{MPPT min FV}} = N_s \cdot U_{\text{MPPT min modulo}}$$

dove:

- N_s è il numero di moduli collegati in serie;
- $U_{\text{MPPT min modulo}}$ è la tensione minima del modulo nel punto di massima potenza, calcolabile nel seguente modo:

$$U_{\text{MPPT min modulo}} = U_{\text{MPPT modulo}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\text{max}})$$

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

$$U_{\text{MPPT min FV}} = N_s \cdot [U_{\text{MPPT modulo}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\text{max}})] \geq U_{\text{MPPT min INVERTER}}$$

essendo $U_{\text{MPPT min INVERTER}}$ la minima tensione nel punto di massima potenza del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 4 (la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter)

La massima corrente del generatore FV è data dalla somma delle correnti massime erogate da ciascuna stringa in parallelo.

La massima corrente di stringa è calcolabile nel seguente modo:

$$I_{\text{stringa, Max}} = 1,25 \cdot I_{\text{sc}}$$

dove:

- $I_{\text{stringa, Max}}$ è la massima corrente erogata dalla stringa [A];
- I_{sc} è la corrente di cortocircuito del singolo modulo [A];
- 1,25 è un coefficiente di maggiorazione che tiene conto di un aumento della corrente di cortocircuito del modulo a causa di valori di irraggiamento superiori a 1000W/m^2 .

Per il corretto coordinamento occorre verificare che:

$$I_{\max \text{ FV}} = N_p \cdot 1,25 \cdot I_{\text{sc}} \leq I_{\max \text{ Inverter}}$$

dove:

- $I_{\max \text{ FV}}$ è la massima corrente in uscita dal generatore fotovoltaico [A];
- N_p è il numero di stringhe in parallelo;
- $I_{\max \text{ inverter}}$ è la massima corrente in ingresso all'inverter [A].

La verifica delle quattro precedenti condizioni è stata condotta ipotizzando di realizzare stringhe ***fotovoltaiche da 28 moduli, ottenendo esito positivo.***

Come deducibile dalle tavole di layout allegate e dallo schema elettrico unifilare dell'impianto, la sezione di generazione è stata suddivisa in 7 sottocampi fotovoltaici, le cui potenze sono di seguito indicate:

- Sottocampo fotovoltaico n° 1, da 4.515,84 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 2, da 2.782,08 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 3, da 6.632,64 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 4, da 4.919,04 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 5, da 5.342,40 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 6, da 3.003,84 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 7, da 2.681,28 kWp;

per una potenza complessivamente installata di ***29.877,12 kWp lato DC e di 28.160 kW lato AC*** (88 inverter da 320 kW ciascuno).

3 Report di producibilità

Con l'ausilio del software specialistico PVSyst, è stata simulata l'installazione di un impianto fotovoltaico avente le stesse caratteristiche di quello progettato sul sito oggetto dell'iniziativa intrapresa dalla Società Proponente:

Coordinate del sito di installazione:

- Latitudine: 37.16 °N
- Longitudine: 14.32 °E

Caratteristiche dell'impianto fotovoltaico simulato:

- Moduli fotovoltaici: **Huasun Bifacciali da 720 Wp;**
- Numero di moduli fotovoltaici: **41.496;**
- Numero di moduli costituenti la stringa fotovoltaica: **28;**
- Numero complessivo di stringhe fotovoltaiche: **1.482;**
- Potenza complessiva del generatore fotovoltaico: **29.877,12 kWp;**
- Inverter: Sungrow **SG350HX;**
- Numero di inverter: **88;**
- Numero di sottocampi fotovoltaici²: **7.**

Definiti i componenti costituenti l'impianto di produzione (moduli e inverter), le tipologie di strutture di supporto dei moduli e la relativa orientazione, è stato generato il report di producibilità di seguito riportato:

² I sottocampi fotovoltaici hanno le stesse potenze di picco di quelli in cui è stato suddiviso l'impianto di produzione



Version 7.4.3

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Gela Timpazzo

Variant: HUASAN 720 Wp

Sheds on ground

System power: 29.88 MWp

Ponte Olivo - Italia

Author

Horizonfirm Srl (Italy)

