

REGIONE SICILIA



CASTRONOVO DI SICILIA



LERCARA FRIDDI



ND-THREE s.r.l. sede legale Piazza Europa 14  
87100 cosenza

Titolo del Progetto:

## PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE E L'ESERCIZIO DI UN PARCO AGRIVOLTAICO E DELLE OPERE CONNESSE DENOMINATO "PERCIAPERTOSA"

Documento:

**PROGETTO DEFINITIVO**

N° Documento:

**REL0005**

DISCIPLINA:

**PD**

TIPOLOGIA:

**REL**

FORMATO:

**A4**

Elaborato:

### Relazione tecnica impianto fotovoltaico

FOGLIO:

**1 di 1**

SCALA:

--

Nome file:

-

Progettazione:

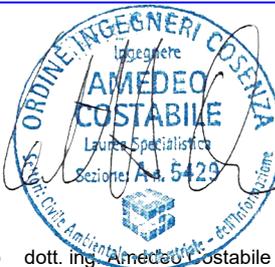


**NEW DEVELOPMENTS S.r.l.**  
piazza Europa, 14 - 87100 Cosenza (CS)

Progettisti:



dott. ing. Giovanni Guzzo Foliaro



dott. ing. Amedeo Costabile



dott. ing. Francesco Meringolo

Rev:	Data Revisione	Descrizione Revisione	Redatto	Controllato	Approvato
00	19/04/2022	PRIMA EMISSIONE	New Dev.	New Dev.	ND-THREE



## Indice

Premessa .....	2
1. Descrizione delle caratteristiche della fonte utilizzata.....	2
1.1 Funzionamento delle celle fotovoltaiche.....	2
1.2 Terminologia .....	4
1.3 Suddivisione dei campi.....	5
2. Descrizione dei diversi elementi progettuali.....	6
2.1 Modulo fotovoltaico .....	6
2.2 Struttura di sostegno e sistema di inseguimento solare .....	9
2.3 Struttura di sostegno fissa .....	11
2.4 Perimetrazione esterna.....	12
2.5 Inverter, trasformatori, quadri.....	13
2.6 Opere elettriche.....	16
2.7 Stazione Meteorologica .....	18
2.8 Sistema di accumulo .....	19
2.9 Viabilità interna.....	20
2.10 Tempi, modalità e costi di realizzazione e dismissione .....	21
3. Dimensionamento dell'impianto.....	22
3.1 Sito di installazione .....	22
3.2 Potenza totale .....	22
3.3 Dati di irraggiamento .....	22
3.4 Sistema di orientamento.....	26
3.5 Previsione di produzione energetica .....	26
4. Criteri di scelta delle soluzioni impiantistiche di protezione contro i fulmini .....	26
Appendice 1 – Tabulati simulazione PVSYST	



## Premessa

**ND-THREE s.r.l.**, società di sviluppo del gruppo New Developments s.r.l. che opera su tutto il territorio nazionale

### propone

in agro dei comuni di **Castronovo di Sicilia** (impianto fotovoltaico, elettrodotto AT interrato e sistema di accumulo), **Lercara Friddi** (parte dell'elettrodotto AT interrato) un impianto per la produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica con sistema di accumulo. Detto impianto, denominato "**Perciapertosa**", sviluppa potenza nominale pari a circa **22,572.2** MWp. L'impianto fotovoltaico sarà connesso alla rete AT per mezzo di un collegamento in antenna a 36 kV ad una nuova Stazione di Trasformazione (SE) della RTN 380/150/36 kV da inserire in entra-esce sul futuro elettrodotto RTN a 380 kV della RTN "Chiaramonte Gulfi – Ciminna") ubicata all'interno del comune di Castronovo di Sicilia (PA).

## 1. Descrizione delle caratteristiche della fonte utilizzata

Vengono fornite informazioni sul funzionamento e sulle caratteristiche elettriche dei generatori fotovoltaici.

### 1.1 Funzionamento delle celle fotovoltaiche<sup>1</sup>

L'interazione di un fotone di sufficiente energia con un elettrone legato (di valenza) di un materiale solido può liberare l'elettrone e portarlo nella banda di conduzione. Questo è il principio di base del funzionamento delle celle fotovoltaiche.

L'energia richiesta per liberare un elettrone e portarlo dalla banda di valenza nella banda di conduzione è denominata energia di gap.

---

<sup>1</sup> Mario A. Cucumo, V. Marinelli, G. Oliveti (1994). *Ingegneria Solare*. Bologna: Pitagora Editrice s.r.l.

Se l'energia di un fotone è minore dell'energia di gap, l'elettrone non può essere liberato e l'energia del fotone viene dissipata in calore, se l'energia del fotone è maggiore di quella di gap, l'elettrone viene liberato e l'eccesso di energia viene ancora dissipato in calore.

Il materiale maggiormente utilizzato nelle celle fotovoltaiche è il silicio (Si), il quale ha una energia di gap pari a 1,12 (eV).

La lunghezza d'onda massima alla quale la radiazione solare produce l'effetto fotovoltaico risulta dalla relazione:

$$\lambda_{max} = \frac{h \cdot c}{\epsilon_g} = 1,11 \cdot 10^{-6} m$$

dove

$\epsilon_g = 1,12 \text{ eV} = 1,12 \cdot 1,6 \cdot 10^{-19} J$  = energia di gap del silicio;

$h = 6,625 \cdot 10^{-34} J \cdot s$  = costante di Planck;

$c = 3 \cdot 10^8 m/s$  = velocità della luce.

La radiazione di lunghezza d'onda maggiore di 1,1  $\mu m$  è pertanto inabile a produrre corrente elettrica nelle celle al silicio, pertanto, esaminando i dati della distribuzione spettrale dell'irraggiamento extraterrestre, si può osservare che circa il 25% dell'energia solare contenuta nello spettro è completamente inefficace.

Le celle fotovoltaiche sono costituite da due strati di semiconduttori in contatto tra di loro, uno di tipo *n* ed uno di tipo *p*.

Il silicio presenta quattro elettroni di valenza nell'orbita più esterna e forma un reticolo cristallino in cui ogni atomo di Si è circondato da 4 atomi di Si, con ciascuno dei quali stabilisce un legame covalente.

Il semiconduttore di tipo *n* si ottiene aggiungendo al silicio piccole quantità di fosforo (P), il quale ha cinque elettroni nell'orbita più esterna; nel semiconduttore *n* vi è pertanto un eccesso di elettroni liberi, portati dagli atomi di fosforo.

Il semiconduttore di tipo *p* si ottiene invece degradando il silicio con atomi di boro (B), il quale ha solo tre elettroni nell'orbita esterna: nel semiconduttore *p* vi sono pertanto vacanze di elettroni.

Quando si pongono in contatto i due strati di semiconduttore di tipo *n* e di tipo *p*, gli elettroni liberi del semiconduttore *n* attraversano la giunzione ed occupano le vacanze esistenti nel semiconduttore *p*: di conseguenza il semiconduttore *n* acquista una carica positiva, mentre il semiconduttore *p* si carica negativamente. Si stabilisce pertanto attorno alla giunzione una barriera di potenziale.

Quando la cella fotovoltaica viene illuminata dalla radiazione solare, quest'ultima penetra sia nello strato superiore che inferiore creando delle coppie di elettroni e di vacanze. A causa della barriera di potenziale,

gli elettroni possono passare da  $p$  ad  $n$  ma non da  $n$  a  $p$ : si produce così un eccesso di elettroni nello strato  $n$ , che fluiscono nel conduttore esterno verso lo strato  $p$  dando luogo ad una corrente elettrica. La cella è provvista di opportune griglie conduttrici per convogliare gli elettroni nel circuito esterno.

## 1.2 Terminologia

Nella sistemistica fotovoltaica viene usata la seguente terminologia:

- *Cella fotovoltaica*: è il componente a semiconduttore che realizza la conversione diretta di energia solare in energia elettrica;
- *Modulo*: è un insieme di celle fotovoltaiche, connesse elettricamente fra loro e racchiuse in un involucro sigillato;
- *Pannello*: è un insieme di moduli connessi in una struttura rigida;
- *Stringa*: è un insieme di pannelli connessi in modo da dare la tensione nominale dell'impianto;
- *Campo fotovoltaico*: è l'insieme di tutti i pannelli, connessi tra loro in maniera opportuna, che costituiscono il generatore di energia elettrica;
- *Sistema di inseguimento*: è una macchina elettrica la quale consente di far funzionare il campo fotovoltaico sempre in condizioni di massima potenza erogata;
- *Sistema di accumulo*: è costituito da batterie di accumulatori e convertitori statici cc/ca;
- *Inverter*: trasforma la corrente continua generata dall'impianto fotovoltaico in corrente alternata



### 1.3 Suddivisione dei campi

L'impianto si compone di n. 2 campi denominati rispettivamente "Campo A" e "Campo B", dislocati nel territorio del comune di **Castronovo di Sicilia (PA)**. I campi dell'impianto seguono le denominazioni riportate nella figura che segue:

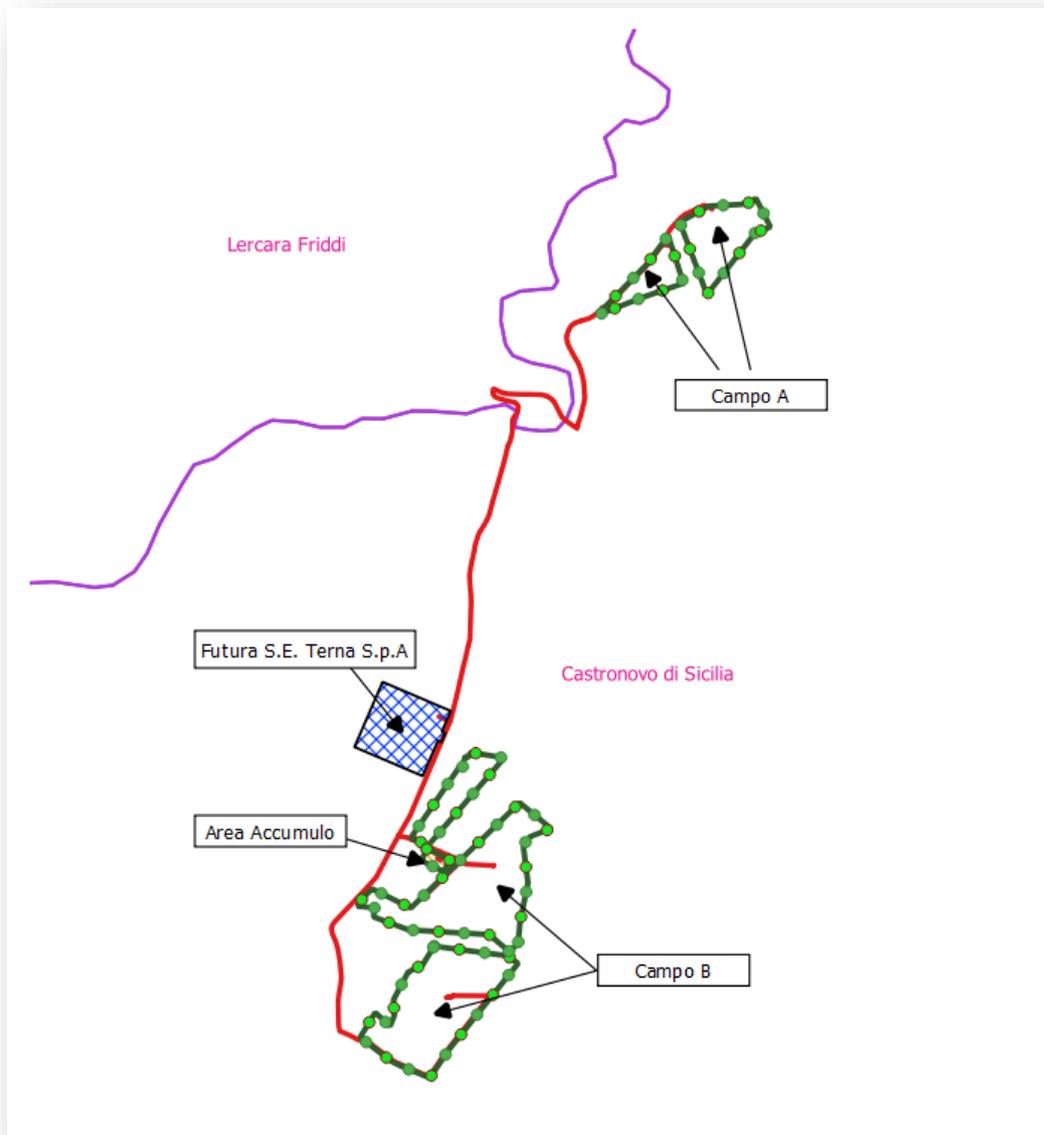


Figura 1 – Schema identificativo delle zone di impianto

## 2. Descrizione dei diversi elementi progettuali

### 2.1 Modulo fotovoltaico

Il modulo scelto per il generatore fotovoltaico è del tipo mono o policristallino con celle di silicio della ditta Jinko Solar tipo Tillig Ribbon (TR) Technology da **575 Watt** o similare. Di seguito si riporta la scheda tecnica del modulo scelto.

**TR Bifacial 555-575 Watt**  
Tiling Ribbon Technology  
Positive power tolerance of 0~+3%  
ISO9001:2015, ISO14001:2015, ISO45001:2018 certified factory  
IEC61215, IEC61730 certified product  
(Draft)

**Jinko Solar**  
Building Your Trust in Solar

**Tiger Pro**

**KEY FEATURES**

- TR technology + Half Cell**  
TR technology with Half cell aims to eliminate the cell gap to increase module efficiency (bi-facial up to 21.03%)
- MBB instead of SBB**  
MBB technology decreases the distance between bus bars and finger grid line which is benefit to power increase.
- Higher lifetime Power Yield**  
2% first year degradation, 0.45% linear degradation
- Best Warranty**  
12 year product warranty, 30 year linear power warranty
- Strengthened Mechanical Support**  
5400 Pa snow load, 2400 Pa wind load

**LINEAR PERFORMANCE WARRANTY**  
12 Year Product Warranty + 30 Year Linear Power Warranty  
0.45% Annual Degradation Over 30 years

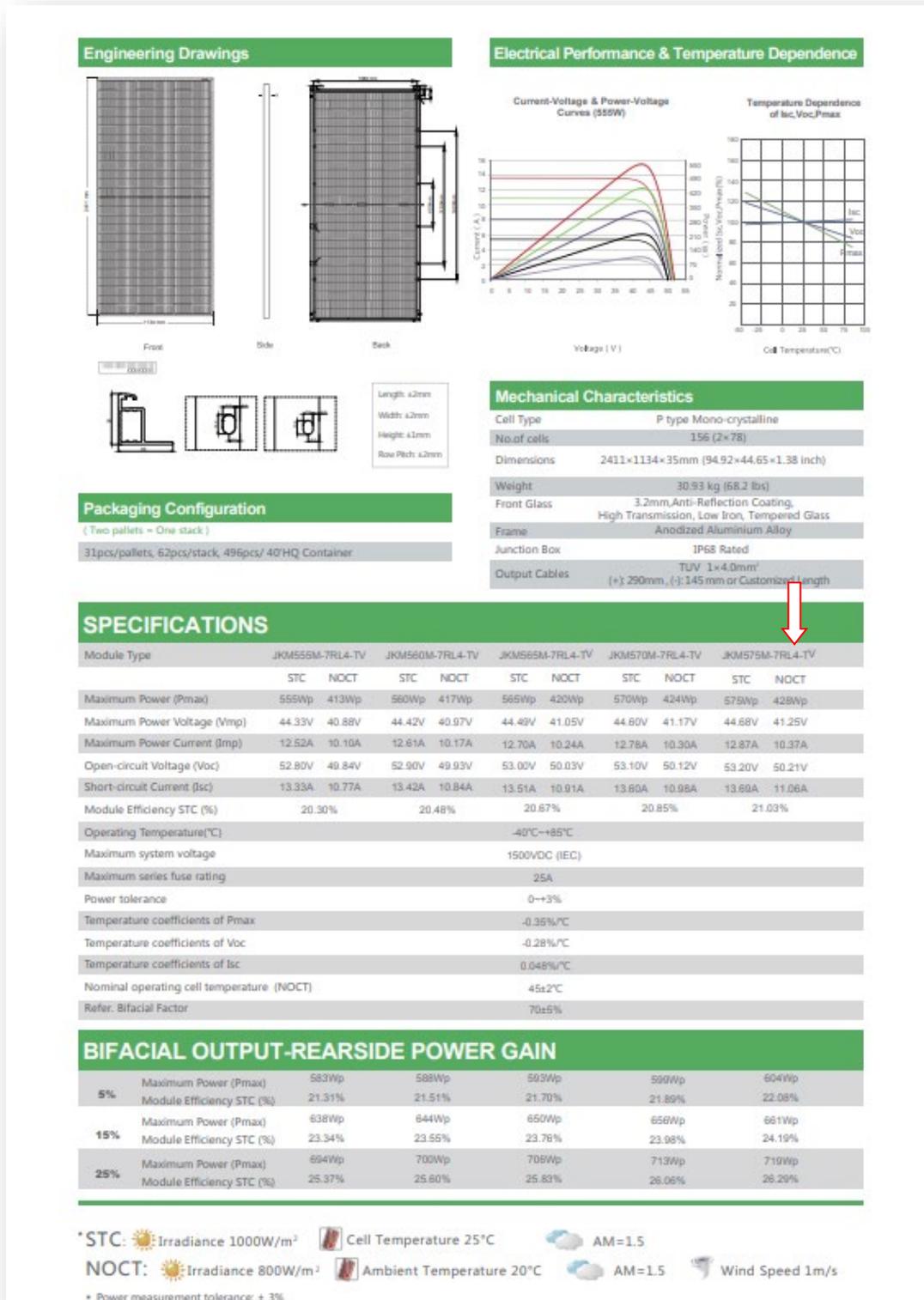


Figura 2 – Scheda tecnica modulo fotovoltaico

La seguente tabella riporta la distribuzione dei moduli all'interno del parco fotovoltaico:

Campo	n. moduli	Potenza (KWp)	Superficie pannellata* (m <sup>2</sup> )
A1	5.796	3.332,70	15.846,69
A2	2.436	1.400,70	6.660,20
B1	2.968	1.706,60	8.114,73
B2	5.208	2.994,60	14.239,05
B3	5.236	3.010,70	14.315,61
B4	5.208	2.994,60	14.239,05
B5	4.116	2.366,70	11.253,44
B6	4.144	2.382,80	11.330,00
B7	4.144	2.382,80	11.330,00
<b>Totali</b>	<b>39.256</b>	<b>22.572,20</b>	<b>107.328,81</b>

\*la superficie pannellata rappresenta la proiezione al suolo dei pannelli nella loro posizione a tilt zero gradi per gli inseguitori e a tilt fissato per le strutture fisse.

## 2.2 Struttura di sostegno e sistema di inseguimento solare

Parte del progetto prevede l'impiego di sistemi ad inseguitore solare monassiale del tipo *Tracker*. Queste strutture consentono la rotazione dei moduli fotovoltaici ad essi ancorati intorno ad un unico asse orizzontale permettendo l'inseguimento del sole nell'arco della giornata aumentando la produzione energetica dell'impianto fotovoltaico.

Nei campi fotovoltaici che costituiscono il parco in oggetto i *trackers* lavorano singolarmente ed il movimento è regolato da un unico motore per *tracker* che comanda la rotazione dell'asse di rotazione della struttura e quindi del piano dei moduli durante il corso della giornata in base alla posizione del sole.

Tutti gli elementi sono solitamente realizzati in acciaio al carbonio galvanizzato a caldo e sono:

- I pali di sostegno infissi nel terreno
- Travi orizzontali
- Giunti di rotazione

- Elementi di collegamento tra le travi principali
- Elementi di solidarizzazione
- Elementi di supporto dei moduli
- Elementi di fissaggio.

L'interasse minimo tra le fila di trackers è pari a **9,0 m** per ridurre il fenomeno di ombreggiamento reciproco e garantire gli spazi di manovra.

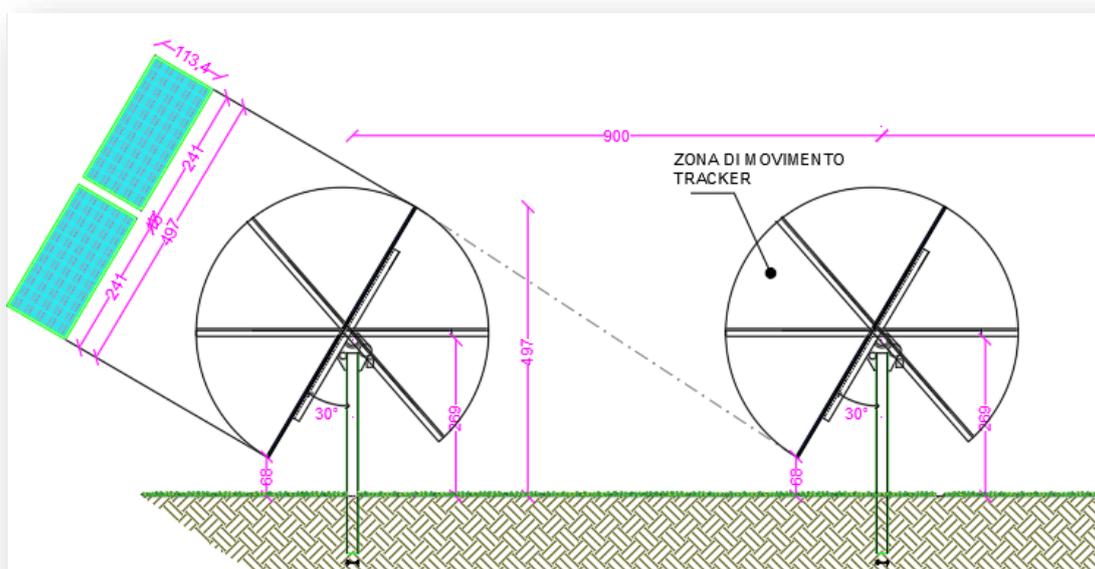


Figura 3 – Sezione tipo impianto con installazione su sistema ad inseguimento solare tipo tracker

La seguente tabella riporta la distribuzione delle strutture suddivisa per tipologia (tracker a 28 moduli) e relativa ai diversi campi costituenti il parco fotovoltaico in progetto:

Campo	Tipo di inseguitore	Numero inseguitori
B1	TR28	106
B2	TR28	186
B3	TR28	187
B4	TR28	186
B5	TR28	147
B6	TR28	148
B7	TR28	148
<b>Tot.</b>		<b>1108</b>

## 2.3 Struttura di sostegno fissa

La restante parte dei moduli fotovoltaici saranno installati su strutture di supporto del tipo ad orientamento e angolo di inclinazione fisso, con interdistanze variabili in ragione dell'orografia naturale del terreno e comunque comprese nei 3 metri.

Esse sono composte da profili in acciaio di varie sezioni, tagliati e preforati misura e successivamente zincati a caldo. La viteria è in classe 8 con rivestimento anticorrosione specifico per il sito di installazione. Tra il modulo fotovoltaico e la struttura viene interposto del materiale isolante, allo scopo di impedire la corrosione che si innescherebbe tra l'acciaio e la cornice di alluminio del pannello.

La tipologia di infissione prevista è del tipo palo battuto in acciaio zincato. Tale sostegno, solitamente di sezione a "C", ha dimensioni variabili in funzione della tipologia del terreno su cui verrà infisso e dell'altezza da terra prevista per l'impianto. La procedura di infissione necessita di macchine battipalo.

La progettazione, eseguita in relazione all'orografia del terreno ed in modo da massimizzare la producibilità dello specifico sottocampo.

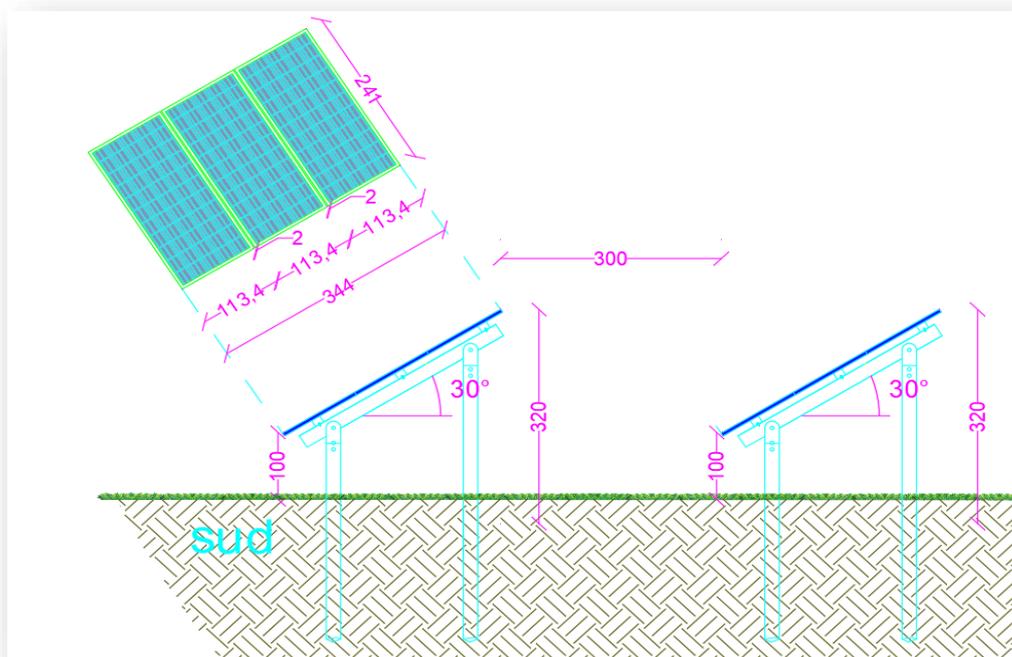


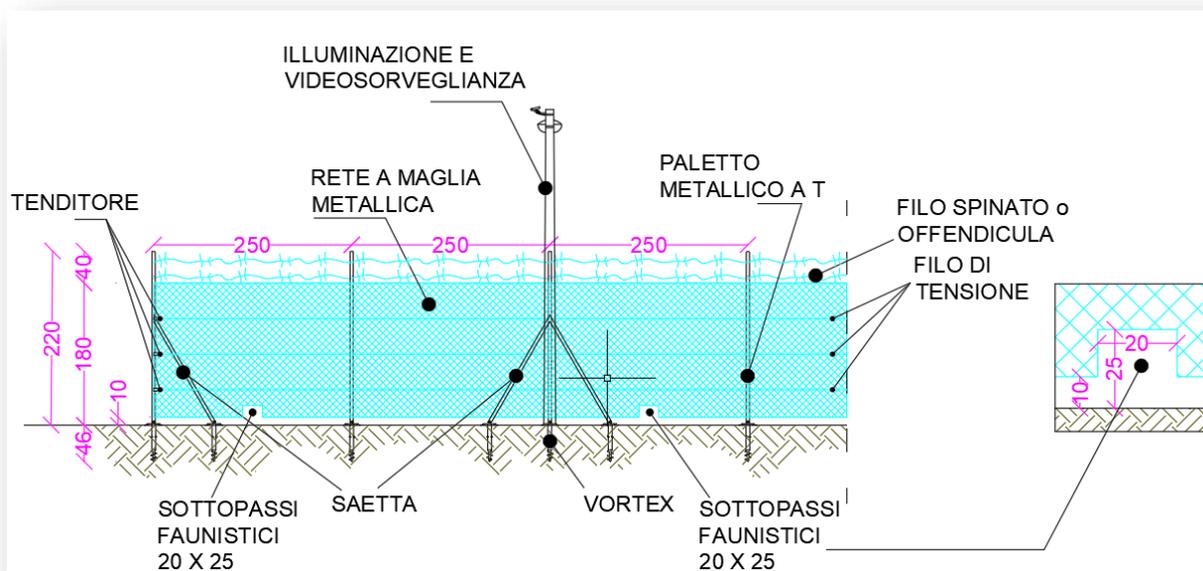
Figura 4 – sezione tipo impianto con sistema fisso