**PVsyst V7.4.3**

VC1, Simulation date:
07/11/23 12:11
with v7.4.3

Project: Gela Timpazzo

Variant: HUASAN 720 Wp

Horizonfirm Srl (Italy)

Project summary

Geographical Site Ponte Olivo Italia	Situation Latitude 37.16 °N Longitude 14.32 °E Altitude 126 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Ponte Olivo PVGIS api TMY		

System summary

Grid-Connected System	Sheds on ground	User's needs
PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 45 / 0 °	Near Shadings According to strings : Fast (table) Electrical effect 100 %	Unlimited load (grid)
System information	Inverters	
PV Array Nb. of modules 41496 units Pnom total 29.88 MWp	Nb. of units 88 units Pnom total 28.16 MWac Grid power limit 25.00 MWac Grid lim. Pnom ratio 1.195	

Results summary

Produced Energy 56302187 kWh/year	Specific production 1884 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 88.60 %
-----------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Predef. graphs	9
Single-line diagram	10



PVsyst V7.4.3

VC1, Simulation date:
07/11/23 12:11
with v7.4.3

Project: Gela Timpazzo

Variant: HUASAN 720 Wp

Horizonfirm Srl (Italy)

General parameters

Grid-Connected System		Sheds on ground			
PV Field Orientation		Sheds configuration		Models used	
Orientation		Nb. of sheds		Transposition	
Fixed plane		1482 units		Perez	
Tilt/Azimuth		Sizes		Diffuse	
45 / 0 °		Sheds spacing		Imported	
		7.00 m		Circumsolar	
		Collector width		separate	
		2.63 m			
		Ground Cov. Ratio (GCR)			
		37.5 %			
		Top inactive band			
		0.02 m			
		Bottom inactive band			
		0.02 m			
		Shading limit angle			
		Limit profile angle			
		20.0 °			
Horizon		Near Shadings		User's needs	
Average Height		According to strings : Fast (table)		Unlimited load (grid)	
1.5 °		Electrical effect			
		100 %			
Bifacial system					
Model		2D Calculation			
		unlimited sheds			
Bifacial model geometry				Bifacial model definitions	
Sheds spacing		7.00 m		Ground albedo	
				0.20	
Sheds width		2.67 m		Bifaciality factor	
				85 %	
Limit profile angle		20.0 °		Rear shading factor	
				5.0 %	
GCR		38.1 %		Rear mismatch loss	
				10.0 %	
Height above ground		2.20 m		Shed transparent fraction	
				0.0 %	
Grid power limitation					
Active power		25.00 MWac			
Pnom ratio		1.195			

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	HUASUN	Manufacturer	Sungrow
Model	HS-210-B132DS720-20230517	Model	SG350-HX
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	720 Wp	Unit Nom. Power	320 kWac
Number of PV modules	41496 units	Number of inverters	88 units
Nominal (STC)	29.88 MWp	Total power	28160 kWac
Modules	1482 string x 28 In series	Operating voltage	500-1450 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>30°C)	350 kWac
Pmpp	27.93 MWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.06
U mpp	1110 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	25166 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	29877 kWp	Total power	28160 kWac
Total	41496 modules	Max. power	30800 kWac
Module area	128901 m²	Number of inverters	88 units
		Pnom ratio	1.06

**PVsyst V7.4.3**

VC1, Simulation date:
07/11/23 12:11
with v7.4.3

Project: Gela Timpazzo

Variant: HUASAN 720 Wp

Horizonfirm Srl (Italy)

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

DC wiring losses

Global array res. 0.71 mΩ
Loss Fraction 1.5 % 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 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.2 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.992	0.976	0.922	0.855	0.726	0.477	0.000

AC wiring losses**Inv. output line up to MV transfo**

Inverter voltage 800 Vac tri
Loss Fraction 0.88 % at STC

Inverter: SG350-HX

Wire section (88 Inv.) Copper 88 x 3 x 150 mm²
Average wires length 134 m

MV line up to Injection

MV Voltage 36 kV
Wires Alu 3 x 400 mm²
Length 9210 m
Loss Fraction 1.66 % at STC

AC losses in transformers**MV transfo**

Medium voltage 36 kV

Transformer parameters

Nominal power at STC 29.64 MVA
Iron Loss (24/24 Connexion) 29.64 kVA
Iron loss fraction 0.10 % at STC
Copper loss 296.38 kVA
Copper loss fraction 1.00 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 0.22 mΩ



Project: Gela Timpazzo

Variant: HUASAN 720 Wp

PVsyst V7.4.3

VC1, Simulation date:
07/11/23 12:11
with v7.4.3

Horizonfirm Srl (Italy)

Horizon definition

Orizzonte dal servizio web Meteonorm, lat=37,16, lon=14,32

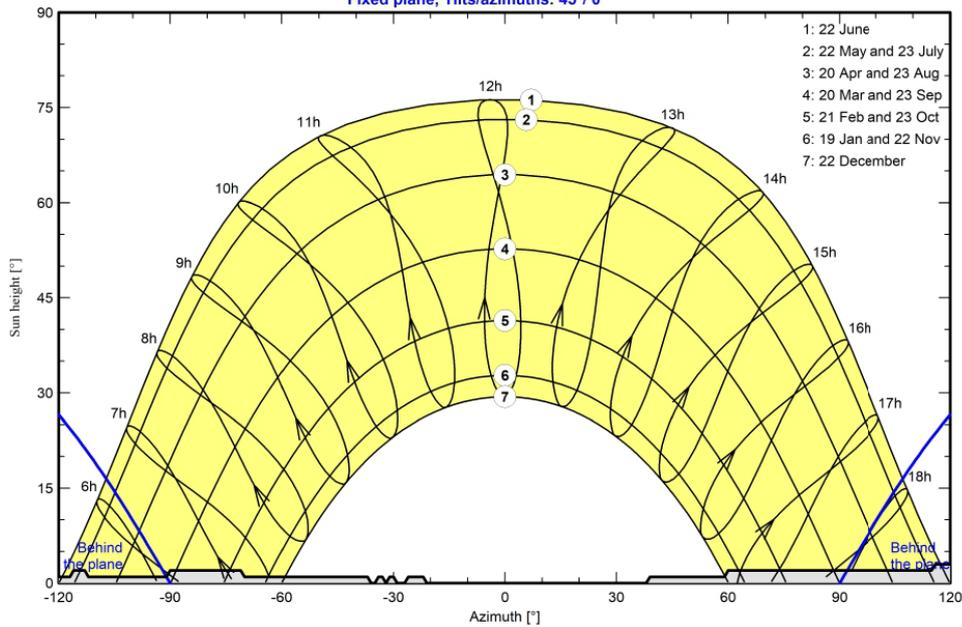
Average Height	1.5 °	Albedo Factor	0.98
Diffuse Factor	1.00	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-172	-171	-169	-168	-140	-139	-136	-135	-121	-120	-117	-116	-113
Height [°]	2.0	2.0	3.0	3.0	2.0	2.0	3.0	3.0	2.0	2.0	1.0	1.0	2.0	2.0
Azimuth [°]	-112	-91	-90	-71	-70	-37	-36	-35	-34	-33	-32	-31	-30	-29
Height [°]	1.0	1.0	2.0	2.0	1.0	1.0	0.0	0.0	1.0	1.0	0.0	1.0	1.0	0.0
Azimuth [°]	-27	-26	-22	-21	38	39	59	60	115	116	122	123	137	138
Height [°]	0.0	1.0	1.0	0.0	0.0	1.0	1.0	2.0	2.0	3.0	3.0	2.0	2.0	3.0
Azimuth [°]	145	146	151	152	153	162	163	173	174	177	178	179		
Height [°]	3.0	2.0	2.0	1.0	2.0	2.0	3.0	3.0	2.0	2.0	3.0	3.0		

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Fixed plane, Tilts/azimuths: 45°/ 0°