Dette strutture saranno installate nei diversi sottocampi secondo quanto riportato nella seguente tabella:

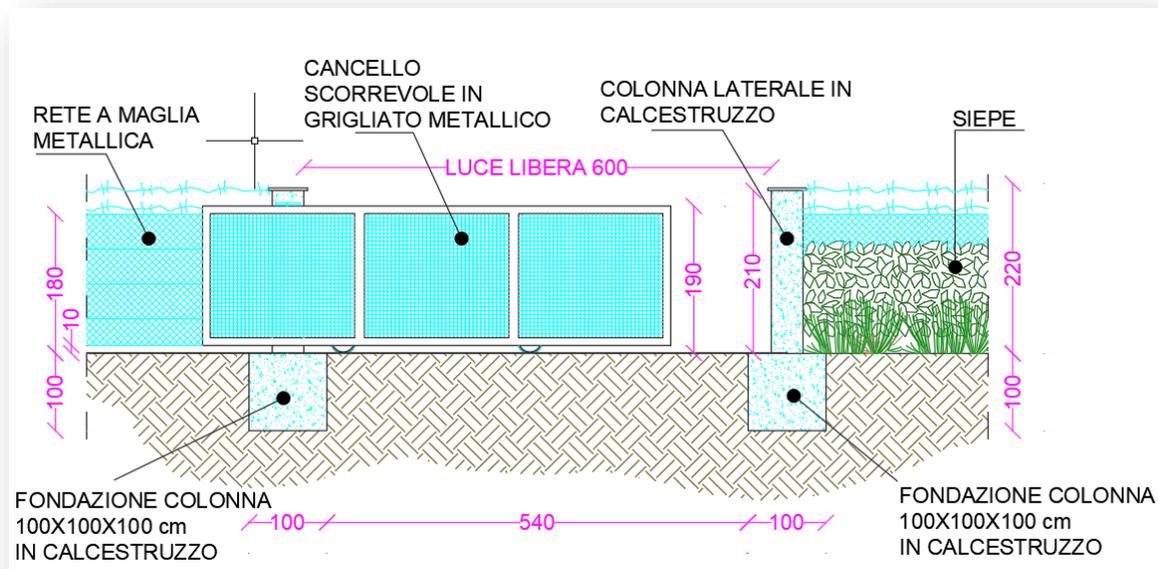
Campo	Strutture Fisse	Numero Strutture
A1	21 moduli	276
A2	21 moduli	116
<b>Tot.</b>		<b>392</b>

## 2.4 Perimetrazione esterna

La perimetrazione verso l'esterno antintrusione sarà realizzata con rete in maglie metalliche ancorata al terreno e idonei sottopassi faunistici per non ostacolare il transito della fauna locale.



I cancelli carrabili, anch'essi in materiale metallico, saranno realizzati con idonee guide di scorrimento e saranno posati in opera idoneamente ancorati a pilastri di calcestruzzo armato.



Il campo sarà dotato di impianto di illuminazione con palo metallico dotato di testapalo ed idonea lampada atta a garantire un'uniforma illuminazione. Dal predimensionamento effettuato saranno disposti i punti luce lungo la recinzione perimetrale ad intervallo di 15 metri ed altezza palo 4 metri.

Il campo sarà inoltre dotato di impianto antintrusione combinato perimetrale con sistema tipo ad infrarossi o barriera a microonda ed antifurto per singolo modulo.

## 2.5 Inverter, trasformatori, quadri

L'inverter scelto è del tipo Smart String Inverter SUN 2000-185KTL-H1 HUAWEI o similare da definire in fase di progettazione esecutiva..



**Specifiche tecniche:**

Efficiency	
Max. Efficiency	99.03%
European Efficiency	98.69%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	175,000 W @40°C, 168,000 W @45°C, 150,000 W @50°C
Max. AC Apparent Power	185,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	185,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	126.3 A @40°C, 121.3 A @45°C, 108.3 A @50°C
Max. Output Current	134.9 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, Bluetooth/WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	84 kg (185.2 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Grid Code	IEC 61727, P.O. 12.3, RD 1699, RD 661, RD 413, RD 1565, RD 1663, UNE 206007-1, UNE 206006

Figura 5 – Schema tecnica inverter



Ogni sottocampo sarà dotato di apposito trasformatore, quadri e apparecchiature AT/BT per come dettagliato negli elaborati allegati del progetto elettrico.

## 2.6 Opere elettriche

Gli impianti elettrici sono costituiti da:

- **Impianto fotovoltaico:** costituito da n°39.256 moduli fotovoltaici della potenza unitaria di 575 Wp che convertono l'energia cinetica del vento in energia elettrica per mezzo di un generatore elettrico;
- **linee interrate in AT a 36 kV:** convogliano la produzione elettrica dei campi fotovoltaici alla Cabina di Consegna;
- **Cabina di Consegna:** raccoglie le linee in AT a 36 kV per la successiva consegna alla rete AT. In questa cabina vengono posizionati gli apparati di protezione e misura dell'energia prodotta;
- **Sistema di accumulo:** della potenza di 10 MW, con capacità di 20 MWh;
- **Cavidotto di consegna a 36 kV:** cavo di collegamento a 36 kV tra la Cabina di Consegna e la futura Cabina di Consegna di Trasformazione (SE) della RTN 380/150/36 kV;

La rete di alta tensione a 36 kV sarà composta da n° 3 circuiti con posa completamente interrata. Il tracciato planimetrico della rete è mostrato nelle tavole di progetto precisando che nel caso di posa su strada esistente l'esatta posizione del cavidotto rispetto alla carreggiata sarà opportunamente definita in sede di sopralluogo con l'Ente gestore in funzione di tutte le esigenze dallo stesso richieste, pertanto il percorso su strada esistente indicato negli elaborati progettuali è da intendersi, relativamente alla posizione rispetto alla carreggiata, del tutto indicativo.

Detta rete a 36 kV sarà realizzata per mezzo di cavi unipolari del tipo ARP1H5E (o equivalente) con conduttore in alluminio. Le caratteristiche elettriche di portata e resistenza dei cavi in alluminio sono riportate nella seguente tabella (portata valutata per posa interrata a 1,2 m di profondità, temperatura del terreno di 20° C e resistività termica del terreno di 1 K m /W):

<b>Sezione [mm<sup>2</sup>]</b>	<b>Portata [A]</b>	<b>Resistenza [Ohm/km]</b>
95	257	0,403
150	328	0,262
400	563	0,102

Caratteristiche elettriche cavo AT

I cavi verranno posati con una protezione meccanica (lastra o tegolo) ed un nastro segnalatore. Su terreni pubblici e su strade pubbliche la profondità di posa dovrà essere comunque non inferiore a 1,2 m previa autorizzazione della Provincia. I cavi verranno posati in una trincea scavata a sezione obbligata.

Dove necessario si dovrà provvedere alla posa indiretta dei cavi in tubi, condotti o cavedi. Per i condotti e i cunicoli, essendo manufatti edili resistenti non è richiesta una profondità minima di posa né una protezione meccanica supplementare. Lo stesso dicasi per i tubi 450 o 750, mentre i tubi 250 devono essere posati almeno a 0,6 m con una protezione meccanica.

In questi casi si applicheranno i seguenti coefficienti:

- lunghezza  $\leq 15$ m: nessun coefficiente riduttivo,
- lunghezza  $\geq 15$  m: 0,8 m,
- Si installerà una terna per tubo che dovrà avere un diametro doppio di quello apparente della terna di cavi.

Nella stessa trincea verranno posati i cavi di energia, la fibra ottica necessaria per la comunicazione e la corda di terra.

La Cabina di Consegna è necessaria per raccogliere le linee a 36 kV provenienti dall'impianto FV e permettere l'immissione dell'energia prodotta nella rete di TERNA. All'interno dell'edificio saranno installati inoltre gli apparati di misura, comando, controllo e protezione necessari per la corretta funzionalità dell'impianto.

Le opere civili per la costruzione della Cabina di Consegna sono di seguito elencate:

- Piattaforma
- Fondazioni
- Drenaggio di acqua pluviale
- Canalizzazioni elettriche



L'edificio di controllo Cabina di Consegna sarà composto dai seguenti vani:

- Locale celle AT,
- Locale BT e trafo AT/BT,
- Locale Gruppo Elettrogeno,
- Locale comando e controllo,
- Locale servizi igienici,
- Magazzino.

Per una dettagliata disamina delle argomentazioni si rimanda alla Relazione Descrittiva Opere Elettriche ed alle pertinenti tavole grafiche allegate al presente progetto definitivo.

## 2.7 Stazione Meteorologica

All'interno dei campi è inoltre prevista l'impiego di n. 2 stazioni meteorologiche assemblate e configurate specificatamente per il monitoraggio dell'efficienza energetica degli impianti fotovoltaici aventi i requisiti previsti dalle normative di settore (IEC9060, WMO, CEI 82-5 e IEC60904) e dotate di sistemi operativi e web-server integrati.

L'installazione tipica comprende i seguenti sensori:

- *Sensore di Temperatura e Umidità Relativa dell'Aria a norma del WTO, con schermo solare a ventilazione naturale in alluminio anodizzato.*
- *Sensore per la misura della temperatura di pannelli fotovoltaici o superfici piane a contatto adesivo. Costituito da termistore con involucro di alluminio e cavo teflonato lungo 10 metri.*
- *Sensore Radiazione Solare Globale a termopila a norma WMO, I Classe.*
- *Sensore Radiazione Solare Globale a termopila a norma WMO, I Classe con schermo a banda equatoriale manuale per la misura della sola componente diffusa della radiazione.*
- *Sensore Velocità Vento a norma WMO in alluminio anodizzato.*
- *Sensore Direzione Vento a norma WMO in alluminio anodizzato.*
- *Datalogger multicanale con sistema operativo e web-server integrato.*
- *Modulo con scheda di protezione segnali e interfaccia dotato di doppio livello di protezione segnali da sovratensioni e scariche indirette tramite scaricatori a gas e diodi speciali.*
- *Alimentazione di base 220V. Opzionalmente tramite pannello fotovoltaico*
- *Trasmissione dati di base di tipo LAN. Opzionalmente wireless, GPRS, Satellitare.*
- *Palo 5 metri autoportante in alluminio anodizzato anticorrosione composto da elementi (2m+3m), completo di supporti per 6 sensori, base di sostegno(20x20cm) e kit viterie in acciaio inox. Pesa 17kg.*

- *Cavi sensore-datalogger con terminazione a connettore PS2 o Puntalini lato datalogger e connettore 7 poli IP68 lato sensore, lunghi 5 metri*
- *Cavi sensore-datalogger con terminazione a connettore PS2 o Puntalini lato datalogger e connettore 7 poli IP68 lato sensore, lunghi 10 metri*

Grazie ai dati forniti dai piranometri e le misure dei parametri ambientali e prestazionali (temperatura, umidità, vento, temperatura superficiale pannello ed opzionalmente corrente e tensione), è possibile ottenere un costante monitoraggio dell'impianto fotovoltaico correggendo i dati in funzione della posizione del pannello solare, attraverso uno speciale algoritmo implementato nel datalogger.



Figura 6 – Esempio di stazione meteorologica

## 2.8 Sistema di accumulo

Il progetto prevede inoltre la realizzazione di un sistema di accumulo dell'energia (storage), posto in nelle vicinanze del "campo B", della potenza di 10 MW ed una capacità di 20 MWh. Il layout prevede la disposizione di n. 7 battery container (dim. 12,142 m x 2,438 m), n. 1 common container (dim. 12,142 m x 2,438 m), n. 7 inverter e n. 4 trasformatori, il tutto all'interno di un'area recintata, secondo la disposizione riportata nella specifica tavola grafica allegata.