PVsyst V7.4.3
VC1, Simulation date:
07/11/23 12:11
with v7.4.3

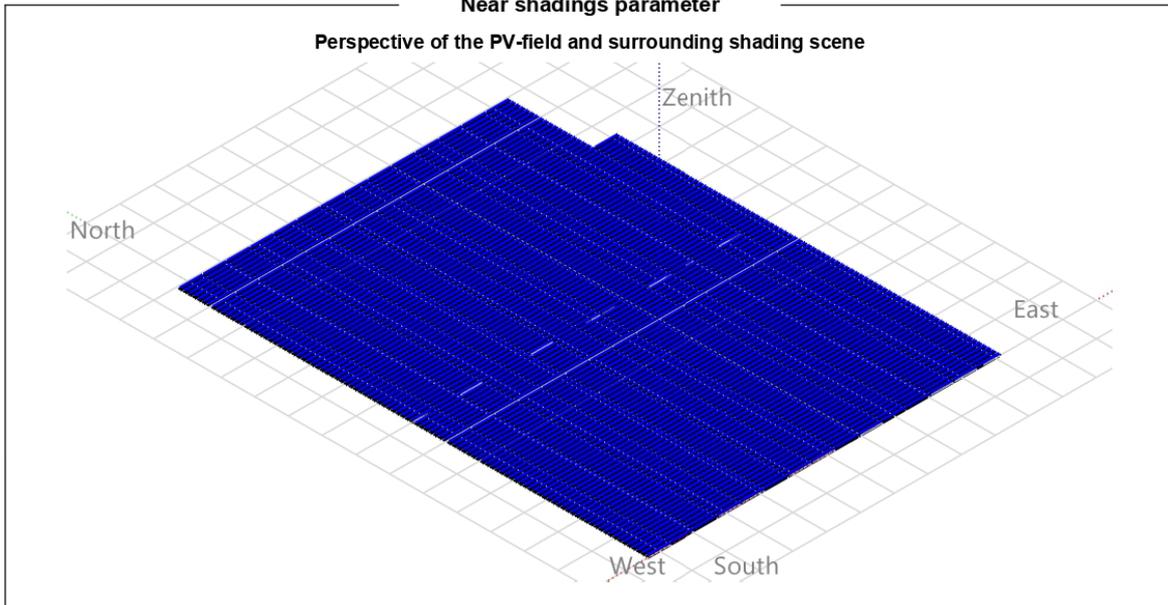
Project: Gela Timpazzo

Variant: HUASAN 720 Wp

Horizonfirm Srl (Italy)

Near shadings parameter

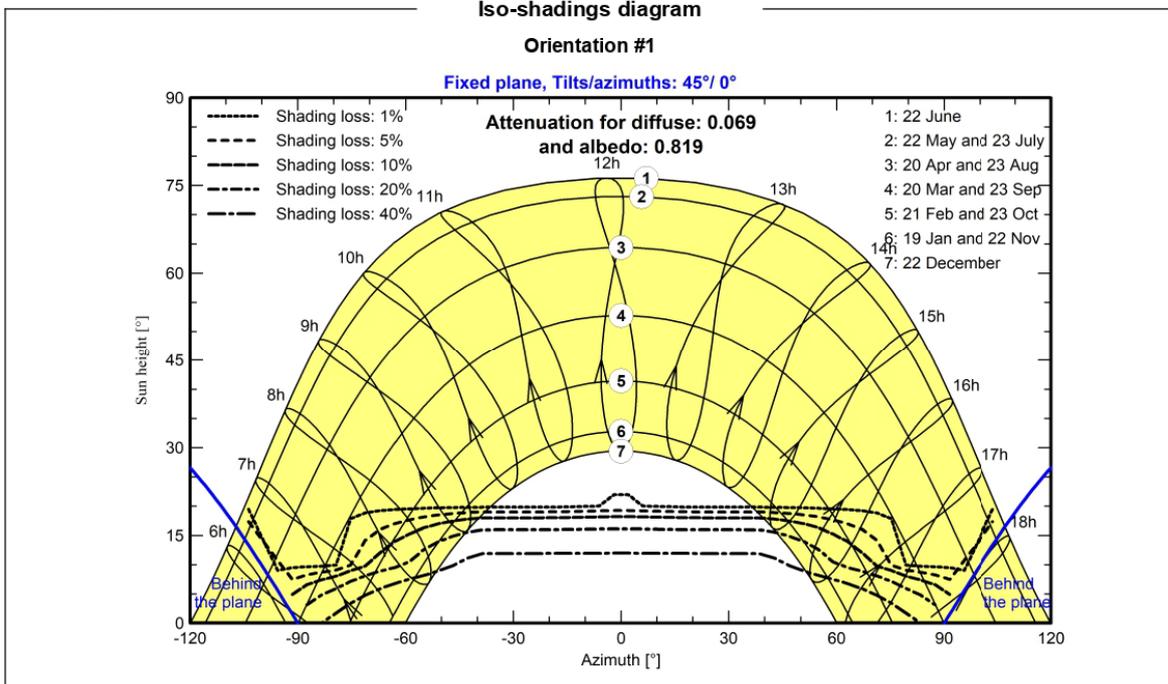
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 45°/ 0°





Project: Gela Timpazzo

Variant: HUASAN 720 Wp

PVsyst V7.4.3

VC1, Simulation date:
07/11/23 12:11
with v7.4.3

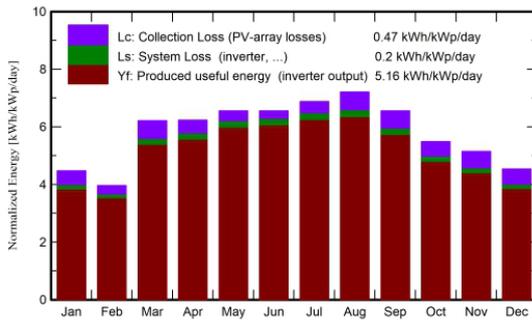
Horizonfirm Srl (Italy)

Main results

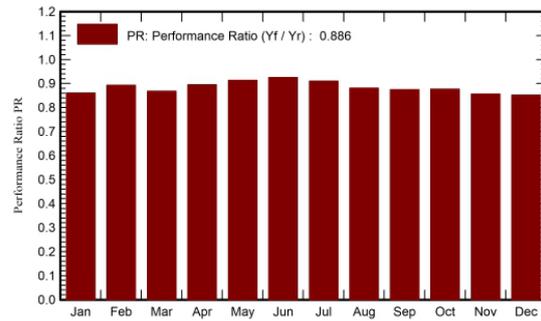
System Production

Produced Energy 56302187 kWh/year Specific production 1884 kWh/kWp/year
Perf. Ratio PR 88.60 %

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	78.8	31.94	9.47	138.5	128.6	3701272	3561606	0.861
February	78.9	38.53	10.97	110.8	104.0	3076742	2958586	0.893
March	152.6	48.09	12.93	192.5	181.8	5190223	4995709	0.869
April	182.6	62.95	15.02	187.0	175.6	5193805	4999306	0.895
May	227.7	70.13	19.50	203.3	190.2	5759265	5550022	0.914
June	237.5	64.34	22.96	196.7	183.8	5641988	5437438	0.925
July	248.2	59.71	26.26	213.2	200.0	6014460	5795806	0.910
August	228.3	53.37	26.08	223.4	210.6	6111002	5884946	0.882
September	168.9	53.40	22.78	196.7	185.5	5340979	5142568	0.875
October	122.6	44.52	20.77	170.0	161.0	4626464	4453323	0.877
November	90.2	33.93	15.22	154.4	143.6	4102274	3948350	0.856
December	74.6	29.46	12.32	140.5	129.1	3715088	3574526	0.852
Year	1890.9	590.38	17.90	2126.9	1994.0	58473561	56302187	0.886