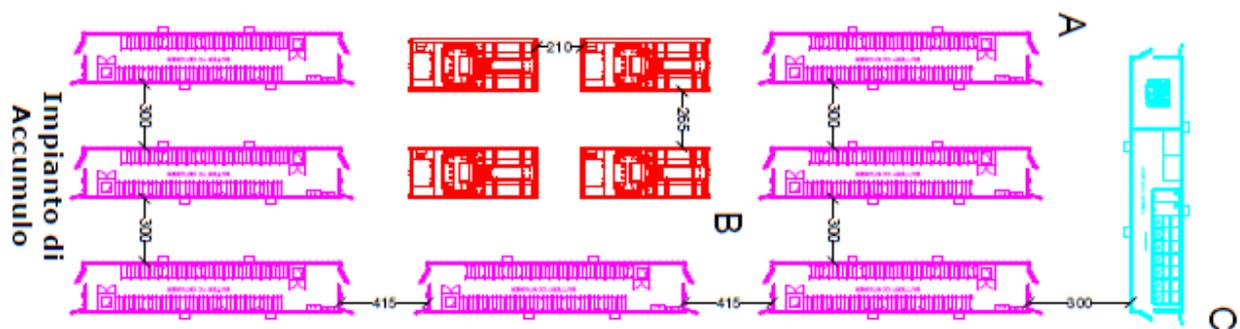


Figura 7 – Impianto di accumulo

## 2.9 Viabilità interna

La viabilità interna al parco fotovoltaico è progettata per garantire il transito di automezzi sia in fase di costruzione che di esercizio dell'impianto.

Le nuove strade, realizzate in misto granulometrico stabilizzato al fine di escludere impermeabilizzazione delle aree e quindi garantire la permeabilità della sede stradale, avranno le larghezze della carreggiata carrabile minima di **3,00** m con livelletta che segue il naturale andamento del terreno senza quindi generare scarpate di scavo o rilevato.

Il pacchetto stradale dei nuovi tratti di viabilità sarà composto da uno strato di idoneo spaccato granulometrico proveniente da rocce o ghiaia, posato con idoneo spessore, mediamente pari a 30 cm, realizzato mediante spaccato 0/50 idoneamente compattato, previa preparazione del sottofondo mediante rullatura e compattazione dello strato di coltre naturale.

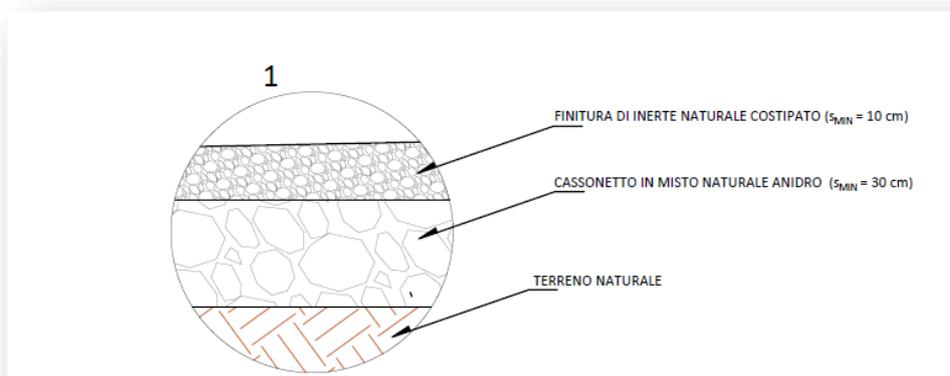
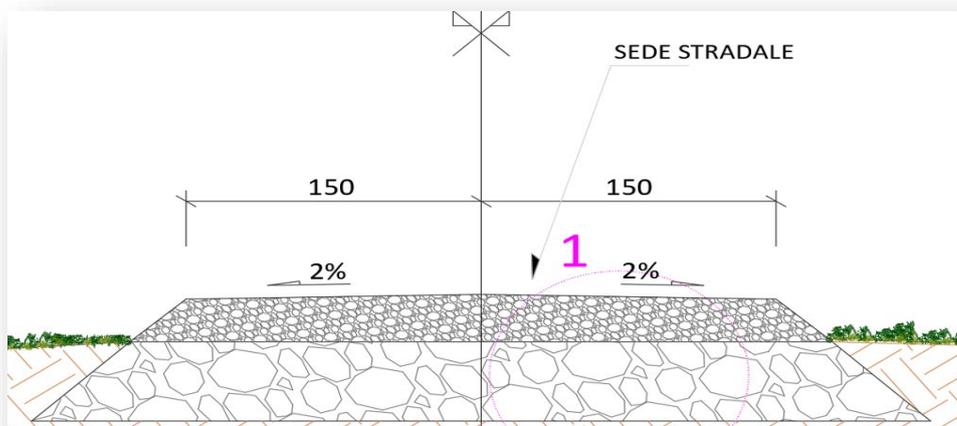


Figura 8 – Sezione tipo stradale

## 2.10 Tempi, modalità e costi di realizzazione e dismissione

In merito ai tempi, alle modalità ed ai costi di realizzazione e dismissione dell'impianto si rimanda agli specifici elaborati allegati al presente progetto definitivo. La seguente tabella riporta un quadro riassuntivo:

<i>Tempi stimati per progettazione esecutiva, la realizzazione e la messa in esercizio dell'impianto (come da cronoprogramma)</i>	<b>12 mesi</b>
<i>Costo stimato di realizzazione dell'impianto (come da computo metrico)</i>	<b>€ 14'949'818,15</b>
<i>Tempi stimati per la dismissione dell'impianto (come da cronoprogramma piano di dismissione)</i>	<b>8 mesi</b>



Costo stimato di dismissione dell'impianto (come da computo metrico opere di dismissione)

€ 477.670,59

### 3. Dimensionamento dell'impianto

#### 3.1 Sito di installazione

Il sito di installazione è ubicato in agro dei comuni di **Lercara Friddi e Castronovo di Sicilia (PA)** in un'area pianoro raggiungibile dalla rete viaria esistente. Detto terreno, suddiviso in più aree recintate, sviluppa una superficie catastale di circa **49.56.83 Ha** di cui circa **30,755 Ha** recintati.

#### 3.2 Potenza totale

La potenza nominale dell'Impianto FV complessivo sarà pari a circa **22.572,20 kWp**, costituito da n. **9** sottocampi fotovoltaici collegati tra loro tramite cavidotti interrati in media tensione.

#### 3.3 Dati di irraggiamento

L'intensità della radiazione solare può essere misurata direttamente sul terreno (almeno con intervalli di registrazione oraria) mediante sensori specifici, di qualità elevata, calibrati e puliti regolarmente. Per ottenere una popolazione di dati adeguata andrebbero eseguite misurazioni per almeno 10 anni continuativi.

In realtà, il numero di misure di radiazione a terra che soddisfano tutti questi criteri è relativamente basso e le stazioni sono spesso distanti tra loro, per questi motivi è diventato sempre più comune utilizzare i dati satellitari per stimare la radiazione solare in arrivo sulla superficie terrestre.

Principalmente questi metodi utilizzano i dati dei satelliti meteorologici geostazionari. I vantaggi dell'utilizzo di tali dati sono:

- disponibilità dei dati in tutta l'area coperta dalle immagini satellitari;
- disponibilità delle serie storiche di almeno 30 anni.



Lo svantaggio dell'uso dei dati satellitari è che la radiazione solare a livello del suolo deve essere calcolata utilizzando un numero di algoritmi matematici piuttosto complicati che utilizzano non solo dati satellitari ma anche dati sul vapore acqueo atmosferico, aerosol (polvere, particelle) e ozono. Alcune condizioni possono far perdere precisione ai calcoli, ad esempio:

- neve che può essere scambiata per nuvole
- tempeste di polvere che possono essere difficili da rilevare nelle immagini satellitari

I satelliti geostazionari hanno anche la limitazione che non coprono le aree polari. Tuttavia, la precisione dei dati delle radiazioni solari satellitari è ora generalmente molto buona.

Un'altra fonte di stime della radiazione solare è fornita da Climate Reanalysis Data. I dati di rianalisi sono calcolati utilizzando modelli di previsioni meteorologiche numeriche, rieseguendo i modelli per il passato e apportando correzioni utilizzando le misurazioni meteorologiche note. L'output dei modelli è un gran numero di quantità meteorologiche, che spesso includono l'irradiazione solare a livello del suolo. Molti di questi set di dati hanno una copertura globale, comprese le aree polari dove i metodi satellitari non hanno dati. Gli svantaggi di questi insiemi di dati sono che essi hanno per lo più una bassa risoluzione spaziale (un valore ogni 30 km o più) e che l'accuratezza dei valori della radiazione solare in genere non è buona come quella dei dati della radiazione solare satellitare nelle aree coperte da entrambi i tipi di set di dati.

I metodi usati per calcolare la radiazione solare da satellite sono stati descritti in numerosi documenti scientifici ( Mueller et al., 2009 , Mueller et al., 2012 , Gracia Amillo et al., 2014 ). Il primo passo nel calcolo è usare le immagini satellitari per stimare l'influenza delle nuvole sulla radiazione solare. Le nuvole tendono a riflettere la luce solare in arrivo, in modo che meno radiazioni arrivino a terra.

La riflettività delle nuvole viene calcolata osservando lo stesso pixel dell'immagine satellitare alla stessa ora ogni giorno di un mese. Il metodo presume quindi che il pixel più scuro del mese sia quello che corrisponde al cielo sereno (senza nuvole). Per tutti gli altri giorni, la riflettività della nuvola viene quindi calcolata relativamente al giorno di cielo sereno. Questo è fatto per tutte le ore del giorno. In questo modo è possibile calcolare *un'albedo nuvola efficace* .

In una seconda fase il metodo calcola la radiazione solare in condizioni di cielo sereno usando la teoria del trasferimento radiativo nell'atmosfera insieme con i dati su quanti aerosol (polvere, particelle, ecc.) Ci sono nell'atmosfera e concentrazione di vapore acqueo e ozono, entrambi i quali tendono ad assorbire radiazioni



a particolari lunghezze d'onda. La radiazione totale viene quindi calcolata dalla nube albedo e dall'irradiazione del cielo chiaro.

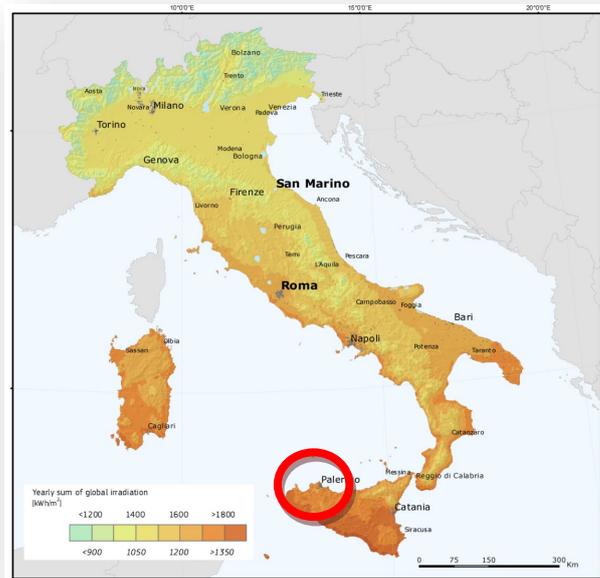
Un elemento determinante per la stima è rappresentato dalle ombre portate dalla conformazione del terreno. Infatti, in presenza di colline o montagne ci possono essere momenti in cui la posizione del sole è tale per cui la radiazione sarà ridotta rispetto a quella proveniente dal cielo o dalle nuvole. Questo elemento è esaminato mediante il diagramma dell'orizzonte che rappresenta appunto il percorso solare correlato alla presenza di ostacoli che generano ombreggiamenti.

Stimato il valore di irradiazione globale e del fascio su un piano orizzontale è necessario determinare i valori di irradianza sui moduli fotovoltaici inclinati con un determinato angolo (fisso o a sistemi di tracciamento) rispetto all'orizzontale.

Pertanto, i valori di irradianza rilevati dal satellite non sono rappresentativi della radiazione solare disponibile sulla superficie del modulo e diventa necessario stimare l'irradiazione nel piano.

Esistono diversi modelli nella bibliografia scientifica che utilizzano come dati di input i valori di irraggiamento sul piano orizzontale delle componenti di irradiazione globale e diffusa e / o del fascio, per stimare i valori del fascio e dei componenti diffusi su superfici inclinate. La somma di questi è l'irradiazione globale nel piano su una superficie inclinata.

L'irradiazione del raggio proviene direttamente dal disco solare, quindi il valore su una superficie inclinata può essere facilmente calcolato dal valore sul piano orizzontale semplicemente conoscendo la posizione del sole nel cielo e l'inclinazione e l'orientamento della superficie inclinata. Al contrario, la stima del componente diffuso su superfici inclinate non è così semplice, poiché è stata dispersa dai componenti dell'atmosfera e come risultato può essere descritta come proveniente dall'intera cupola del cielo.



**Figura 9 – Irradiazione media**

In appendice alla presente si riportano i tabulati di elaborazione restituiti dal software PVsyst per ogni singolo sottocampo costituente il presente progetto. In relazione ai dati di input inseriti per la simulazione di ogni sottocampo, delle perdite considerate ed a seguito dell'analisi svolta, si è stimata una producibilità media specifica dell'impianto fotovoltaico pari a **1.752 kWh/kWp** per le strutture ad inseguimento solare, e di **1.602 kWh/kWp** per le strutture fisse. La tabella che segue riporta i risultati parziali ottenuti dall'analisi per ogni sottocampo di simulazione.

Campo	Sottocampo	Tipo	N°. Elem.	N° Mod.	Pot. DC (kWp)	n. stringhe	n. inverter	Pot. AC (kWp)	TRAFO (kW)	AC/DC	MWh/anno
A	A1	FISSI 7X3	276	5.796	3.332,70	207	20	3.700,00	4.500,00	1,11	5.338,99
A	A2	FISSI 7X3	116	2.436	1.400,70	87	9	1.665,00	2.000,00	1,19	2.243,92
<b>Totale campo A</b>			<b>392</b>	<b>8.232</b>	<b>4.733,40</b>	<b>294</b>	<b>29</b>	<b>5.365,00</b>	<b>6.500,00</b>		<b>7.582,91</b>
B	B2	TR28	186	5.208	2.994,60	186	18	3.330,00	4.000,00	1,11	5.246,54
B	B3	TR28	187	5.236	3.010,70	187	18	3.330,00	4.000,00	1,11	5.274,75
B	B4	TR28	186	5.208	2.994,60	186	18	3.330,00	4.000,00	1,11	5.246,54
B	B5	TR28	147	4.116	2.366,70	147	14	2.590,00	3.500,00	1,09	4.146,46
B	B6	TR28	148	4.144	2.382,80	148	14	2.590,00	3.500,00	1,09	4.174,67
B	B7	TR28	148	4.144	2.382,80	148	14	2.590,00	3.500,00	1,09	4.174,67

B	B2	TR28	186	5.208	2.994,60	186	18	3.330,00	4.000,00	1,11	5.246,54
<b>Totale campo B</b>			<b>1.108</b>	<b>31.024</b>	<b>17.838,80</b>	<b>1.108</b>	<b>106</b>	<b>19.610,00</b>	<b>25.000,00</b>		<b>31.253,57</b>
<b>Totale impianto</b>				<b>39,256</b>	<b>22,572.20</b>	<b>1,402</b>	<b>135</b>	<b>24,975</b>		<b>1.10</b>	<b>38.836,48</b>

### 3.4 Sistema di orientamento

Parte dell'impianto, con potenza sviluppata di circa **17,84 MWp** è installato su un sistema di orientamento mobile ad inseguimento solare monoassiale con rotazione intorno all'asse nord-sud composto da **1108** strutture. La restante parte, per una potenza sviluppata di circa **4,73 MWp** è installata su sistema ad orientamento ed inclinazione fissa in direzione sud composto da **392** strutture.

### 3.5 Previsione di produzione energetica

Dai dati soprariportati la produzione di energia elettrica stimata al netto delle perdite è quantificata in **38.836,48 MWh/anno**.

## 4. Criteri di scelta delle soluzioni impiantistiche di protezione contro i fulmini

In riferimento all'individuazione e classificazione del volume da proteggere. in accordo alle norme CEI 81-10 1/2/3/4 e CEI 82-4. il generatore fotovoltaico viene protetto contro gli effetti prodotti da sovratensioni indotte a seguito di scariche atmosferiche utilizzando scaricatori del tipo SPD di classe II sul lato DC da posizionare dentro i quadri di campo.

I progettisti



# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

---

Project: SIC.07 - Perciapertosa con dati corretti

Variant: New simulation variant-FISSI

Ground system (tables) on a hill

System power: 4130 kWp

Marcato Bianco - Italia

**Author**

New Developments srls (Italy)



# Project: SIC.07 - Perciapertosa con dati corretti

Variant: New simulation variant-FISSI

## PVsyst V7.2.14

VC2, Simulation date:  
02/05/22 12:19  
with v7.2.14

New Developments srls (Italy)

### Project summary

<b>Geographical Site</b> Marcato Bianco Italia	<b>Situation</b> Latitude 37.75 °N Longitude 13.67 °E Altitude 409 m Time zone UTC+1	<b>Project settings</b> Albedo 0.20
<b>Meteo data</b> Marcato Bianco PVGIS api TMY		

### System summary

<b>Grid-Connected System</b>	<b>Ground system (tables) on a hill</b>		<b>User's needs</b> Unlimited load (grid)
<b>PV Field Orientation</b> Fixed plane Tilt/Azimuth 30 / 1 °	<b>Near Shadings</b> Linear shadings		
<b>System information</b>		<b>Inverters</b>	
<b>PV Array</b>			
Nb. of modules	7182 units	Nb. of units	22 units
Pnom total	4130 kWp	Pnom total	3850 kWac
		Pnom ratio	1.073

### Results summary

Produced Energy	7 GWh/year	Specific production	1602 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	81.62 %
-----------------	------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

### 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
Special graphs	9



**PVsyst V7.2.14**

VC2, Simulation date:  
02/05/22 12:19  
with v7.2.14

New Developments srls (Italy)

**General parameters**

Grid-Connected System		Ground system (tables) on a hill	
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Sheds configuration</b>	
<b>Orientation</b>		Nb. of sheds	393 units
Fixed plane		<b>Sizes</b>	
Tilt/Azimuth	30 / 1 °	Sheds spacing	6.44 m
		Collector width	3.44 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	53.4 %
		<b>Shading limit angle</b>	
		Limit profile angle	26.7 °
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>	
Average Height	6.6 °	Linear shadings	
		<b>Models used</b>	
		Transposition	Perez
		Diffuse	Imported
		Circumsolar	separate
		<b>User's needs</b>	
		Unlimited load (grid)	

**PV Array Characteristics**

PV module		Inverter	
Manufacturer	Jinkosolar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	JKM575M-7RL4-V	Model	SUN2000-175KTL-H0
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	575 Wp	Unit Nom. Power	175 kWac
Number of PV modules	7182 units	Number of inverters	22 units
Nominal (STC)	4130 kWp	Total power	3850 kWac
Modules	342 Strings x 21 In series	Operating voltage	600-1500 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Max. power (=>25°C)	193 kWac
Pmpp	3768 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.07
U mpp	842 V		
I mpp	4476 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	4130 kWp	Total power	3850 kWac
Total	7182 modules	Number of inverters	22 units
Module area	19636 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	1.07

**Array losses**

<b>Array Soiling Losses</b>		<b>Thermal Loss factor</b>		<b>DC wiring losses</b>				
Loss Fraction	2.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	3.1 mΩ			
		Uc (const)	29.0 W/m <sup>2</sup> K	Loss Fraction	1.5 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s					
<b>LID - Light Induced Degradation</b>		<b>Module Quality Loss</b>		<b>Module mismatch losses</b>				
Loss Fraction	1.1 %	Loss Fraction	0.5 %	Loss Fraction	1.0 % at MPP			
<b>Strings Mismatch loss</b>								
Loss Fraction	0.1 %							
<b>IAM loss factor</b>								
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



**PVsyst V7.2.14**

VC2, Simulation date:  
02/05/22 12:19  
with v7.2.14

New Developments srls (Italy)

**System losses**

**Unavailability of the system**

Time fraction            2.0 %  
                                 7.3 days,  
                                 3 periods

**AC wiring losses**

**Inv. output line up to injection point**

Inverter voltage                            800 Vac tri  
Loss Fraction                                0.00 % at STC  
**Inverter: SUN2000-175KTL-H0**  
Wire section (22 Inv.)                    Copper 22 x 3 x 35 mm<sup>2</sup>  
Average wires length                      0 m



Horizon definition

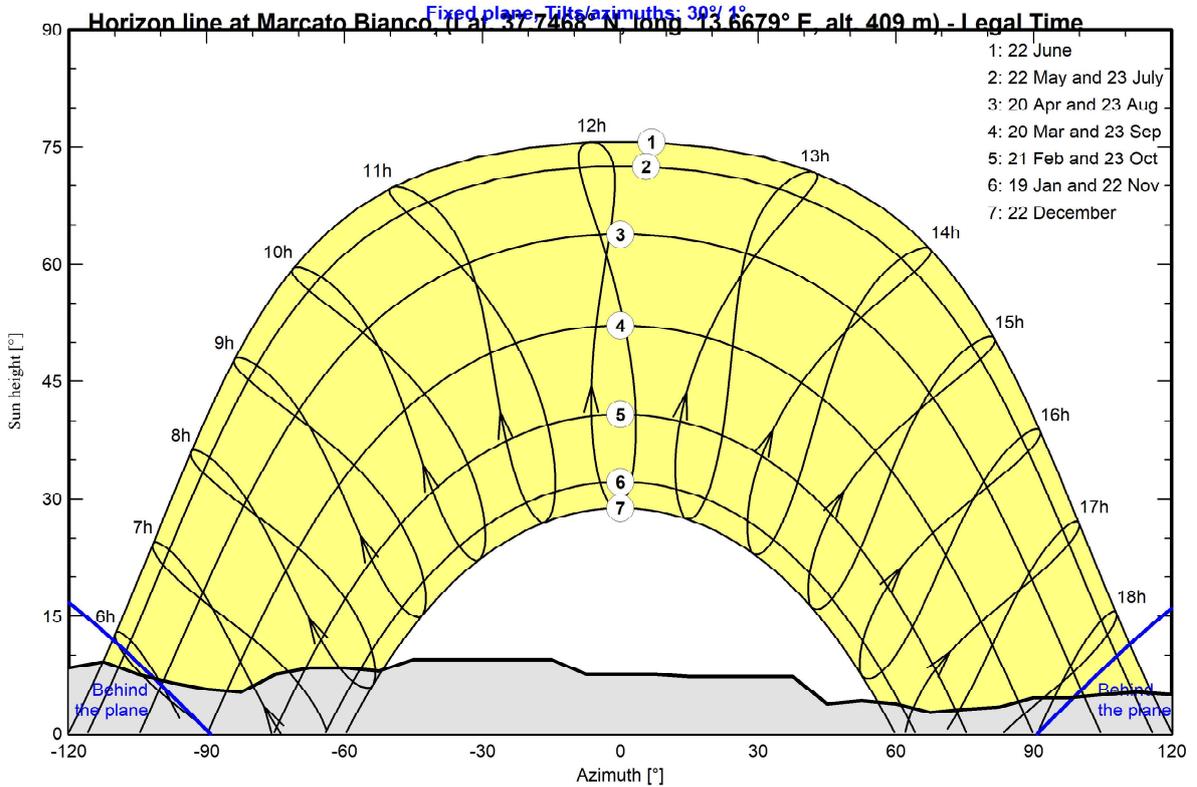
Horizon from PVGIS website API, Lat=37°44'48', Long=13°40'4', Alt=409m

Average Height	6.6 °	Albedo Factor	0.62
Diffuse Factor	0.95	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

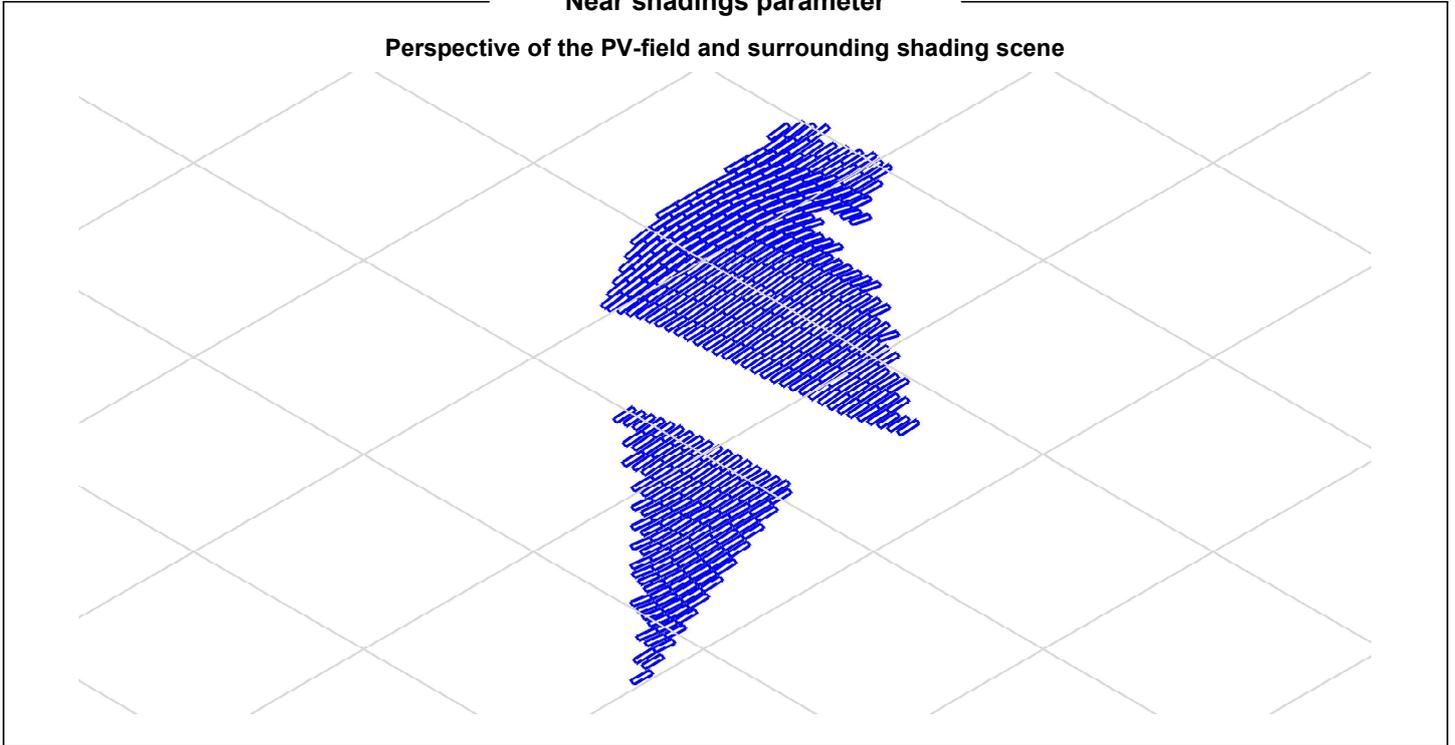
Azimuth [°]	-180	-173	-165	-143	-135	-128	-113	-105	-98	-90	-83	-75	-68
Height [°]	6.5	6.9	7.6	7.6	6.9	7.6	9.2	7.6	6.5	5.7	5.3	7.6	8.4
Azimuth [°]	-60	-53	-45	-15	-8	8	15	38	45	53	60	68	75
Height [°]	8.4	8.0	9.5	9.5	7.6	7.6	7.3	7.3	3.8	4.2	3.8	2.7	3.1
Azimuth [°]	83	90	98	105	113	120	128	135	143	165	173	180	
Height [°]	3.4	4.6	4.6	5.0	5.3	5.0	3.8	3.8	6.1	6.1	6.5	6.5	