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 V7.4.3

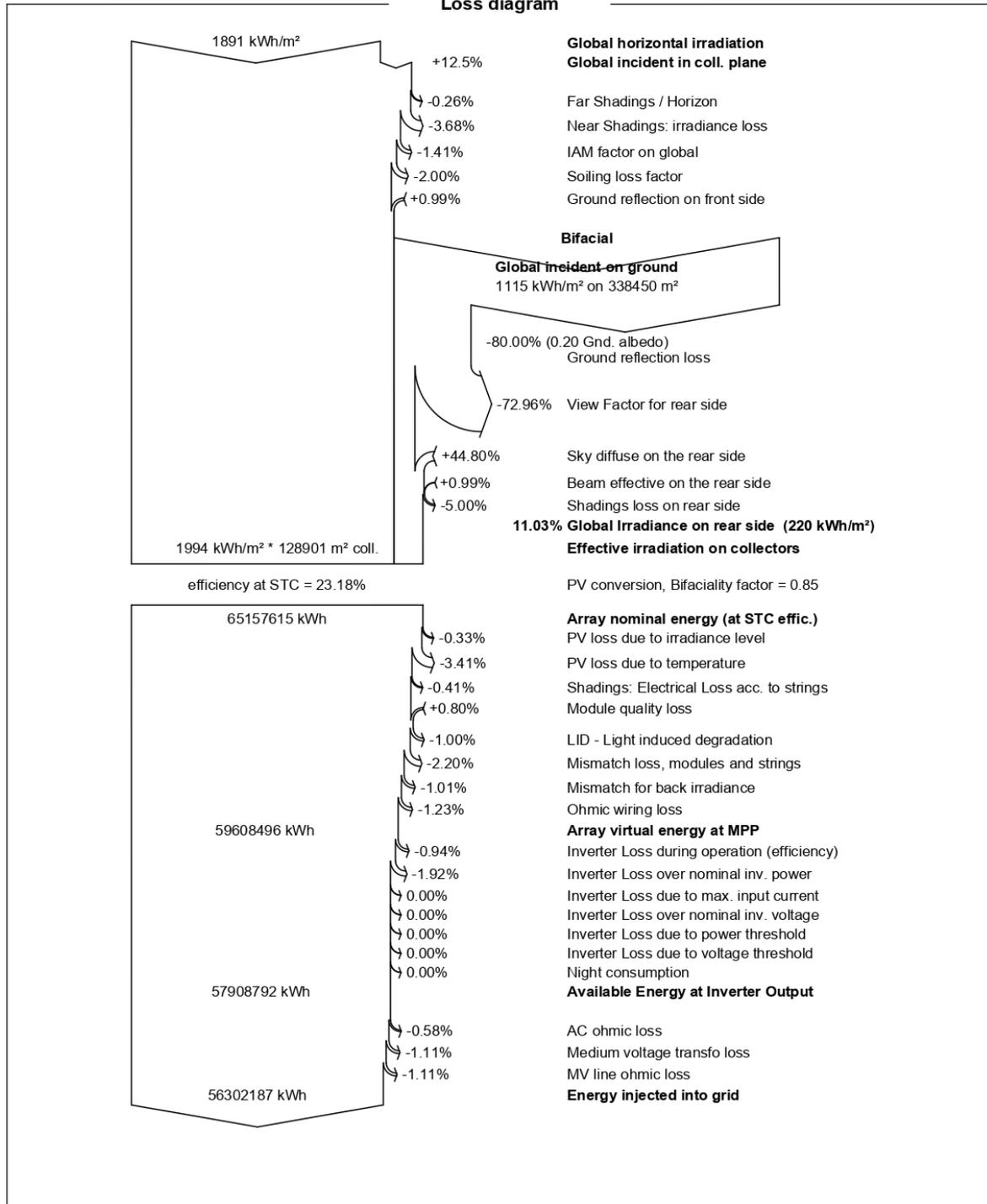
VC1, Simulation date:
07/11/23 12:11
with v7.4.3

Project: Gela Timpazzo

Variant: HUASAN 720 Wp

Horizonfirm Srl (Italy)