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)





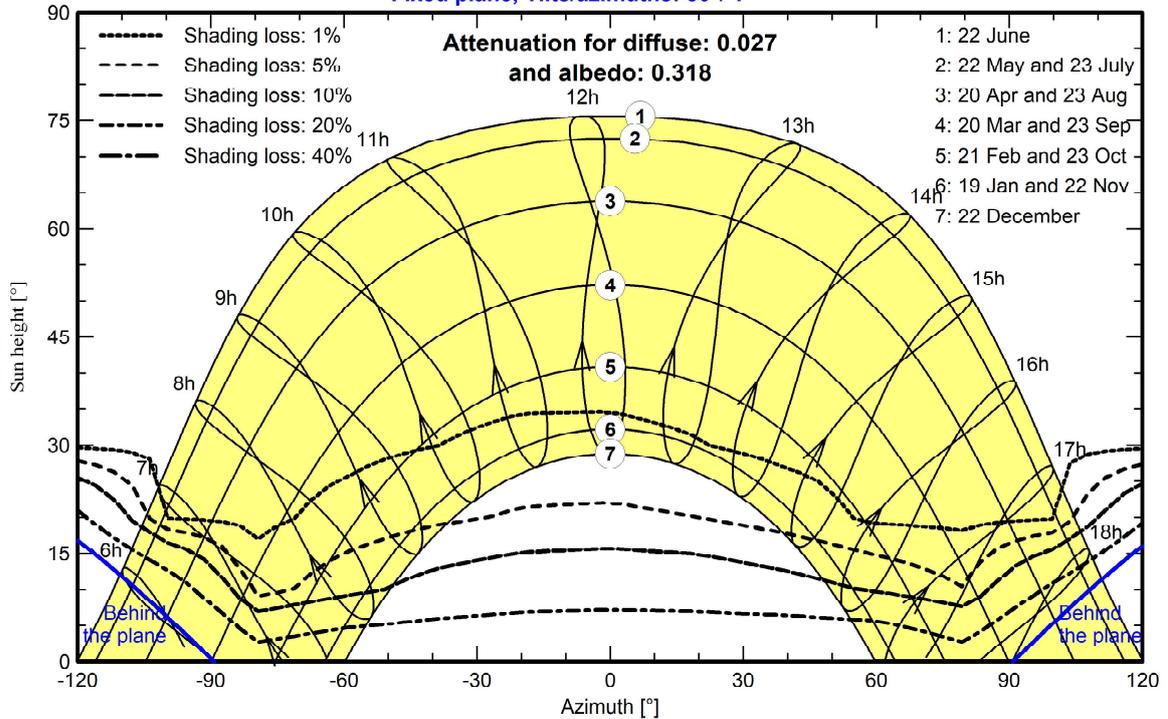
Near shadings parameter



Iso-shadings diagram

Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 30°/ 1°





**Main results**

**System Production**

Produced Energy

7 GWh/year

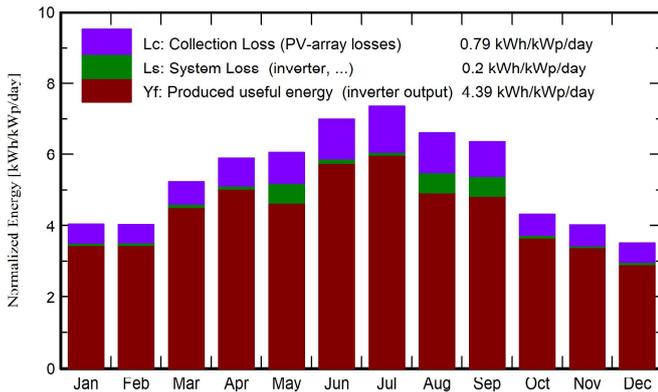
Specific production

1602 kWh/kWp/year

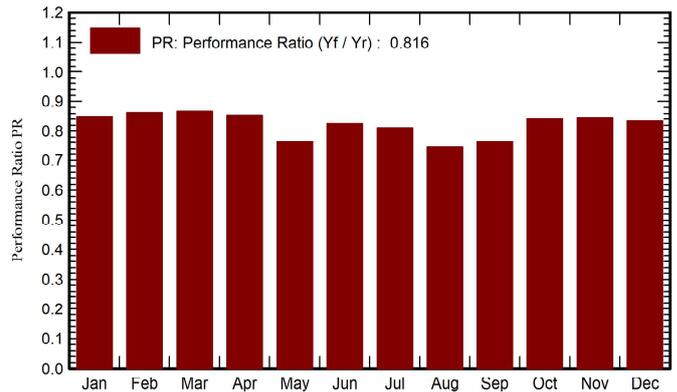
Performance Ratio PR

81.62 %

**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	77.9	31.07	9.56	126.2	114.8	0.451	0.443	0.850
February	81.7	36.89	9.35	112.4	104.4	0.408	0.400	0.862
March	135.3	62.01	9.85	162.1	151.8	0.592	0.581	0.867
April	163.9	70.09	13.07	176.7	165.8	0.636	0.624	0.855
May	192.6	75.47	16.84	188.3	176.2	0.667	0.596	0.766
June	223.4	72.53	21.27	209.7	196.5	0.728	0.714	0.825
July	239.0	65.23	25.84	228.7	215.0	0.781	0.766	0.811
August	197.7	64.64	24.94	205.1	192.9	0.704	0.632	0.746
September	162.5	58.35	21.90	190.9	179.9	0.667	0.600	0.762
October	103.9	48.84	16.70	134.2	125.3	0.477	0.468	0.844
November	77.5	31.17	13.93	120.0	110.4	0.428	0.420	0.846
December	67.5	33.28	10.02	108.8	96.7	0.382	0.374	0.833
Year	1722.7	649.57	16.15	1963.1	1829.7	6.921	6.617	0.816

**Legends**

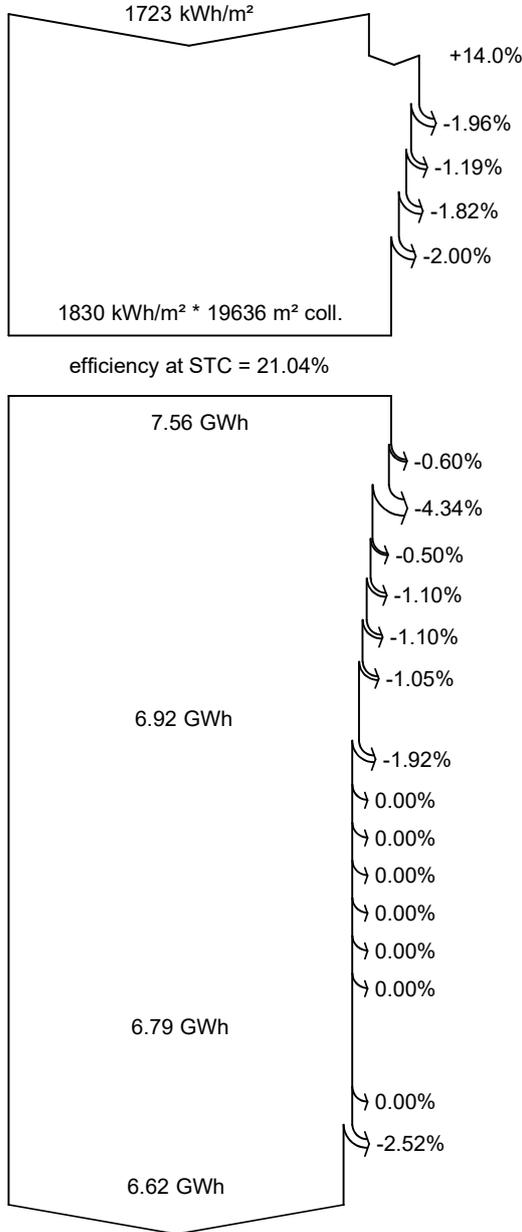
- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T\_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E\_Grid Energy injected into grid
- PR Performance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



PVsyst V7.2.14

VC2, Simulation date:  
02/05/22 12:19  
with v7.2.14

Loss diagram



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

Far Shadings / Horizon

Near Shadings: irradiance loss

IAM factor on global

Soiling loss factor

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

LID - Light induced degradation

Mismatch loss, modules and strings

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

AC ohmic loss

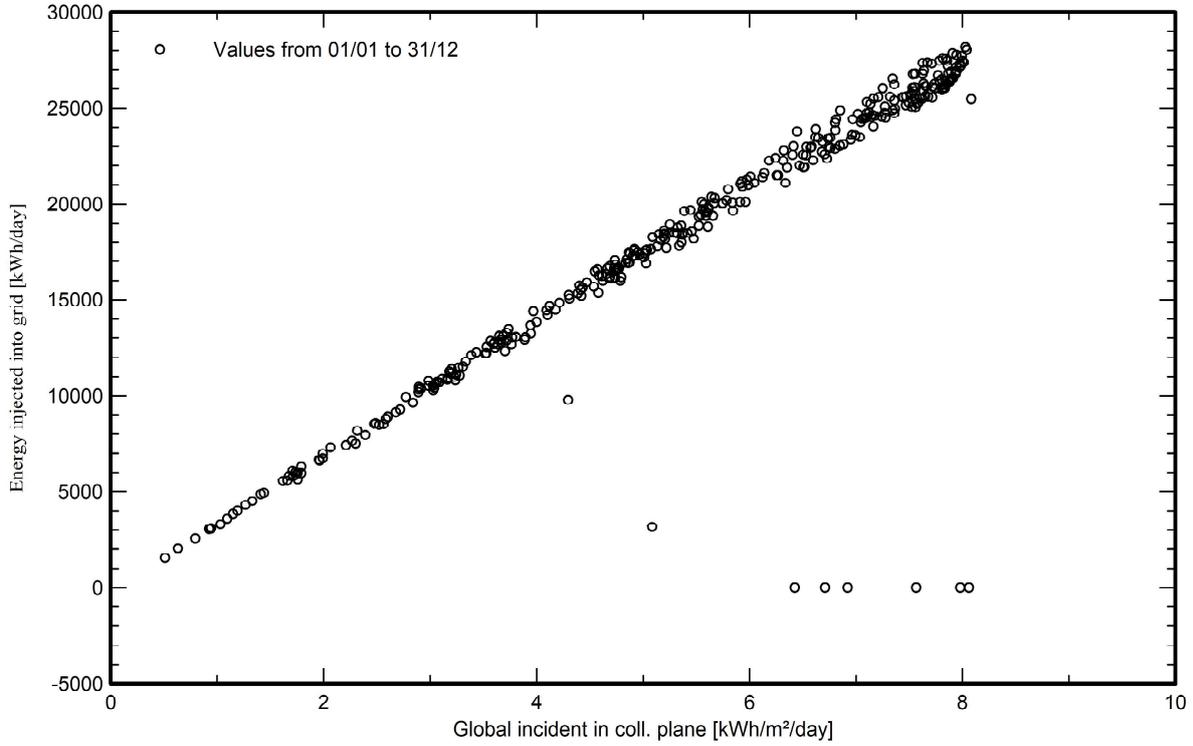
System unavailability

Energy injected into grid

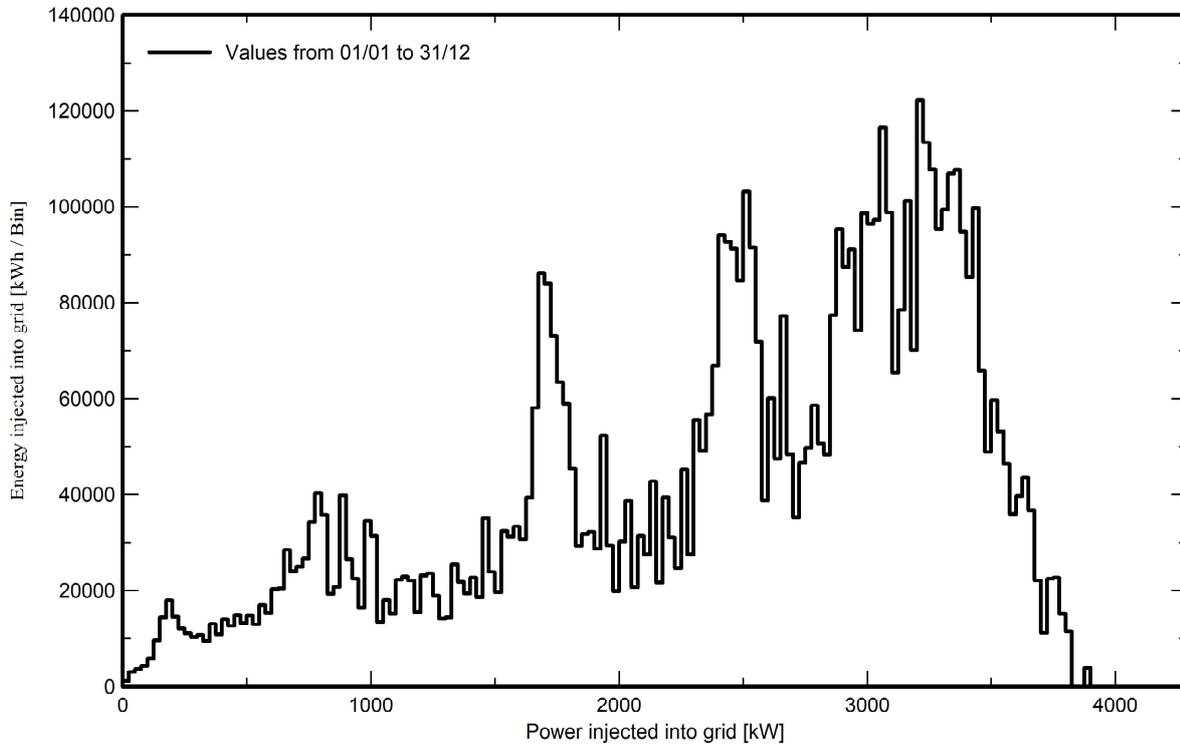


Special graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



System Output Power Distribution



# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

---

Project: SIC.07 - Perciapertosa

Variant: tracker

Tracking system

System power: 17.85 MWp

San Biagio - Italy

**Author**

New Developments srls (Italy)

**PVsyst V7.2.12**

VC3, Simulation date:  
18/03/22 17:37  
with v7.2.12

New Developments srls (Italy)

**Project summary**

<b>Geographical Site</b> San Biagio Italy	<b>Situation</b> Latitude 37.51 °N Longitude 13.53 °E Altitude 387 m Time zone UTC+1	<b>Project settings</b> Albedo 0.20
<b>Meteo data</b> San Biagio PVGIS api TMY		

**System summary**

<b>Grid-Connected System</b>  <b>PV Field Orientation</b> <b>Orientation</b> Tracking plane, tilted axis Avg axis tilt -2.2 ° Avg axis azim. 0.0 °	<b>Tracking system</b>  <b>Tracking algorithm</b> Astronomic calculation	<b>Near Shadings</b> Linear shadings
<b>System information</b> <b>PV Array</b> Nb. of modules 31050 units Pnom total 17.85 MWp	<b>Inverters</b> Nb. of units 100 units Pnom total 17.50 MWac Pnom ratio 1.020	
<b>User's needs</b> Unlimited load (grid)		

**Results summary**

Produced Energy	31 GWh/year	Specific production	1752 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	78.91 %
-----------------	-------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

**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
Special graphs	9



**PVsyst V7.2.12**

VC3, Simulation date:  
18/03/22 17:37  
with v7.2.12

New Developments srls (Italy)

**General parameters**

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Tracking system</b>			
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Tracking algorithm</b>		<b>Trackers configuration</b>	
Orientation		Astronomic calculation		Nb. of trackers 1109 units	
Tracking plane, tilted axis				<b>Sizes</b>	
Avg axis tilt	-2.2 °			Tracker Spacing 9.00 m	
Avg axis azim.	0.0 °			Collector width 4.97 m	
				Ground Cov. Ratio (GCR) 55.2 %	
				Phi min / max. +/- 30.0 °	
				<b>Shading limit angles</b>	
				Phi limits +/- 56.3 °	
<b>Models used</b>		<b>Near Shadings</b>		<b>User's needs</b>	
Transposition	Perez	Linear shadings		Unlimited load (grid)	
Diffuse	Imported				
Circumsolar	separate				
<b>Horizon</b>					
Average Height	4.7 °				

**PV Array Characteristics**

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Jinkosolar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	JKM575M-7RL4-V	Model	SUN2000-185KTL-H1
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	575 Wp	Unit Nom. Power	175 kWac
Number of PV modules	31050 units	Number of inverters	100 units
Nominal (STC)	17.85 MWp	Total power	17500 kWac
Modules	1242 Strings x 25 In series	Operating voltage	550-1500 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Max. power (=>30°C)	185 kWac
Pmpp	16.29 MWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.02
U mpp	1002 V		
I mpp	16255 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	17854 kWp	Total power	17500 kWac
Total	31050 modules	Number of inverters	100 units
Module area	84893 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	1.02

**Array losses**

<b>Array Soiling Losses</b>		<b>Thermal Loss factor</b>		<b>DC wiring losses</b>	
Loss Fraction	2.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	0.54 mΩ
		Uc (const)	29.0 W/m <sup>2</sup> K	Loss Fraction	0.8 % at STC
		Uv (wind)	1.4 W/m <sup>2</sup> K/m/s		
<b>LID - Light Induced Degradation</b>		<b>Module Quality Loss</b>		<b>Module mismatch losses</b>	
Loss Fraction	1.1 %	Loss Fraction	0.5 %	Loss Fraction	1.0 % at MPP
<b>Strings Mismatch loss</b>					
Loss Fraction	0.1 %				



**PVsyst V7.2.12**

VC3, Simulation date:  
18/03/22 17:37  
with v7.2.12

New Developments srls (Italy)

**Array losses**

**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**

**Unavailability of the system**

Time fraction 2.0 %  
7.3 days,  
3 periods

**AC wiring losses**

**Inv. output line up to MV transfo**

Inverter voltage 800 Vac tri  
Loss Fraction 1.02 % at STC

**Inverter: SUN2000-185KTL-H1**

Wire section (100 Inv.) Copper 100 x 3 x 500 mm<sup>2</sup>  
Average wires length 990 m

**MV line up to Injection**

MV Voltage 32 kV  
Wires Copper 3 x 240 mm<sup>2</sup>  
Length 100 m  
Loss Fraction 0.01 % at STC

**AC losses in transformers**

**MV transfo**

Grid voltage 32 kV

**Operating losses at STC**

Nominal power at STC 17567 kVA  
Iron loss (24/24 Connexion) 17.57 kW  
Loss Fraction 0.10 % at STC  
Coils equivalent resistance 3 x 0.36 mΩ  
Loss Fraction 1.00 % at STC



Horizon definition

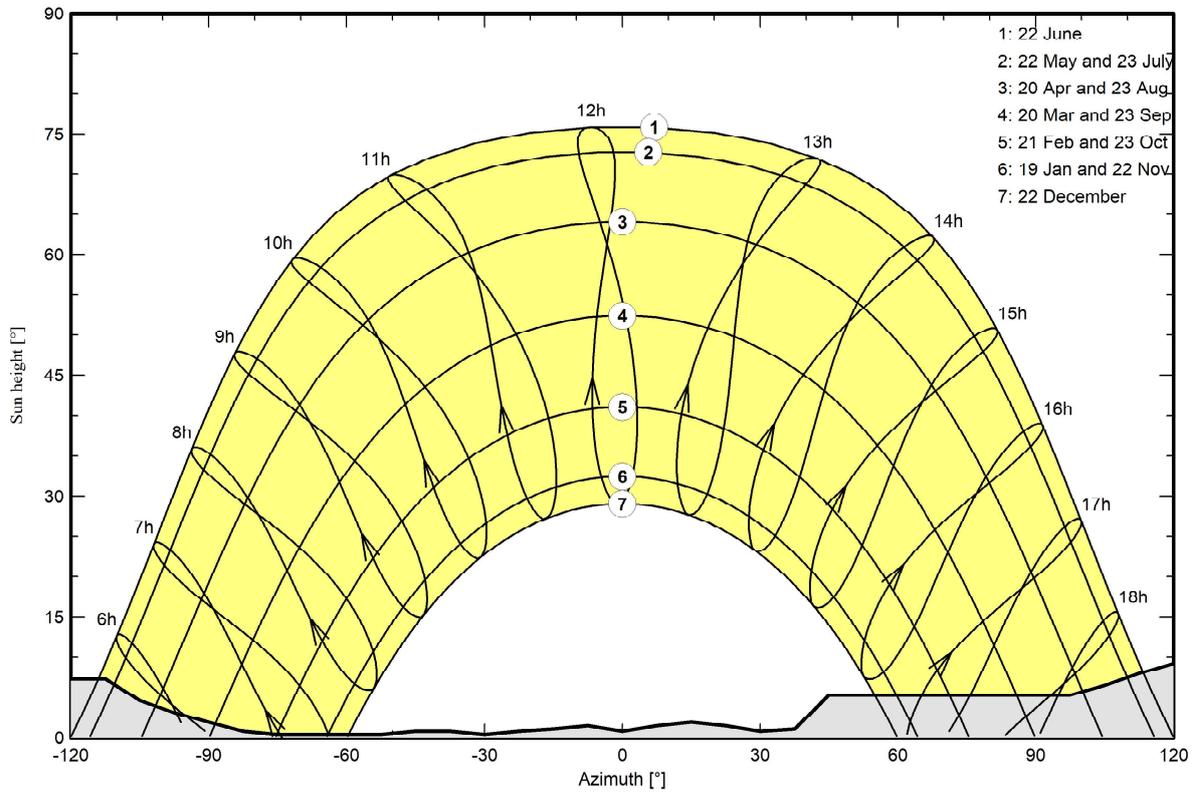
Horizon from PVGIS website API, Lat=37°30'33', Long=13°31'42', Alt=387m

Average Height	4.7 °	Albedo Factor	0.70
Diffuse Factor	0.96	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

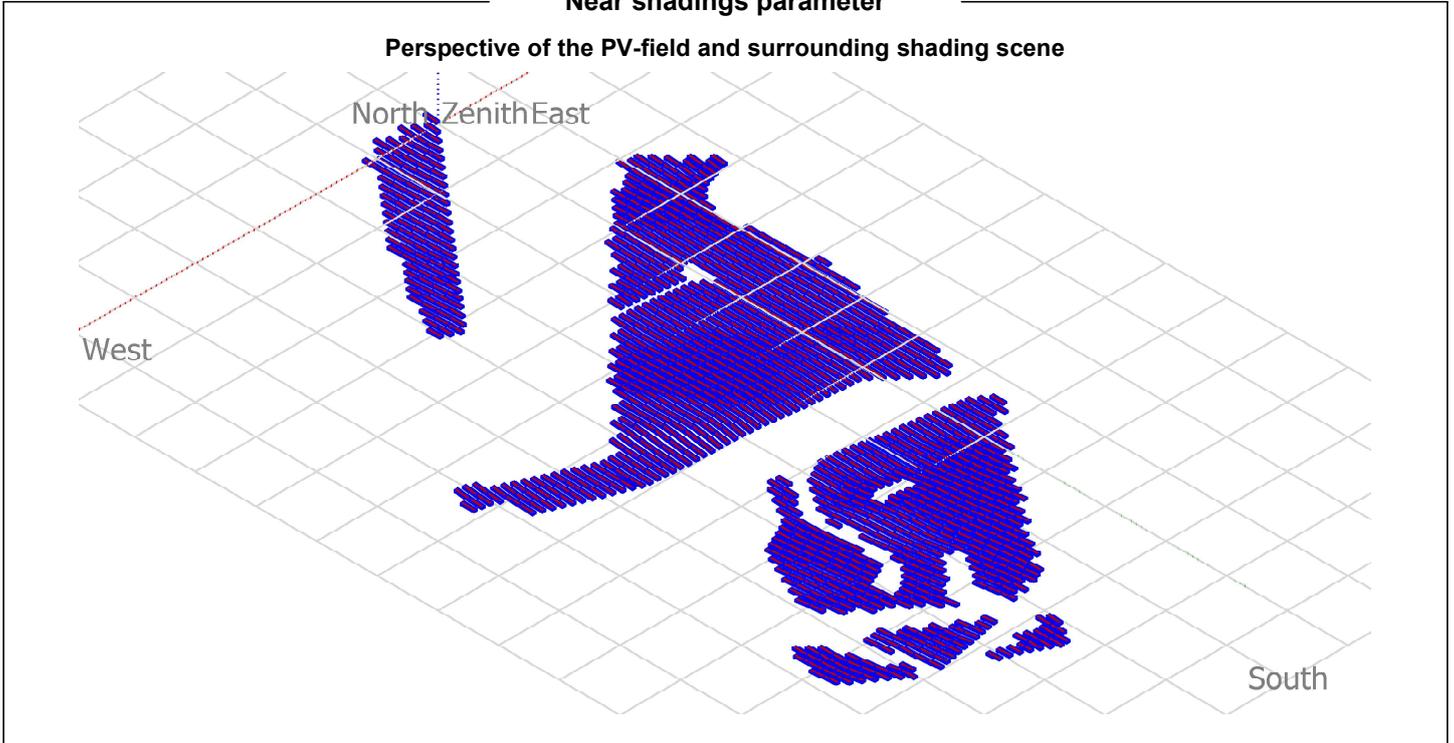
Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-135	-128	-113	-105	-98	-90	-83
Height [°]	5.7	6.1	8.0	8.0	9.2	9.2	7.3	7.3	4.6	3.1	1.9	0.8
Azimuth [°]	-75	-53	-45	-38	-30	-23	-15	-8	0	8	15	23
Height [°]	0.4	0.4	0.8	0.8	0.4	0.8	1.1	1.5	0.8	1.5	1.9	1.5
Azimuth [°]	30	38	45	98	105	113	120	158	165	173	180	
Height [°]	0.8	1.1	5.3	5.3	6.5	8.0	9.2	9.2	6.1	5.7	5.7	