Loss diagram





PVsyst V7.4.3
VC1, Simulation date:
07/11/23 12:11
with v7.4.3

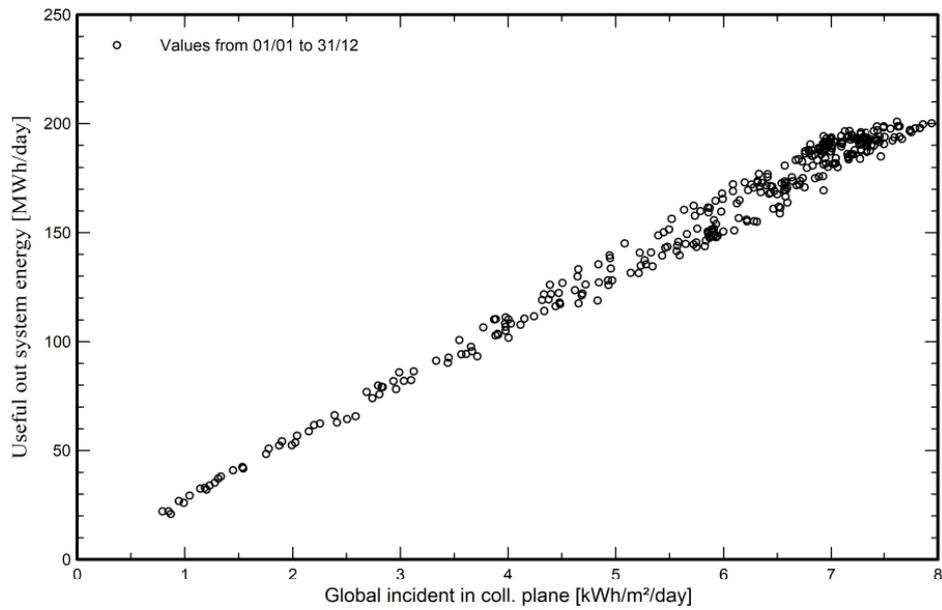
Project: Gela Timpazzo

Variant: HUASAN 720 Wp

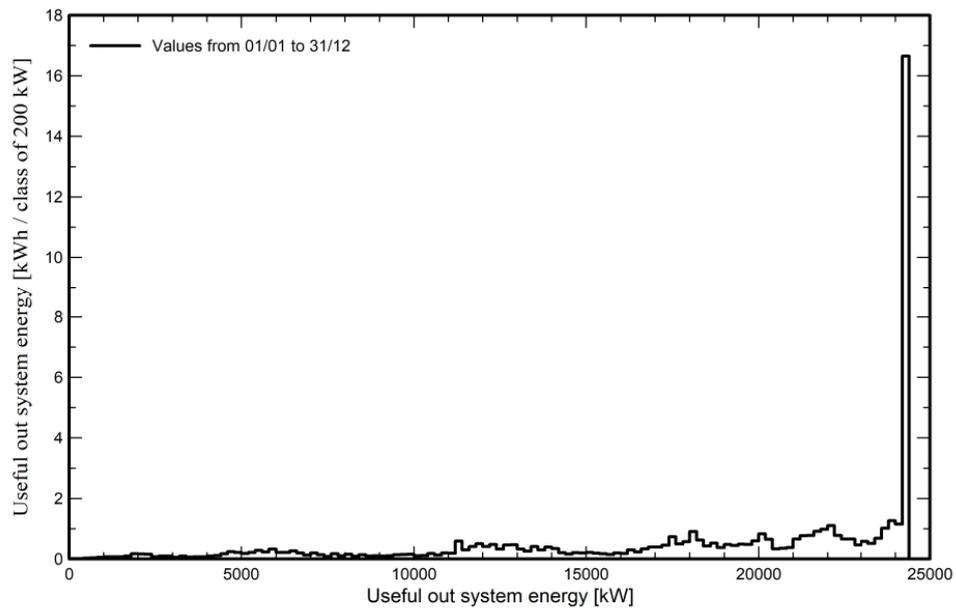
Horizonfirm Srl (Italy)

Predef. graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema



4 Calcolo delle emissioni di CO₂ evitate e delle TEP risparmiate

Come riscontrabile dal report di producibilità allegato al paragrafo 3 della presente relazione, l'impianto ha una produzione specifica di **1884 kWh/kWp/anno** e l'energia prodotta è pari a **56,30 GWh/anno**.

A partire dai dati di producibilità, applicando i fattori di conversione TEP/kWh e kgCO₂/kWh definiti dalla **Delibera EEN 3/08** "Aggiornamento del fattore di conversione dei kWh in tonnellate equivalenti di petrolio connesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica", sono state stimate le emissioni di CO₂ evitate e le TEP risparmiate ottenendo i risultati di seguito riportati:

Emissioni di CO₂ evitate: 29.895,3 tonnellate

TEP risparmiate: 10.528,1