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)



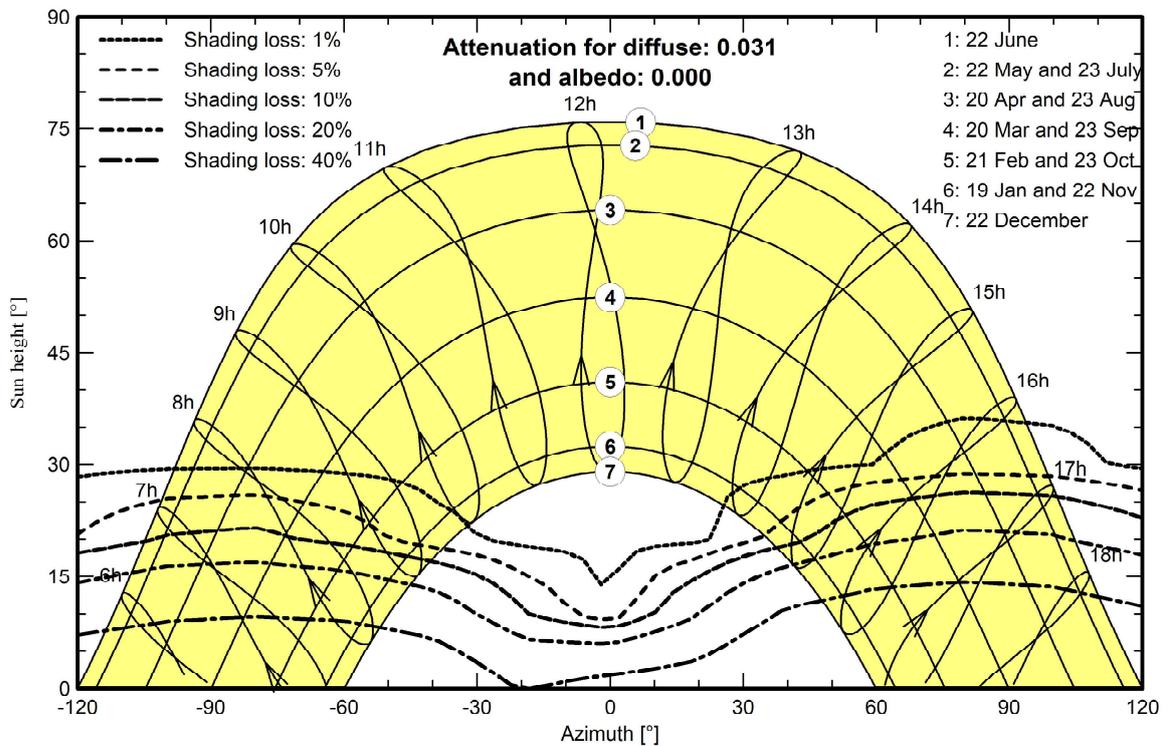


### Near shadings parameter



### Iso-shadings diagram

#### Orientation #1





**Main results**

**System Production**

Produced Energy

31 GWh/year

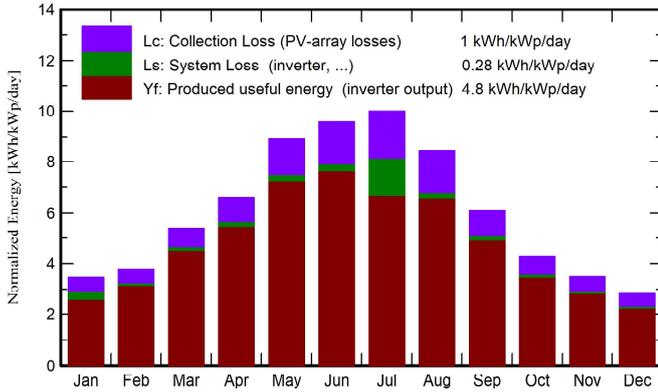
Specific production

1752 kWh/kWp/year

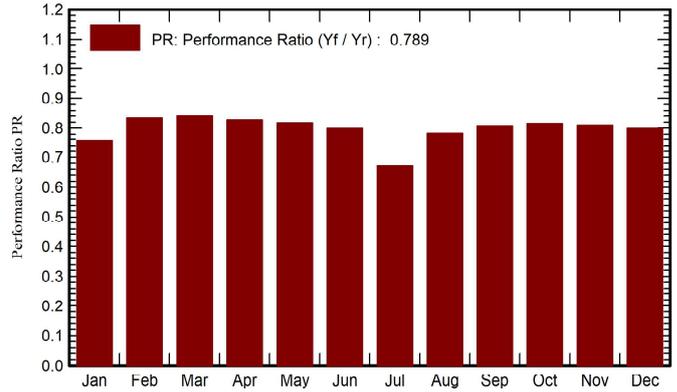
Performance Ratio PR

78.91 %

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**



**Balances and main results**

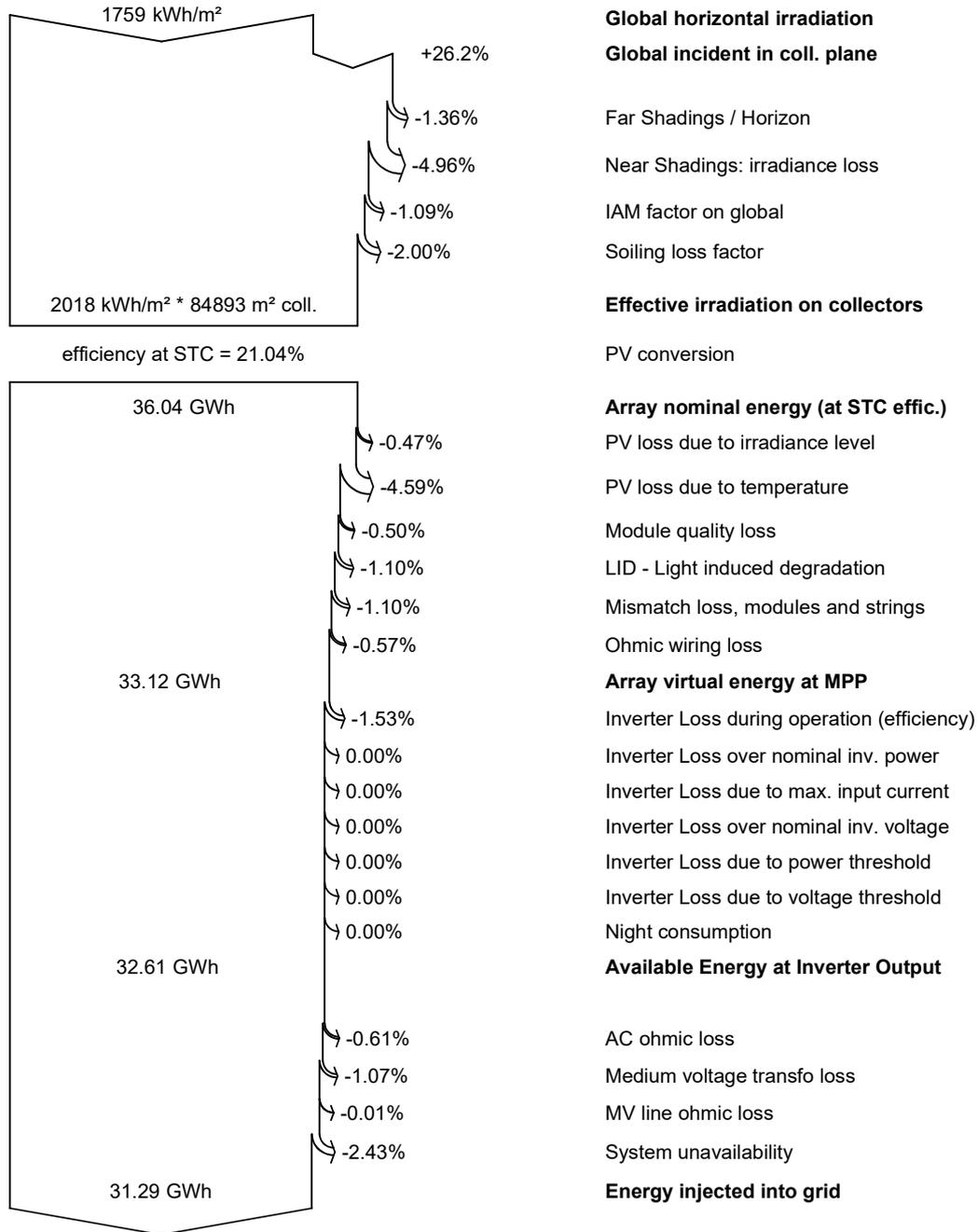
	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>DiffHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T_Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> GWh	<b>E_Grid</b> GWh	<b>PR</b> ratio
<b>January</b>	82.8	31.27	5.22	107.7	92.8	1.621	1.452	0.755
<b>February</b>	85.1	37.84	5.59	106.1	93.9	1.629	1.579	0.834
<b>March</b>	133.4	59.49	7.18	166.9	151.1	2.583	2.503	0.840
<b>April</b>	158.0	67.93	11.30	198.2	180.4	3.024	2.928	0.827
<b>May</b>	220.6	72.48	17.06	275.2	255.5	4.156	4.018	0.818
<b>June</b>	230.1	70.40	22.04	287.8	267.4	4.249	4.107	0.799
<b>July</b>	242.4	58.55	25.73	310.0	288.3	4.508	3.713	0.671
<b>August</b>	202.2	64.36	24.22	260.6	238.8	3.769	3.645	0.784
<b>September</b>	146.1	55.29	18.58	183.4	167.2	2.733	2.645	0.808
<b>October</b>	107.8	51.67	14.38	132.8	119.0	1.996	1.934	0.816
<b>November</b>	81.9	36.18	8.15	104.9	90.4	1.565	1.518	0.810
<b>December</b>	68.7	33.11	5.16	87.2	73.3	1.284	1.244	0.799
<b>Year</b>	1759.3	638.56	13.77	2220.7	2018.1	33.118	31.285	0.789

**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



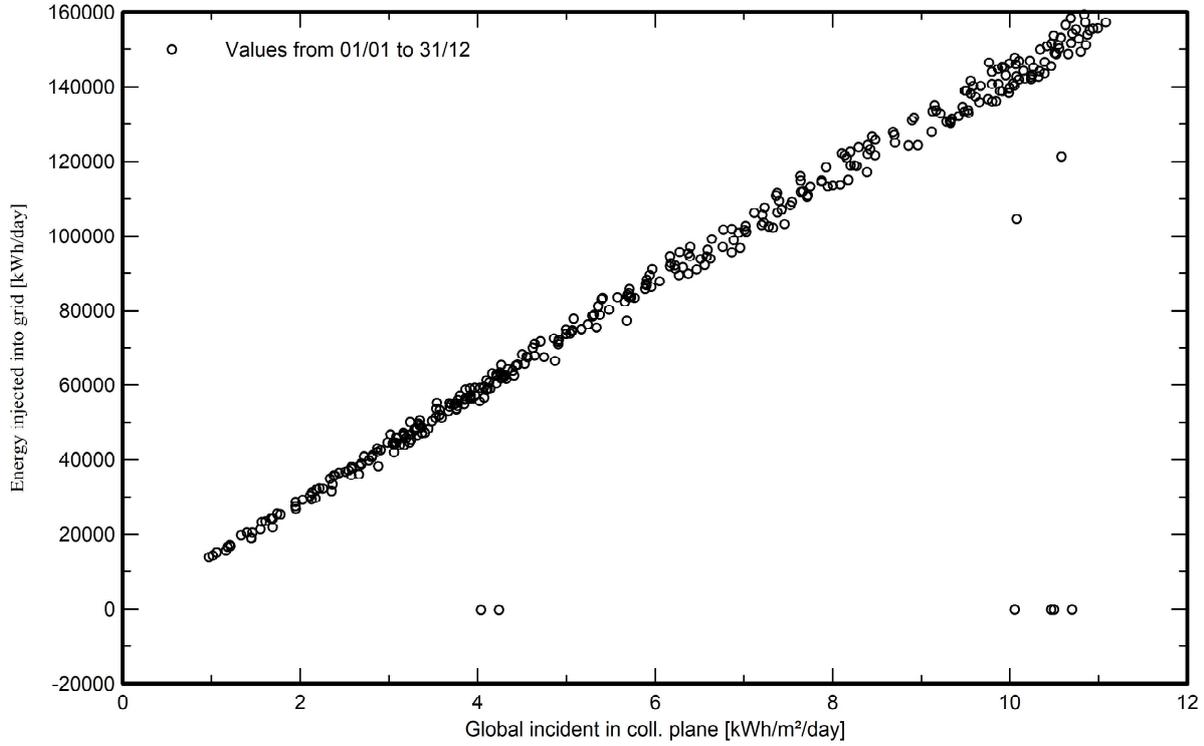
Loss diagram





Special graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

